



Universidade do Porto

FEUP Faculdade de
Engenharia

“Contribuições para a Avaliação da Capacidade de
Fornecimento de Serviços de Sistema por parte de
Aerogeradores de Indução Duplamente Alimentados”

Rogério Gaspar de Almeida

Dissertação apresentada à Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto
para a obtenção do grau de Doutor em Engenharia Electrotécnica e de
Computadores

Porto – Portugal

2006

Dissertação realizada sob a supervisão de:

Doutor João Abel Peças Lopes

*(Professor Associado com Agregação da Faculdade de Engenharia da
Universidade do Porto)*

A Deus por permitir trilhar caminhos que me fazem amadurecer e compreender o razão de se viver.

E a minha família que é a luz da minha vida.

O Autor desta Dissertação atenciosamente agradece:

- À Fundação da Ciência e Tecnologia de Portugal - FCT pelo apoio financeiro suportado através do Projecto DIPTUNE POCTI/41614/ESE/2001.

- Ao INESC Porto que disponibilizou todos os recursos necessários para a elaboração deste projecto.

AGRADECIMENTOS

- Ao meu orientador, o Professor João Abel Peças Lopes, pela confiança depositada, pela atenção prescindida em todos os momentos e pela inestimável ajuda quanto ao repasse de informações técnicas e científicas e de importantes conselhos e críticas que foram fundamentais não só para a elaboração deste trabalho, mas também para o meu enriquecimento profissional.
- Aos Professores Manuel Matos e Ubiratan Holanda Bezerra pela credibilidade depositada o que possibilitou, em conjunto com o Prof. João Abel Peças Lopes, o desenvolvimento deste projecto de investigação.
- Ao Professor José Augusto L. Barreiros pelas valiosas informações que contribuíram significativamente para o enriquecimento desta dissertação.
- À Paula Castro por toda a atenção e inestimável auxílio prestados ao longo desta jornada.
- A todos os colegas que sempre estiveram dispostos para qualquer ajuda, pelo que faço questão de mencioná-los: Agostinho e Adriana Castro, Ana e Catalin Calistru, Ângelo Mendonça, André Madureira, António Ferreira, Bogdan e Renata Lucas, Carlos Moreira, Edgardo e Marcela Castronuovo, Fernanda Resende, João Luís, Jorge Pereira, Luís Ribeiro, Luís Seca “o primo”, Marcus Vinícius, Mauro Rosa, Naing Oo, Ricardo Ferreira, Rosana Soares, Rute Ferreira “a prima”, Susana Silva, Paul Brown, Pedro Marques, Valentim.
- A Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto – FEUP - pelo acesso aos meios essenciais para o desenvolvimento desta dissertação.

RESUMO

Actualmente, a necessidade de se reduzir os impactos ambientais e a liberalização do mercado de electricidade têm motivado um crescimento apreciável da integração de geração eólica das redes eléctricas. Neste cenário, o sector eléctrico mundial tem vindo a experimentar alterações significativas na sua estrutura usual, a ponto de se estabelecerem novas definições e combinações de condições técnicas que assegurem a operacionalidade e a confiabilidade do sistema.

Como forma de responder aos novos requisitos de segurança e qualidade na produção de energia eléctrica impostos pelos operadores de rede, os fabricantes de aerogeradores têm vindo a utilizar interfaces electrónicas nos seus aerogeradores, o que tem permitido explorar potencialidades não usuais em aerogeradores convencionais.

Tendo em conta esta conjuntura, este trabalho teve por objecto estudar a possibilidade da geração eólica fornecer serviços de sistemas que envolvem, sobretudo, controlo de tensão e potência reactiva, despacho em tempo real de potência eólica e controlo de frequência em redes isoladas, por forma a contribuir para a melhoria da segurança e da estabilidade dinâmica do sistema eléctrico de energia. O desempenho destas soluções foi avaliada sobre o aerogerador de indução do tipo duplamente alimentado.

ABSTRACT

Nowadays, the needs to reduce the environmental impacts and the electricity market liberalization have been encouraging a significant growth of the wind generation in grids integration. In this scenario, worldwide electrical sector has been experimenting significant changes in its usual structure, such that new definitions and combinations of technical conditions have been established to assure the operational and reliability of the power system.

In order to correspond to the new requirements of security and quality of power production imposed by the grid operators, the wind generators manufacturers have been using electronic interfaces in their machines allowing to explore non typical capabilities of conventional wind generators.

In these circumstances, this work aimed to study the possibility of the wind generation to provide ancillary services as voltage and reactive power controls, on-line wind production dispatch and frequency control, namely, in isolated grids, and therefore to improve the security and dynamic stability of the power system. The effectiveness of these control solutions was assessed for the doubly fed induction wind generator.

RÉSUMÉ

Aujourd'hui, la nécessité de réduire l'impact environnemental et la libéralisation du marché électrique ont encouragé une croissance significative de l'intégration de la génération éolienne dans les réseaux électriques.

Dans ce scénario, le secteur électrique mondial a éprouvé des changements considérables dans sa structure habituelle telle que des nouvelles combinaisons de conditions techniques ont été établies pour assurer l'opération du système de puissance. De façon à répondre aux nouvelles exigences de sécurité et de qualité de production d'électricité imposées par les opérateurs du réseau, les fabricants de générateurs éoliens ont utilisé des interfaces électroniques dans leurs machines de façon à exploiter des capacités non usuelles dans les aérogénérateurs conventionnelles.

Dans ces circonstances, ce travail a eu pour but d'étudier la possibilité de la génération éolienne de fournir des services de système qui comprennent surtout le contrôle de tension et puissance réactive, le dispatching de la puissance éolienne et le contrôle de fréquence dans des réseaux isolés de façon à contribuer pour l'amélioration de la sécurité et stabilité dynamique du système électrique de puissance. L'efficacité de ces solutions a été évaluée avec l'aérogénérateur d'induction doublement alimenté.

ÍNDICE

CAPÍTULO 1 INTRODUÇÃO	22
1.1 CONSIDERAÇÕES PRELIMINARES	22
1.2 OBJECTIVOS DA DISSERTAÇÃO	25
1.3 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	26
CAPÍTULO 2 SISTEMA DE CONVERSÃO DE ENERGIA EÓLICA	29
2.1 INTRODUÇÃO	29
2.2 SISTEMAS EÓLICOS LIGADOS ÀS REDES ELÉCTRICAS.	30
2.2.1. TIPOS DE AEROGERADORES	33
2.3 CARACTERIZAÇÃO DAS PRINCIPAIS TECNOLOGIAS DE CONVERSÃO DE ENERGIA EÓLICA DE GRANDE PORTE.	35
2.3.1. AEROGERADORES COM GERADORES DE INDUÇÃO CONVENCIONAIS.....	36
2.3.2. AEROGERADORES SÍNCRONOS DE ÍMAN PERMANENTE.....	39
2.3.3. AEROGERADORES DUPLAMENTE ALIMENTADOS	41
2.3.4. OUTRAS TECNOLOGIAS EÓLICAS	42
2.4 SOLUÇÕES DE CONTROLO EM AEROGERADORES DUPLAMENTE ALIMENTADOS.....	43
2.5 RESUMO E CONCLUSÕES	60
CAPÍTULO 3 FORMAS DE CONTROLO DOS SISTEMAS DE CONVERSÃO DE ENERGIA EÓLICA	62
3.1 INTRODUÇÃO	62
3.2 REPRESENTAÇÃO DA MÁQUINA DE INDUÇÃO EM ESTUDOS DE ANÁLISE TRANSITÓRIA.....	63
3.2.1. DESENVOLVIMENTO EM P.U. DO MODELO DA MÁQUINA DE INDUÇÃO.....	65
3.2.2. MODELO DE ORDEM REDUZIDA – “TENSÃO ATRÁS DE UMA REACTÂNCIA TRANSITÓRIA”	67
3.2.3. MODELO DA MÁQUINA DE INDUÇÃO DUPLAMENTE ALIMENTADA.....	69
3.2.4. POTÊNCIA, BINÁRIO E EQUAÇÃO DO MOVIMENTO.....	71
3.3 MODELO DINÂMICO DA TURBINA EÓLICA	72
3.3.1. REPRESENTAÇÃO DO SISTEMA DE EIXO MECÂNICO.....	76
3.4 ESTRATÉGIAS DE CONTROLO.....	77

3.4.1. CARACTERÍSTICAS DE CONTROLO EM AEROGERADORES DE INDUÇÃO CONVENCIONAIS	77
3.4.1.1. CONTROLO DE PITCH.....	78
3.4.1.2. CONTROLO POR STALL	79
3.4.1.2.1 Stall Passivo	79
3.4.1.2.2 Stall-Activo	80
3.4.2. CARACTERÍSTICAS DE CONTROLO EM AEROGERADORES DE INDUÇÃO DUPLAMENTE ALIMENTADO.	82
3.4.2.1. CONTROLOS DE VELOCIDADE ANGULAR-POTÊNCIA ACTIVA E TENSÃO TERMINAL-POTÊNCIA REACTIVA	84
3.4.2.2. CONTROLO DE POTÊNCIA REACTIVA E DA TENSÃO CC – CONVERTOR PWM – C ₂	88
3.4.2.2.1 Controlo da Tensão CC.....	92
3.4.2.3. CÁLCULO DA CONDENSADOR E DA TENSÃO NO BARRAMENTO CC.....	95
3.5 CONCLUSÕES.....	96

CAPÍTULO 4 CAPACIDADE DE SOBREVIVÊNCIA A AFUNDAMENTOS DE TENSÃO 98

4.1 INTRODUÇÃO.....	98
4.2 CARACTERIZAÇÃO DA “CAPACIDADE DE SOBREVIVÊNCIA A AFUNDAMENTOS DE TENSÃO” (<i>RIDE THROUGH FAULT CAPABILITY</i>)	100
4.2.1. SOLUÇÕES DE ALGUNS FABRICANTES DE AEROGERADORES.	102
4.2.2. ABB	102
4.2.3. GENERAL ELECTRIC.....	103
4.2.4. VESTAS.....	103
4.3 FORMAS DE CONTROLOS PARA O CSAT	104
4.4 MODELIZAÇÃO DIFUSA PARA O CONTROLO DO DFIWG	108
4.4.1. ESTRUTURAÇÃO BÁSICA DE UM CONTROLADOR DIFUSO	110
4.4.2. CONTROLADORES DIFUSOS DE VELOCIDADE ANGULAR E TENSÃO TERMINAL PARA O DFIWG.....	115
4.5 CONCLUSÕES.....	119

CAPÍTULO 5 PARTICIPAÇÃO DE GERADORES EÓLICOS DE INDUÇÃO DUPLAMENTE ALIMENTADOS NO FORNECIMENTO DE SERVIÇOS DE SISTEMAS 121

5.1 INTRODUÇÃO.....	121
5.2 PRODUÇÃO OPTIMIZADA DE AEROGERADORES DFIWG	123
5.3 CONTROLO DE INÉRCIA EM AEROGERADORES DFIWG.....	129
5.3.1. CURVA ÓPTIMA DE POTÊNCIA ACTIVA COM MARGEM DE RESERVA DE POTÊNCIA	133
5.3.2. ESTRATÉGIA DA CONTROLO DE <i>PITCH</i> ADOPTADA PARA A CURVA ÓPTIMA COM RESERVA DE POTÊNCIA	136
5.4 LIMITAÇÃO DA PRODUÇÃO DE PARQUES EÓLICOS – REGULAÇÃO SECUNDÁRIA	139

5.4.1. FORMULAÇÃO DO PROBLEMA DE OPTIMIZAÇÃO PARA O DESPACHO DE PARQUE EÓLICO	142
5.5 CONCLUSÃO	148
CAPÍTULO 6 RESULTADOS DE SIMULAÇÕES COM ESTRATÉGIAS DE CONTROLO	
APLICADAS AOS AEROGERADOR DE INDUÇÃO DUPLAMENTE	
ALIMENTADO	150
6.1 INTRODUÇÃO	150
6.2 FUNCIONAMENTO DO AEROGERADOR DFIWG	151
6.2.1. SIMULAÇÃO DE CURTO-CIRCUITO TRIFÁSICO SIMÉTRICO.....	155
6.2.1.1. AVALIAÇÃO DO COMPORTAMENTO DINÂMICO PERANTE UM CURTO-CIRCUITO TRIFÁSICO SIMÉTRICO	
IMPEDANTE.....	157
6.2.2. OPERAÇÃO SUPERSÍNCRONA E SUBSÍNCRONA DO AEROGERADOR DFIWG.....	164
6.2.3. AVALIAÇÃO DO COMPORTAMENTO DO DFIWG COM CONTROLO DE POTÊNCIA ACTIVA E REACTIVA.	
.....	166
6.2.3.1. DEFINIÇÃO DA CURVA DE POTÊNCIA MÁXIMA	167
6.3 MELHORAMENTO DO COMPORTAMENTO DINÂMICO DO DFIWG QUANDO CONTROLADO POR	
CONTROLADORES DIFUSOS.....	174
6.3.1. RESULTADOS DE SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL	175
6.3.1.1. AVALIAÇÃO DURANTE PERDA DE CARGA NA BARRA 5.....	176
6.3.1.2. AVALIAÇÃO DURANTE UM CURTO-CIRCUITO TRIFÁSICO SIMÉTRICO.....	179
6.4 PARTICIPAÇÃO DE GERADORES EÓLICOS DFIWG NA REGULAÇÃO DE FREQUÊNCIA DO SISTEMA	
ELÉCTRICO DE ENERGIA.	183
6.4.1. RESULTADOS DE SIMULAÇÃO	186
6.4.1.1. AUMENTO DE CARGA.....	186
6.4.1.2. AUMENTO DE CARGA COM AUMENTO DE GERAÇÃO EÓLICA	190
6.4.1.3. CURTO-CIRCUITO TRIFÁSICO SIMÉTRICO IMPEDANTE.....	192
6.5 CONTROLO DE ÓPTIMO DE GERAÇÃO EM PARQUES EÓLICOS A PARTIR DE SOLICITAÇÃO DO OPERADOR DO	
PARQUE.	195
6.5.1. DEFINIÇÃO DOS PONTOS DE OPERAÇÃO DE POTÊNCIA ACTIVA E REACTIVA ATRAVÉS DA SOLUÇÃO DO	
PROBLEMA DE OPTIMIZAÇÃO	197
6.5.2. PARTICIPAÇÃO NA REGULAÇÃO PRIMÁRIA DE FREQUÊNCIA.	205
6.6 CONCLUSÕES.....	207
CAPÍTULO 7 CONCLUSÕES	209
7.1 PRINCIPAIS CONTRIBUIÇÕES DESTA DISSERTAÇÃO.....	209

7.1.1. QUANTO A MODELIZAÇÃO	209
7.1.2. QUANTO AS TÉCNICAS DE CONTROLO.....	210
7.1.3. CONTRIBUIÇÃO PARA A ROBUSTEZ DO SISTEMA DE ENERGIA	211
7.2 PERSPECTIVAS DE FUTUROS TRABALHOS.....	212
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	214
ANEXO A ALGUNS CONCEITOS DE LÓGICA DIFUSA.....	222
A.1 OPERAÇÃO DE CONJUNTOS DIFUSOS.....	222
A.2 MÉTODOS DE DESFUZZIFICAÇÃO.....	225
A.2.1. CENTRO DE ÁREA	225
A.2.2. MÉTODO DO CRITÉRIO DO MÁXIMO	226
A.2.3. MÉTODO DA MÉDIA DOS MÁXIMOS.....	227
ANEXO B MODELIZAÇÃO DO SISTEMA ELÉCTRICO.....	228
B.1 GERADOR SÍNCRONO.....	228
B.1.1. SISTEMA DE EXCITAÇÃO DO GERADOR SÍNCRONO	230
B.2 MÁQUINAS PRIMÁRIAS.....	232
B.3 REGULADOR DE VELOCIDADE	233
B.4 REPRESENTAÇÃO DAS LINHAS, TRANSFORMADORES, BATERIAS DE CONDENSADORES E CARGA.	235
B.4.1. LINHAS ELÉCTRICAS.....	235
B.4.2. TRANSFORMADORES.....	235
B.4.3. BATERIAS DE CONDENSADORES E REACTORES.....	236
B.4.4. MODELIZAÇÃO DE CARGAS	236
B.5 MODELO MULTI-MÁQUINA.....	237
B.6 PARÂMETROS DAS REDES ELÉCTRICAS TESTES.....	242
B.6.1. REDE TESTE RE-01	243
B.6.2. REDE ELÉCTRICA RE-02.....	248
B.6.3. REDE ELÉCTRICA RE-03.....	250
B.7 PARQUE EÓLICO PE-01	253

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1.1. Potência eólica instalada em cada continente	23
Tabela 4.1. Regras difusas para o controladores FCL-01	118
Tabela 4.2. Regras difusas para o controladores FCL-02	118
Tabela 6.1. Ganhos e Constantes de tempo assumidos para os controladores PI para o aerogerador DFIWG equivalente ligado a rede eléctrica RE-02	176
Tabela 6.2. Dados referentes aos parques eólicos para os casos de simulação considerados.	191
Tabela 6.3. Parâmetros das linhas e transformadores do parque eólico.	196
Tabela 6.4. Resultado do processo de optimização.	199
Tabela B.1. Dados referentes à unidade síncrona Diesel ligada a rede RE-01.	243
Tabela B.2. Dados referentes à unidade hídrica ligada na rede RE-01	244
Tabela B.3. Dados referentes ao aerogerador de indução convencional ligado na rede RE-01	244
Tabela B.4. Dados referentes ao aerogerador DFIWG ligado na rede RE-01.	245
Tabela B.5. Dados referentes aos controladores proporcional integral do DFIWG ligado na rede RE-01	247
Tabela B.6. Dados referentes ao controlo de pitch do DFIWG com controlo de potência activa e reactiva.	248
Tabela B.7. Dados das linhas e transformadores da rede RE-01	248
Tabela B.8. Dados referentes ao DFWIG ligado na rede RE-02	249
Tabela B.9. Dados de linha e transformadores referentes à rede RE-02	249
Tabela B.10. Ganhos das malhas de controlo do DFIWG equivalente ligado na barra 13 da Rede RE-03	250
Tabela B.11. Ganhos das malhas de controlo do DFIWG equivalente ligado na barra 17 da Rede RE-03	251
Tabela B.12. Ganhos das malhas de controlo do DFIWG equivalente ligado na barra 8 da Rede RE-03	251
Tabela B.13. Ganhos das malhas de controlo do DFIWG equivalente ligado na barra 18 da Rede RE-03	251
Tabela B.14. Dados do controlo de pitch para todos os DFIWG equivalentes ligados na rede RE-03	252
Tabela B.15. Dados referentes à unidade síncrona a vapor ligada na rede RE-03	252
Tabela B.16. Dados referentes as linhas e transformadores da rede RE-03.	253
Tabela B.17. Parâmetros dos aerogeradores DFIWG do parque PE-01.	254
Tabela B.18. Parâmetros das malhas de controlo dos aerogeradores DFIWG do parque PE-01	254

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1. Potência global instalada de parques eólicos ao longo dos anos [1].	23
Figura 1.2. Previsão de penetração eólica para a Europa em 2010 [2].	24
Figura 2.1. Aero gerador Gedser [3].	30
Figura 2.2. Curvas características de C_p versus λ para diferentes rotores eólicos [5].	32
Figura 2.3. Esquemas simplificados de principais tecnologias de sistemas de conversão de energia eólica.	34
Figura 2.4. Caracterização de um sistema eólico de grande porte [9].	36
Figura 2.5. Comportamento de tensões em subestação de parques eólicos com diferentes capacidades instaladas ligados à uma rede fraca durante um curto-circuito [10].	38
Figura 2.6. Configurações de conversores utilizados para interligar o PMSG à rede eléctrica [11].	40
Figura 2.7. Configuração de uma turbina eólica com gerador síncrono de ímã permanente [6].	41
Figura 2.8. Esquema simplificado dos modelos de aero geradores usados actualmente [15].	43
Figura 2.9. Controlo implementado por [21].	46
Figura 2.10. Filosofia de controlo proposto por [22]. Esquemas de controlo para o conversor ligado ao rotor e para o conversor ligado à rede eléctrica.	48
Figura 2.11. Estrutura de controlo proposta por [25].	50
Figura 2.12. Diagrama de blocos da estratégia de controlo proposta por [27].	51
Figura 2.13. Esquema de controlo genérico do DFIWG proposto por [9]: (a) Esquema genérico do conversor ligado ao rotor; (b) Adicional controlador PI para amortecimento de oscilações de torção do eixo mecânico; (c) Esquema genérico de controlo para o conversor ligado à rede de forma a funcionar como um STATCOM; (d) e (e) Malhas de controlos adicionais para o controlo de tensão e potência reactiva tanto pelo conversor ligado ao rotor quanto pelo conversor ligado à rede eléctrica.	54
Figura 2.14. Malhas de controlo proposta por [31]: (a) Malha de controlo de potência activa (modelo geral); (b) Malha de controlo de tensão terminal e potência reactiva.	55
Figura 2.15. Esquema de controlo do aero gerador DFIWG [32]: (a) Controlo do binário electromagnético; (b) controlo de tensão terminal.	56
Figura 2.16. Controlo do DFIWG com os conversores a injectarem tensões controladas ao rotor do gerador [34].	57
Figura 2.17. Controlo do DFIWG com os conversores a injectarem correntes controladas ao rotor do gerador [34].	58
Figura 2.18. Curva de Ride Through Fault adoptada aos aero geradores pela ABB [35].	59
Figura 2.19. Malhas de controlo de potência activa e reactiva do DFIWG [36].	59
Figura 2.20. Curva de tolerância de tensão adoptada para o procedimento de RTFC em [36].	60
Figura 3.1. Coeficiente de potência, C_p , como função da taxa de velocidade de extremidade (tip speed ratio), λ , e do ângulo de pitch, β .	75

Figura 3.2. Representação do sistema de eixo mecânico pelo modelo de duas-massas [41].	76
Figura 3.3. Forças resultantes da actuação directa do vento que interagem nas pás de uma turbina eólica.	78
Figura 3.4. Esquema genérico para o controlo de pitch e stall-activo.	81
Figura 3.5. Circuito equivalente para o modelo dinâmico adoptado para o gerador de indução duplamente alimentado com os conversores electrónicos representados como fontes de tensão e corrente, respectivamente.	82
Figura 3.6. Esquema geral de controlo do DFIWG, conversores estáticos e controladores.	83
Figura 3.7. Diagrama de blocos das equações internas da máquina.	87
Figura 3.8. Diagrama de blocos de controlo de velocidade/potência activa e tensão terminal/potência reactiva.	87
Figura 3.9 - Esquema de controlo dos IGBTs	88
Figura 3.10. Representação dos eixos cartesianos a-b-c e α - β -0, respectivamente.	89
Figura 3.11. Técnica de comutação dos interruptores S_1 e S_4 referente a fase a do inversor PWM-VSI trifásico ligado à rede eléctrica.	92
Figura 3.12. Esquema de controlo simplificado para o conversor C_2 .	93
Figura 4.1. Comportamento dinâmico de um aerogerador DFIWG durante um curto-circuito impedante com duração de 100 ms: (a) Tensão Terminal; (b) Corrente do Rotor.	99
Figura 4.2 Curva de Tolerância de Tensão adoptado por diferentes operadores de rede.	101
Figura 4.3. Curva de tolerância da variação de tensão para defeitos trifásicos [35].	102
Figura 4.4. Curva de tolerância da variação de tensão para defeitos trifásicos adoptado pela Vestas [35].	104
Figura 4.5. Intervalo de tempo que o aerogerador pode suportar no caso de dois defeitos consecutivos na rede eléctrica [35].	104
Figura 4.6. Tipo de SVC definido por um condensador ligado a um reactor controlado por tiristores.	105
Figura 4.7. Conjunto de resistências acrescentado ao rotor do DFIWG [48].	107
Figura 4.8. Esquema de controlo sobre o binário electromagnético e tensão terminal/factor de potência do DFIWG através dos conversores electrónicos ligados ao rotor e a rede eléctrica, respectivamente [49].	107
Figura 4.9. Exemplo de função de pertença (tipo triangular) e universo de discurso.	112
Figura 4.10. Agregação e Composição em um sistema de duas regras do tipo Mamdani [56].	114
Figura 4.11. Estrutura simplificada de um controlador difuso baseado em regras do tipo Mamdani.	115
Figura 4.12. Diagrama de bloco do controlador difuso FCL-01.	116
Figura 4.13. Diagrama de bloco do controlador difuso FLC-02.	116
Figura 4.14. Conjuntos de funções triangulares de pertença para entradas e saída do controlador FCL-01.	117
Figura 4.15. Conjuntos de funções triangulares de pertença para entradas e saída do controlador FCL-02.	118
Figura 5.1. Caracterização de uma central virtual para a gestão e despacho de clusters de parques eólicos [59].	122

Figura 5.2. Valores correspondentes de k_{opt} para um dado valor de ângulo de pitch pré-definido.....	125
Figura 5.3. Curvas ótimas definidas para um aerogerador DFIWG de 660 kW: (a) Com um ângulo de pitch pré-definido igual a 0°; (b) Com um ângulo de pitch pré-definido de 15°.....	126
Figura 5.4. Esquema geral das malhas de controlo do conversor ligado ao rotor do DFIWG.....	127
Figura 5.5. Algoritmo de controlo adoptado para o controlo de pitch no controlo de potência do DFIWG.....	128
Figura 5.6. Malha de Controlo suplementar para resposta a variações de frequência [60].....	130
Figura 5.7. Esquema simplificado das malhas de controlo de potências activa e reactiva aplicadas ao rotor do DFIWG com o controlo de inércia.	132
Figura 5.8. Curva óptima de potência com capacidade de reserva primária.....	134
Figura 5.9. Diagrama esquemático da curva de potência óptima com reserva.	134
Figura 5.10. Variação do ângulo de pitch de forma a obedecer a potência definida pelas curvas ótimas de potência máxima e mínima.....	137
Figura 5.11. Configuração dos controlos primário e secundário de uma unidade síncrona convencional em uma rede isolada.	139
Figura 5.12. Esquema simplificado de duas rede interligadas e suas respectivas unidades síncronas [61].	140
Figura 5.13. Níveis de controlo automático de geração [64].....	141
Figura 5.14. Topologia comumente adoptada para um parque eólico.....	143
Figura 5.15. Esquema completo de controlo de potência do conversor ligado ao rotor do DFIWG.	147
Figura 6.1. Janela Principal do programa de simulação dinâmica.....	151
Figura 6.2. Rede eléctrica teste RE-01.	152
Figura 6.3. Diagramas de bloco das malhas de controlo de tensão terminal e velocidade angular do rotor do DFIWG equivalente da rede RE-01.....	153
Figura 6.4. Curva característica adoptada para o aerogerador equivalente DFIWG na rede RE-01.....	154
Figura 6.5. Janela de parâmetros para simulação de curto-circuito trifásico simétrico aplicado a rede RE-01.	155
Figura 6.6. Comportamento da tensão terminal do aerogerador DFIWG equivalente ligado à rede RE-01.....	158
Figura 6.7. Comportamento da velocidade angular do rotor do DFIWG equivalente ligado à rede RE-01	158
Figura 6.8. Comportamento da velocidade angular do aerogerador de indução equivalente convencional ligado à rede RE-01 durante o curto-circuito.....	159
Figura 6.9. Potência activa do rotor durante o curto-circuito do DFIWG equivalente ligado à rede RE-01.	159
Figura 6.10. Comportamento da corrente do rotor durante o curto-circuito simétrico impedante.....	160
Figura 6.11. Comportamento da tensão terminal em (a) e da velocidade do rotor em (b), aquando da saída permanente dos conversores electrónicos durante o curto-circuito trifásico impedante.....	161
Figura 6.12. Comportamento da tensão do barramento CC durante o curto-circuito.	162

Figura 6.13. Potência total do conjunto máquina/conversor para diferentes valores de potência reactiva injectada pelo conversor ligado à rede.	163
Figura 6.14. Comportamento da tensão da barra 8 onde se encontra ligado o parque eólico com DFIWG com destaque para a melhora do perfil de tensão naquela barra.	163
Figura 6.15. Comportamento das seguintes grandezas do aerogerador DFWIG: (a) Variação em degrau da velocidade angular do rotor; (b) Deslizamento.	165
Figura 6.16. Potências activas do aerogerador DFIWG durante a variação em degrau da velocidade angular do rotor: (a) Potência do rotor; (b) Potência total entregue pela máquina.	166
Figura 6.17. Controlo de potência activa e reactiva do DFIWG.	167
Figura 6.18. Curva pré-definida de máxima potência mecânica.	168
Figura 6.19. Menu de referência ao parâmetro de entrada para a simulação de variação de vento.	169
Figura 6.20. Variação da velocidade de vento aplicado ao parque eólico com gerador equivalente DFIWG.	170
Figura 6.21. Comportamento da potência mecânica da turbina eólica.	171
Figura 6.22. Comportamento da potência eléctrica total injectada pelo aerogerador.	171
Figura 6.23. Comportamento do ângulo de pitch das pás da turbina eólica.	172
Figura 6.24. Comportamento da velocidade angular do rotor do gerador.	172
Figura 6.25. Comportamento da potência reactiva injectada pelo aerogerador equivalente duplamente alimentado.	173
Figura 6.26. Perfil de tensão terminal do aerogerador.	173
Figura 6.27. Rede eléctrica teste RE-02.	175
Figura 6.28. Comportamento da velocidade angular do rotor para o DFIWG com controlo PI e controlo difuso durante perda de carga na barra 5.	177
Figura 6.29. Comportamento da tensão terminal para o DFIWG com controlo PI e controlo difuso durante a simulação de corte de carga.	177
Figura 6.30. Comportamento das tensões de controlo v_{qr} e v_{dr} provenientes das malhas de controlo de velocidade angular do rotor e de tensão terminal, respectivamente, durante corte de carga da barra 5.	178
Figura 6.31. Comportamento da corrente do rotor para o corte de carga na barra 5.	179
Figura 6.32. Comportamento da potência reactiva do DFIWG equivalente para o corte de carga na barra 5.	179
Figura 6.33. Comportamento da velocidade angular do rotor para o DFIWG com controlo PI e difuso durante um curto-circuito trifásico simétrico na barra 6.	181
Figura 6.34. Comportamento da tensão terminal para o DFIWG com controlo PI e difuso durante um curto-circuito trifásico simétrico na barra 6.	181
Figura 6.35. Comportamento da corrente do rotor para o DFWIG com controlo PI e controlo difuso durante o curto-circuito trifásico simétrico na barra 6.	182
Figura 6.36. Comportamento do binário eléctrico do DFIWG com controlo PI e difuso durante um curto-circuito trifásico na barra 6.	182

Figura 6.37. Diagrama unifilar da rede eléctrica teste RE-03.....	184
Figura 6.38. Curvas de potência óptimas pré-definidas para: (a) Gerador eólico DFIWG equivalente a representar 12 máquinas; (b) Gerador eólico DFIWG equivalente a representar 15 máquinas.	185
Figura 6.39. Comportamento da frequência do sistema com e sem DFIWG a participarem na regulação primária de frequência durante aumento de carga na rede RE-03.....	187
Figura 6.40. Potência active injectada pelos aerogeradores DFWIG equivalentes ligados: (a) na barra 13; (b) na barra 17.....	188
Figura 6.41. Esquema simplificado do controlo de potência do aerogerador DFIWG com controlo de inércia.....	189
Figura 6.42. Velocidade do rotor dos DFIWG equivalentes ligados: (a) na barra 13; (b) na barra 17.	189
Figura 6.43. Comportamento da frequência do sistema da rede RE-03 com as unidades Diesel em operação ou fora de serviço com parques eólicos com e sem aumento de aerogeradores DFIWG.	191
Figura 6.44. Comportamento da frequência do sistema durante um curto-circuito trifásico simétrico impedante na barra 10 da rede RE-03.	193
Figura 6.45. Potência activa injectada durante um curto-circuito trifásico simétrico impedante pelo parque eólicos ligados: (a) na barra 13; (b) na barra 17 da rede RE-03.	193
Figura 6.46. Comportamento da velocidade do rotor durante o curto-circuito trifásico impedante para os parques eólicos ligados: (a) na barra 13; e (b) na barra 17.....	194
Figura 6.47. Configuração do parque eólico PE-01.	195
Figura 6.48. Curva de potência óptima com reserva pré-definida adoptada para aerogeradores DFIWG de 660 kW.....	197
Figura 6.49. Potência activa injectada por cada aerogerador para o caso (a).	200
Figura 6.50. Potência reactiva injectada por cada DFIWG para o caso (a).	200
Figura 6.51. Comportamento da velocidade angular do rotor referida ao gerador eléctrico de cada DFWIG para o caso (a)...	201
Figura 6.52. Comportamento do ângulo de pitch de cada DFWIG para o caso (a)	201
Figura 6.53. Potência activa injectada por cada DFWIG para o caso (b).	203
Figura 6.54. Potência reactiva injectada por cada DFIWG para o caso (b).	203
Figura 6.55. Comportamento da frequência do rotor referida ao gerador eléctrico de cada DFIWG para o caso (b).....	204
Figura 6.56. Comportamento do ângulo de pitch para cada DFIWG para o caso (b).....	204
Figura 6.57. Comportamento da frequência da rede (barra infinita) com os DFIWGs com e sem controlo de inércia.	206
Figura 6.58. Potências activas dos aerogeradores DFIWGs com e sem controlo de inércia.	206
Figura A.1. Conjuntos difusos A e B.	222
Figura A.2. Conjunto difuso resultante da união dos conjuntos difusos A e B.	223
Figura A.3. Conjunto difuso resultante da intersecção dos conjuntos difusos A e B.	224
Figura A.4. Conjunto difuso complementar do conjunto difuso A.....	224

Figura A.5. Processo de desfuzzificação de saída do controlo difuso pelo método do Centro da Área para um sistema de duas regras [55].	226
Figura A.6. Método do critério máximo.	227
Figura A.7. Critério da média dos máximos.	227
Figura B.1. Regulador de Automático de Tensão [38].	231
Figura B.2. Modelos das turbinas hídricas, a vapor e Diesel [38].	232
Figura B.3. Regulador de velocidade.	234
Figura B.4. Circuito equivalente π de uma linha eléctrica.	235
Figura B.5. Circuito equivalente de um transformador.	236
Figura B.6. Representação do reactor e condensador em paralelo	236
Figura B.7. Transformação do sistema de referência da máquina para o sistema de referência da rede eléctrica.	240
Figura B.8. Configuração das malhas de controlo de velocidade angular e de tensão terminal do aerogerador equivalente duplamente alimentado ligado na rede RE-01.	245
Figura B.9. Configuração das malhas de controlo de potência activa e reactiva do conversor ligado ao rotor do DFIWG ligado na rede RE-01.	246
Figura B.10. Esquema de controlo da tensão CC associado ao controlo do conversor ligado à rede eléctrica.	246
Figura B.11. Controlo de pitch utilizado no DFIWG com controlo de potência activa e reactiva.	247

LISTA DE ABREVIACÕES

AVR – Automatic Voltage Control (Controlo automático de tensão);

CA – Corrente Alternada;

CC – Corrente Contínua;

CDPE – Centro de Despacho de Produção Eólica;

CSAT – Capacidade de Sobrevivência a Afundamentos de Tensão;

CSI – Current Source Inverter (Inversor do tipo fonte de corrente);

DDPMSG – Direct Drive Permanent Magnet Synchronous Generator (Gerador síncrono de íman permanente);

DFIWG – Doubly Fed Induction Wind Generator (Gerador de indução duplamente alimentado);

E.ON – Operador de redes de alta tensão (AT) e média-alta tensão (MAT) de Alemanha;

IGBT – Insulated Gate Bipolar Transistor (Transistor bipolar de porta isolada);

PI – Proporcional-Integral;

PWM – Pulse Width Modulation (Modulação por largura de pulsos);

RTFC – Ride Through Fault Capability (Capacidade de sobreviver a cavas de tensão);

SPWM – Senoidal Pulse Width Modulation (Modulação por largura de pulsos senoidal);

S.I. – Sistema Internacional de unidades;

SVC – Static Var Compensator (Compensador estático de potência reactiva);

VCS – Vestas Control System (Sistema de controlo da Vestas);

VSI – Voltage Source Inverter (Inversor do tipo fonte de tensão).

Capítulo 1

INTRODUÇÃO

1.1 CONSIDERAÇÕES PRELIMINARES

A energia eléctrica é hoje um elemento vital para qualquer nação sendo a base de sustentação do desenvolvimento económico e dos altos padrões de vida que actualmente se verificam. Face ao contínuo crescimento da população mundial, é essencial que se diversifique as fontes de energia primária e se amplie num curto prazo de tempo, a eficiência dos sistemas de conversão de energia de modo a atender, de forma sustentada e equilibrada, ao previsível aumento de demanda de energia eléctrica no futuro.

De entre as fontes primárias usualmente exploradas para a geração de electricidade, os combustíveis fósseis (petróleo, carvão e gás natural) ainda são os mais utilizados pela maioria das centrais eléctricas em todo o mundo. No entanto, devido às preocupações relativas à disponibilidade a longo prazo dos combustíveis fósseis e também aos impactos ambientais produzidos por subprodutos da geração de electricidade, muitos países, nomeadamente os mais desenvolvidos, têm vindo a investir em tecnologias que exploram sobretudo as “novas” fontes de energia renováveis (eólica, solar, biomassa, geotérmicas, ondas e marés, etc). Neste contexto, a energia eólica tem vindo a se destacar dentro do conjunto específico das energias renováveis, por ser das que oferece maior maturidade tecnológica para a produção de electricidade.

A exploração da energia do vento há muito tempo que é realizada pelo homem, porém, somente no final do século XX é que a sua utilização para a geração de electricidade, em grande escala comercial, teve relevante impulso, nomeadamente, em países europeus e nos Estados Unidos onde se desenvolveu uma sólida indústria de produtos e componentes de avançada tecnologia. Estes países têm comprovado que a utilização desta energia na produção

de electricidade é tecnicamente e economicamente viável, o que faz dela uma das mais promissoras fontes de energia do futuro.

Ao longo dos anos, a quantidade de parques eólicos interligados às redes eléctricas em diferentes níveis de tensão tem vindo a crescer significativamente em todo o mundo, conforme se pode verificar na Figura 1.1 [1].

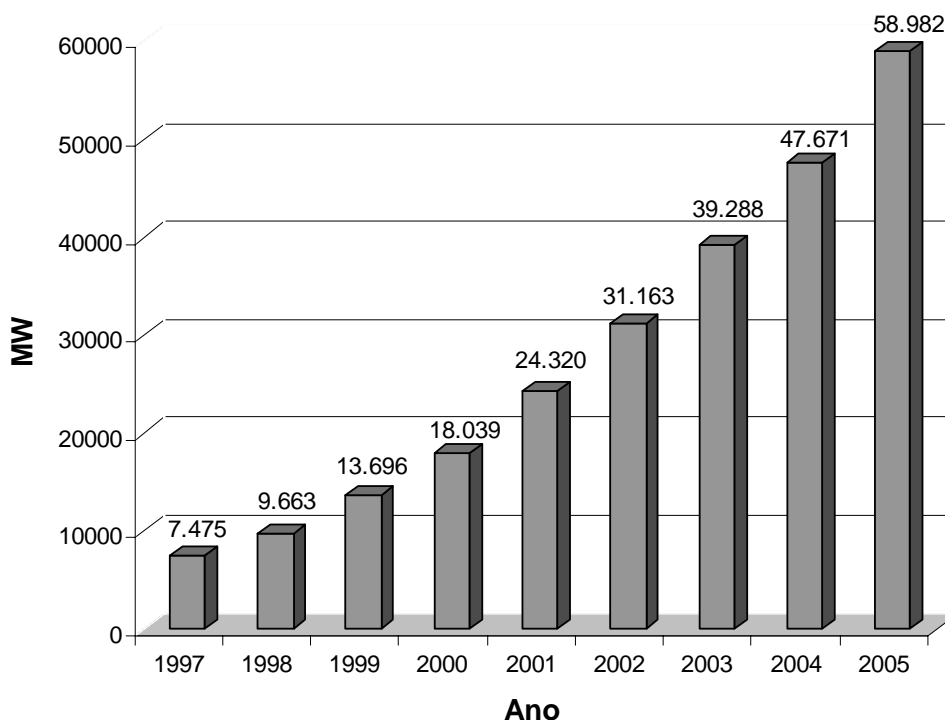


Figura 1.1. Potência global instalada de parques eólicos ao longo dos anos [1].

Da observação da Figura 1.1, pode verificar-se que do ano de 2004 para 2005 houve um crescimento significativo de 11,331 GW de potência eólica global instalada, em que o continente europeu apresenta a maior parcela de participação, conforme mostra a tabela 1.1.

	MW Instalado em 2005	% em 2005	MW Instalado em 2004	% em 2004
Europa	40.932	69,4	34.758	72,9
África	252	0,4	240	0,5
América	10.036	17,0	7.367	15,5
Ásia	7.022	11,9	4.759	10,1
Austrália	740	1,3	547	1,1
Total	58.982	100,0	47.671	100,0

Tabela 1.1. Potência eólica instalada em cada continente

Na Europa está instalada cerca de 70% da potência eólica mundial, sendo que a Espanha, o Reino Unido e Portugal tiveram um aumento significativo das suas capacidades de produção, superando as previsões que haviam sido projectadas para esses países. Com efeito, a perspectiva para o futuro aponta para valores de potência instalada na Europa em 2010 de 72.000 MW de potência eólica, conforme estimado pela comissão de estudos energéticos da União Europeia (ver a Figura 1.2 [2]).

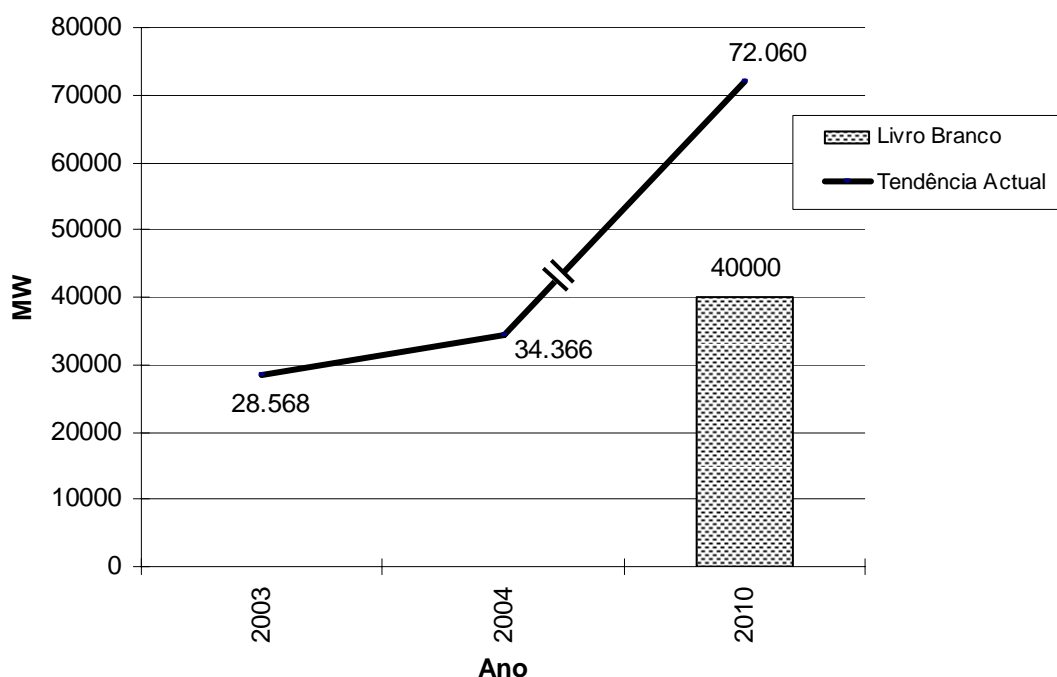


Figura 1.2. Previsão de penetração eólica para a Europa em 2010 [2].

Este significativo aumento de geração eólica tem sido basicamente motivado por duas razões:

- O interesse e necessidade de redução das emissões de CO₂ de forma a cumprir os critérios fixados pelo protocolo de Kyoto, o que motivou a adopção de esquemas remuneratórios muito interessantes para a electricidade produzida a partir deste tipo de fonte primária;
- A liberação do sector eléctrico, que permitiu que investidores privados desenvolvam projectos de centrais eléctricas que utilizam recursos energéticos renováveis.

A introdução de novos conceitos de mercado, acrescidos das características de intermitência do recurso primário eólico que impossibilita a sua despachabilidade, provocam dificuldades acrescidas à exploração técnica e comercial dos sistemas eléctricos, exigindo a adopção de novos procedimentos e regras de exploração.

Por outro lado, as características intrínsecas dos sistemas de conversão de energia eólica relativamente ao seu comportamento perante situações de defeito nas redes que envolvem, sobretudo, a carência de resposta de inércia, a capacidade limitada no fornecimento de reserva girante e a imprevisibilidade na entrega de potência ao sistema, exigiu que fossem definidos novos procedimentos técnicos e requisitos de operação de forma a permitir a integração no sistema de volumes significativos de produção eólica.

De forma a responder a estas exigências técnicas, os fabricantes de aerogeradores têm apostado no desenvolvimento de sofisticadas interfaces electrónicas, o que tem possibilitado a exploração de potencialidades até então inconcebíveis em aerogeradores tradicionais. Este facto tem sido possível graças a expressiva redução dos custos dos dispositivos de electrónica de potência, que ao longo dos anos, têm vindo a sofrer reduções significativas em termos de tamanho e volume.

Os trabalhos de investigação realizados nesta dissertação tiveram por objectivo desenvolver soluções técnicas que permitam à produção eólica participar na gestão técnica do sistema, fornecendo serviços de sistema, e assegurar capacidade de sobrevivência a afundamentos de tensão que resultem de curtos-circuitos na rede. Os estudos descritos neste trabalho foram orientados para o caso do aerogerador de indução duplamente alimentado (DFIWG).

1.2 OBJECTIVOS DA DISSERTAÇÃO

Este trabalho foi assim conduzido com os seguintes objectivos:

- Modelizar adequadamente o aerogerador de indução duplamente alimentado, nomeadamente o gerador eléctrico e os conversores electrónicos para o estudo do

comportamento dinâmico deste tipo de máquina quando ligada numa rede de energia eléctrica;

- Desenvolver um conjunto de estratégias de controlo e ferramentas de simulação que permitam avaliar a capacidade deste tipo de máquina em fornecer serviços de sistemas (“*ancillary service*”, na literatura anglo-saxónica) aos sistemas eléctricos de energia. Esses serviços de sistema incluem basicamente o fornecimento de potência reactiva e controlo de tensão, regulação de frequência e despacho de produção;
- Desenvolver soluções de controlo robusto que permitissem às máquinas de indução duplamente alimentadas sobreviver a afundamentos de tensão aos seus terminais após curtos-circuitos na rede.

Face aos objectivos descritos anteriormente, este trabalho encontra-se estruturado conforme se descreve no parágrafo seguinte.

1.3 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Quanto à organização, o trabalho encontra-se dividido em 7 capítulos, que são sucintamente descritos a seguir:

O capítulo 2 aborda os principais tipos de tecnologias utilizadas em sistemas de conversão de energia eólica, nomeadamente de grande porte, abrangendo as suas principais características operacionais. Seguidamente, descrevem-se as diferentes estratégias de controlo que tem sido propostas na literatura da especialidade para o aerogerador de indução duplamente alimentado.

O capítulo 3 descreve a modelização matemática adoptada para o DFWIG envolvendo as características de desempenho do conjunto turbina eólica, máquina de indução e conversores electrónicos. Com base na representação matemática desses elementos, é dada ênfase para as possíveis formas de controlo que podem ser exploradas para o controlo deste tipo de aerogerador.

O capítulo 4 foi reservado para descrever o trabalho realizado no domínio da capacidade do DFWIG em suportar cavas de tensão. Face ao crescimento cada vez mais significativo da penetração eólica nas redes eléctricas, conforme se descreveu anteriormente, a importância da permanência dos aerogeradores em serviço é essencial para a estabilidade do sistema eléctrico. Devido a este facto, os operadores de rede tem vindo a adoptar medidas que exigem estratégias específicas capazes de tornarem os geradores eólicos mais robustos perante fortes perturbações que podem ocorrer na rede eléctrica, como por exemplo, curtos-circuitos. Com efeito, é proposto neste capítulo uma inovadora solução de controlo baseada em lógica difusa que procura principalmente, assegurar a permanência dos conversores electrónicos durante um curto-circuito, devido a importância que estes dispositivos representam no desempenho do aerogerador de indução duplamente alimentado.

O capítulo 5 aborda a capacidade do DFIWG em contribuir para a regulação de frequência do sistema eléctrico descrevendo-se duas situações específicas: a) explorando-se a energia cinética das partes girantes do conjunto turbina/gerador; e b) adoptando-se curvas de máxima extracção de potência com reserva na malha de controlo de potência activa do aerogerador. Esta última metodologia permite a máquina responder a solicitações pré-definidas do operador do parque o que a torna despachável e permite a sua participação no controlo primário de frequência.

No capítulo 6 são apresentados resultados exaustivos do comportamento do DFWIG com as diferentes formas de controlo que foram pormenorizadamente apresentadas nos capítulos 4 e 5, face a diferentes perturbações provocadas nas redes eléctricas testes que foram utilizadas para efeitos de simulação e avaliação da qualidade das metodologias de controlo propostas neste trabalho.

Por fim, no capítulo 7, apresentam-se as principais conclusões que resultaram deste trabalho e descrevem-se sugestões para futuras investigações nesta área.

Alguns conceitos sobre lógica difusa bem como a descrição dos sistemas eléctricos (representação matemática do gerador síncrono, da linha, das baterias de condensadores, cargas

e transformadores) que foram adoptados neste trabalho e implementados em Matlab são apresentados nos Anexos A e B, respectivamente.

Capítulo 2

SISTEMA DE CONVERSÃO DE ENERGIA EÓLICA

2.1 INTRODUÇÃO

Há algumas décadas, um sistema de conversão de energia eólica para produção de electricidade caracterizava-se como uma fonte de potência não controlada e sem capacidade para fornecer qualquer tipo de serviço de sistema. Actualmente, o desenvolvimento tecnológico e o aumento da capacidade de controlo dos aerogeradores tem vindo a permitir aos parques eólicos capacidade de fornecerem alguns serviços de sistema contribuindo para uma melhor gestão global do sistema eléctrico.

O progressivo aumento da integração de produção eólica nas redes tem conduzido ao aparecimento de instalações de produção eólica com potências instaladas por parque, ou grupos de parques, com valores bastante elevados, exigindo que a sua ligação seja feita directamente ao nível de redes de sub-transmissão e transmissão. É de ressaltar que este tipo de produção tem vindo a substituir sistemas de produção convencionais obrigando, necessariamente, a uma actualização dos procedimentos de planeamento e de operação dos sistemas eléctricos.

A finalidade principal deste capítulo consiste em descrever as principais tecnologias dos sistemas de conversão de energia eólica utilizadas actualmente, mencionando os mais relevantes estudos que têm sido apresentados nos últimos anos, nomeadamente no que concerne o controlo de aerogeradores de indução duplamente alimentados.

2.2 SISTEMAS EÓLICOS LIGADOS ÀS REDES ELÉCTRICAS.

Em 1887, Charles F. Brush construiu o que hoje é considerado ter sido o primeiro aerogerador para produção de electricidade. Neste aerogerador, a turbina eólica era constituída por várias pás (144 ao todo) com um diâmetro total correspondente a 17 metros. Apesar do considerável tamanho, o aerogerador produzia apenas 12 kW devido a operar com baixa velocidade rotacional. Anos mais tarde, Poul la Cour descobriu que turbinas com menores números de pás rodavam mais rápidas, e portanto, eram mais eficientes para a produção de electricidade. O seu contributo foi de extrema importância para a evolução dos aerogeradores, tanto que, em 1957, surgiria o inovador aerogerador Gedser com rotor eólico de eixo horizontal de 200 kW, que revolucionaria para sempre as demais gerações de aerogeradores, conforme ilustrado na Figura 2.1 [3].

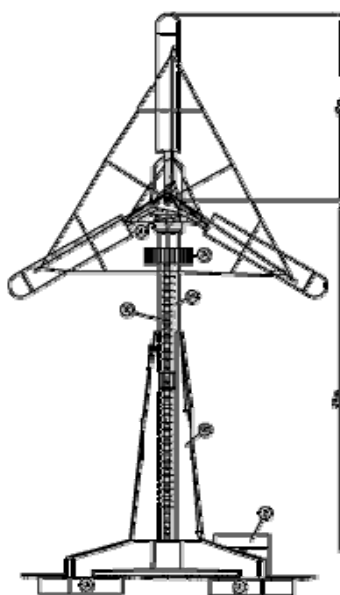


Figura 2.1. Aerogerador Gedser [3].

De acordo com o tipo de aplicação, os rotores eólicos das turbinas foram sendo adaptados podendo ser divididos em duas classes: tipo eixo vertical e tipo eixo horizontal. Por razões, devidas a perdas, protecção das partes mecânicas, quanto a velocidades extremas de vento, e controle de potência solicitada ao aerogerador, nem toda a energia disponível do vento pode ser aproveitada. Nos sistemas eólicos, a parcela da energia

realmente aproveitada encontra-se na faixa de 20% a 30 % da energia transportada pelo vento. Por esta razão, define-se para um determinado rotor um coeficiente de potência (C_p) caracterizado como a razão entre a potência mecânica disponível no eixo da turbina (P_m) e a potência disponível transportada pelo vento (P_d). Todavia, é comum os fabricantes de aerogeradores caracterizarem o desempenho de um determinado rotor eólico a partir da curva $C_p \times \lambda$, sendo “ λ ” a taxa de velocidade de extremidade (“*tip speed ratio*”, na literatura anglo-saxónica) definida como:

$$\lambda = \frac{\omega_r R_a}{V_w} \quad (2.1)$$

Onde ω_r é a velocidade angular mecânica da turbina; R_a é o raio da área circular varrida pela movimento das pás da turbina e V_w é a velocidade de vento.

Tendo em conta a curva característica intrínseca da cada turbina, são adaptados critérios de classificação com o objectivo de catalogar os diferentes tipos de rotores eólicos. A nível de sistemas eólicos utilizados para geração de energia eléctrica, onde se exige alta eficiência, os rotores adoptados operam com a taxa de velocidade de extremidade elevada, sendo tratados como rotores rápidos. Estes tipos de rotores, geralmente apresentam poucas pás e estão associados a um alto rendimento. Nessa categoria destacam-se os rotores tipo hélice (com duas ou três pás) e os rotores Darrieus. Por outro lado, rotores com baixo valores de taxa de velocidade de extremidade, apresentam baixo rendimento, associados a um binário elevado [4].

Na Figura 2.2 são ilustradas as curvas características de diferentes tipos de rotores [5]. Em cada uma delas, existe um ponto máximo onde o rotor opera com máxima eficiência. Além disso, existem limites de operação desses rotores eólicos que, quando ultrapassados, comprometem irreversivelmente o desempenho da turbina. Com base neste aspecto são necessárias técnicas de controle de forma a garantir a segurança de operação do sistema de conversão de energia eólica.

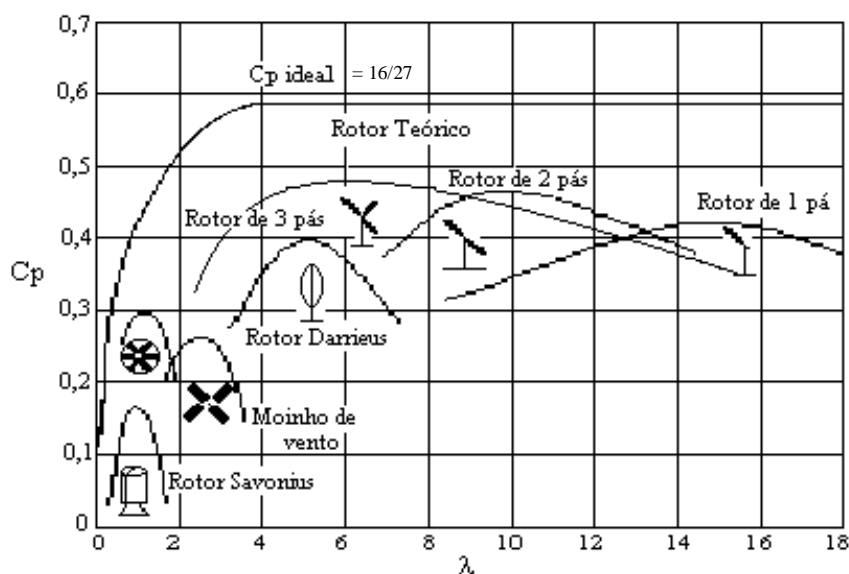


Figura 2.2. Curvas características de C_p versus λ para diferentes rotores eólicos [5].

Durante as duas últimas décadas, as turbinas eólicas foram projectadas com capacidades de 20 kW a 2MW atingindo, actualmente, o patamar de 4,5MW [6], [7] e 5MW [8], respectivamente. Uma grande quantidade de diferentes conceitos têm sido desenvolvidos e testados. Porém, as tecnologias que têm adquirido maturidade, nomeadamente as do tipo hélice, descendem do antigo aerogerador Gedser.

Uma importante modificação que as turbinas sofreram, ao longo do processo de desenvolvimento, foi a implementação de pás variáveis (*pitchable blades*) o que possibilitou o controlo da energia do vento captado. Durante os últimos cinquenta anos, tem sido aplicado o conceito de controlo de *pitch*¹ (controlo sobre a orientação das pás). Porém, mais recentemente, tem-se empregado também o conceito de *stall-active*² (que trata-se de um controlo que explora fenómenos de turbulência que surgem nas bordas das

¹ Neste tipo de controlo aerodinâmico, a orientação dos ângulos das pás, em geral, varia de 0° a 90°.

² No controlo por *stall* activo, o ajuste dos ângulos das pás pode variar de 0° a -6°, sendo contrário ao ajuste realizado pelo controlo de *pitch*.

pás) como alternativa para o controlo do ângulo de ataque das pás. Entretanto, por motivos económicos, as turbinas eólicas com capacidades nominais relativamente pequenas utilizam um controlo do tipo *stall*-passivo³ que não depende de controlos electrónicos e hidráulicos adicionais requeridos pelos dois outros controlos aerodinâmicos anteriormente abordados.

Para além da evolução conceptual das turbinas eólicas, o rápido desenvolvimento da electrónica de potência, ofertando conversores estáticos com maiores capacidades nominais e a um menor preço/kW, tem propiciado um aumento significativo da aplicabilidade destes componentes em sistemas eólicos. Estes factos associados ao desenvolvimento de técnicas de controlo têm conduzido os aerogeradores a operarem com maior margem de velocidade angular — por isso denominados na literatura da especialidade como aerogeradores de velocidade variável — permitindo extrair mais energia do vento além de oferecerem a possibilidade do controlo das potências activa e reactiva.

2.2.1. TIPOS DE AEROGERADORES

Actualmente, os sistemas de conversão de energia eólica são constituídos, particularmente, por três principais tipos de aerogeradores:

- Aerogerador de indução convencional do tipo gaiola de esquilo (“*Squirrel Cage Induction Generator*”, na literatura anglo-saxónica);
- Aerogerador síncrono de imã permanente (“*Permanent Magnetic Synchronous Generator*”, na literatura anglo-saxónica);

³ Este tipo de controlo, apesar de simples, envolve conceitos aerodinâmicos extremamente complexos, cujas pás são cuidadosamente projectadas para produzirem o fenómeno de *stall* ou turbulência sobre as pás durante uma velocidade de vento pré-definida impedindo que estas continuem em movimento rotacional.

- Aero gerador de indução duplamente alimentado (“*Doubly Fed Induction Generator*”, na literatura anglo-saxónica).

As interligações de ambas as tecnologias de conversão de energia eólica como o sistema de energia diferenciam-se consoante as características de controlabilidade de cada aerogerador. Na Figura 2.3 são descritas, em diagramas simplificados, as configurações de cada aerogerador.

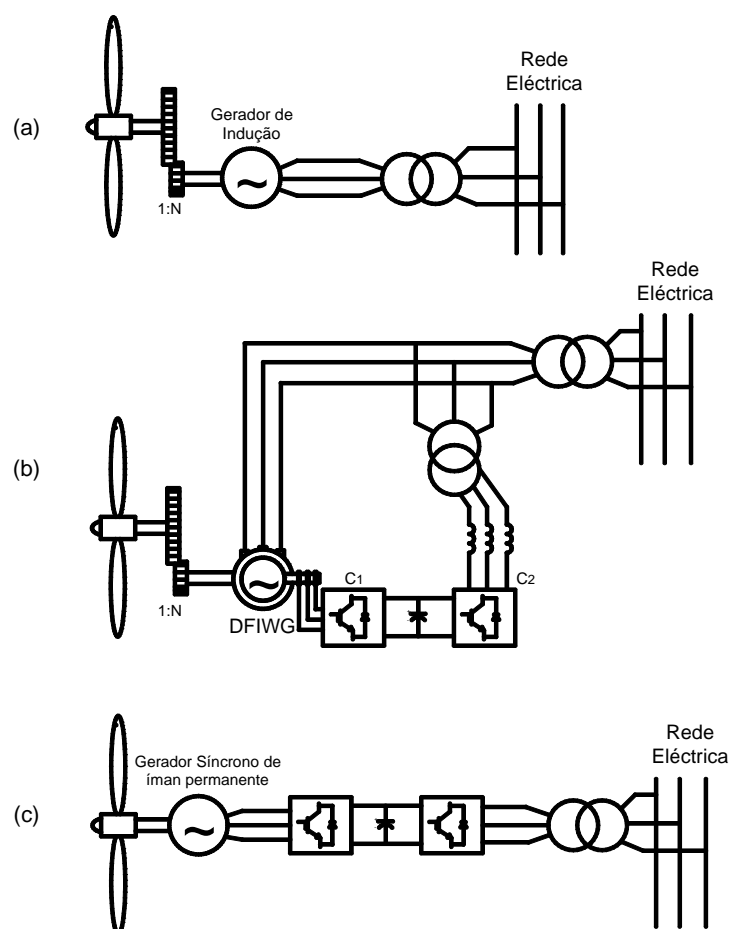


Figura 2.3. Esquemas simplificados de principais tecnologias de sistemas de conversão de energia eólica.

No princípio da exploração dos sistemas eólicos para a produção de electricidade, os aerogeradores de indução convencionais (Figura 2.3 (a)) foram maciçamente explorados tendo em conta o facto de serem bastante robustos e por apresentarem baixo custos

operacionais. Presentemente, eles têm vindo a ser gradualmente substituídos por aerogeradores com maiores capacidades de controlo (Figura 2.3 (b) e (c)).

Devido a importância cada vez maior que a produção eólica têm vindo a assumir no sector eléctrico mundial, é actualmente exigido a estes sistemas de conversão um conjunto de funcionalidades de controlo que não é possível assegurar através de aerogeradores de indução convencionais.

Ressalta-se, porém, que independentemente do tipo de tecnologia e princípios de controlos adoptados, a quantidade de parques eólicos interligados às redes eléctricas estará sempre limitada em decorrência da própria natureza intermitente do vento. Um sistema eléctrico de energia dificilmente poderá ser suprido apenas por aerogeradores, sendo necessário recorrer sempre a um conjunto específico de sistemas de conversão de energia que explorem fontes primárias mais estáveis e que salvaguardem o funcionamento do sistema eléctrico.

Apesar da interligação restrita dos sistemas eólicos no sistema de energia, é cada vez maior a incorporação de recursos tecnológicos visando torná-los mais participativo no controlo e estabilização do sistema eléctrico de energia, durante e após eventuais contingências nas redes. Este facto tem vindo a confirmar-se mediante ao desenvolvimento de diversas configurações de controlo associadas a avançados conversores de electrónica de potência, que têm sido apresentados em relevantes trabalhos na literatura da especialidade.

2.3 CARACTERIZAÇÃO DAS PRINCIPAIS TECNOLOGIAS DE CONVERSÃO DE ENERGIA EÓLICA DE GRANDE PORTE.

Um parque eólico de grande porte é caracterizado por uma expressiva quantidade de aerogeradores interligados em cascata que, por sua vez, pode se dividida em grupos ou “clusters”, formando um conjunto que pode atingir uma elevada potência instalada. A representação de um sistema eólico de grande porte é ilustrado na 2.4.

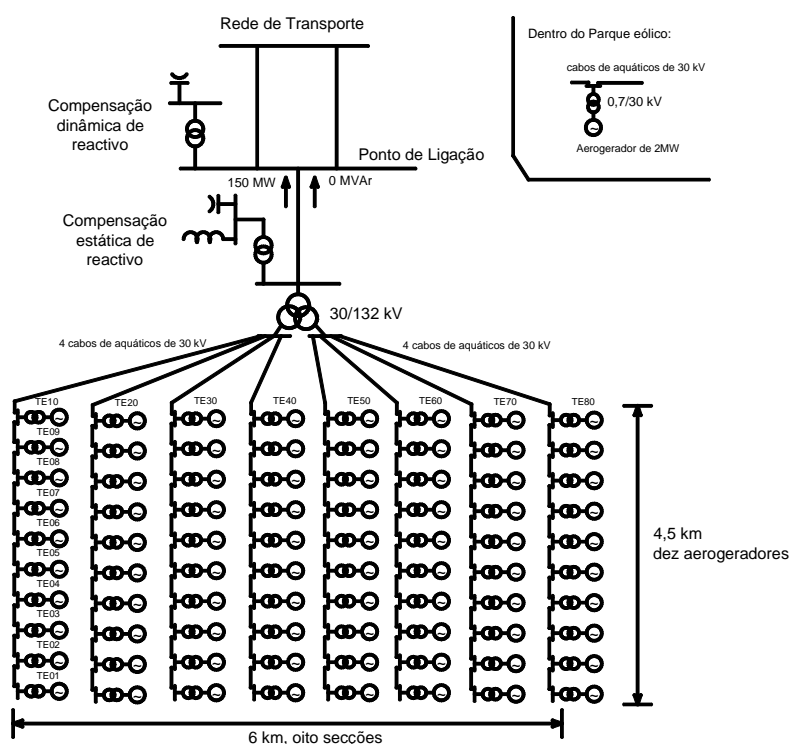


Figura 2.4. Caracterização de um sistema eólico de grande porte [9].

Conforme já se referiu, descrevem-se, a seguir, as três principais tecnologias de aerogeradores mais utilizados em sistemas eólicos de grande porte.

2.3.1. AEROGERADORES COM GERADORES DE INDUÇÃO CONVENCIONAIS.

Os aerogeradores de indução convencionais são simples e robustos, apresentando um baixo custo de investimento, oferecendo uma reduzida controlabilidade. As estratégias de controlo que, em geral, são adoptadas neste tipo de tecnologia, consistem apenas em estratégias aerodinâmicas que exploram:

- Os perfis das pás da turbina eólica através do controlo por *stall*-passivo visando proteger o aerogerador durante velocidades extremas de vento. Este controlo, basicamente, é aplicado a aerogeradores convencionais com potências nominais inferiores a 1MW;

- A orientação das pás da turbina através do controlo por *stall*-activo ou controlo de *pitch* de forma a compensar variações da velocidade do rotor, bem como de proteger a integridade física do sistema eólico em elevadas velocidades de vento. Em comum, ambos os controlos são utilizado em aerogeradores com potências nominais iguais ou superiores a 1MW.

Normalmente, o aerogerador de indução convencional opera numa estreita margem de velocidade angular (ligeiramente acima da velocidade angular síncrona, $\omega_s = 2\pi f_s$) que é definida consoante o deslizamento do gerador assíncrono que, em geral, varia de 1 a 2% em relação ao deslizamento nominal de operação (valor característico fornecido pelo fabricante do gerador eléctrico). Por esta razão, são denominados na literatura da especialidade como aerogeradores de velocidade fixa.

Um dos principais problemas dos parques eólicos convencionais consiste no significativo consumo de potência reactiva por parte dos aerogeradores de indução, nomeadamente, na fase de recuperação que se segue a um curto-circuito. Apesar da presença de baterias de condensadores utilizadas para compensar parte da potência reactiva solicitada pelo circuito magnético da máquina, estes componentes contribuem muito pouco para atenuar o elevado consumo dessa potência, após a eliminação do defeito, devido à redução da tensão aos terminais do gerador. Neste caso, a potência reactiva requerida pelos aerogeradores torna-se exclusivamente procedente da rede eléctrica.

Este facto afigura-se como uma das principais causas da saída de serviço dos parques eólicos convencionais após um curto-circuito devido, principalmente, à actuação da protecção de máximo de velocidade do aerogerador. Isto porque, durante o defeito a queda de tensão nos terminais do aerogerador assíncrono causa uma abrupta redução do binário electromagnético, originando um aumento do módulo do deslizamento da máquina (velocidade do gerador). Como consequência, resulta uma redução significativa da eficiência do gerador que se traduz em perda de potência activa injectada ao sistema eléctrico. Após a eliminação do defeito, o gerador procede absorvendo potência reactiva da rede eléctrica para suprir seu circuito magnético de forma a tentar recuperar a corrente

injectada pelo mesmo, e por conseguinte, equilibrar ambos os binários mecânico e eléctrico retornando, assim, à condição normal de operação.

Quanto mais aerogeradores de indução estiverem conectados à rede eléctrica mais energia reactiva absorverão da mesma. A capacidade do sistema eléctrico em suprir essa energia requerida pelos parques eólicos convencionais, salvaguardando os níveis mínimos de tensão exigidos vai depender do valor da potência de curto-circuito no ponto de interligação dos aerogeradores (envolvendo também a presença dos geradores síncronos na rede).

Em uma rede forte, grande parte dos sistemas eólicos convencionais permanece conectada à rede, e recupera rapidamente a potência activa entregue à rede eléctrica, após a eliminação do defeito. No entanto, numa rede fraca — conforme é abordado em [10] — a quantidade de potência reactiva solicitada pelos parques eólicos pode não ser suficiente comprometendo a recuperação da tensão em caso de permanecerem em serviço, como mostra a Figura 2.5.

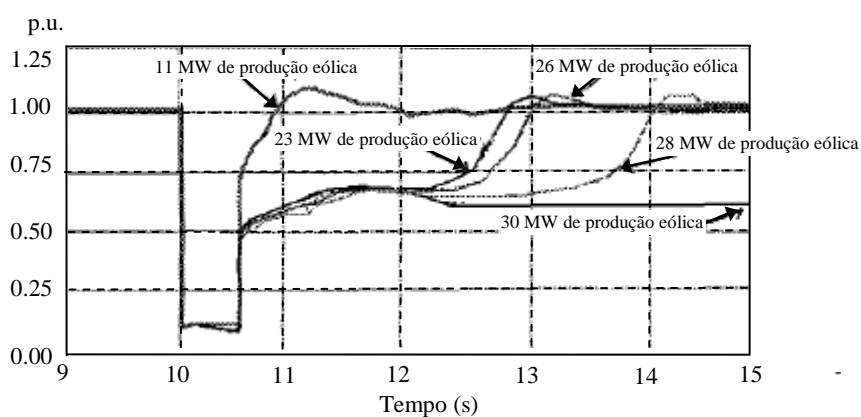


Figura 2.5. Comportamento de tensões em subestação de parques eólicos com diferentes capacidades instaladas ligados à uma rede fraca durante um curto-circuito [10].

Tendo em conta estes problemas foi necessário desenvolver e adoptar tecnologias com níveis de controlo bem mais sofisticados capazes de entregarem à rede eléctrica potências activa e reactiva controladas, beneficiando a estabilidade e o comportamento dinâmico do

sistema. Neste cenário, certos tipos de geradores eléctricos, nomeadamente, o gerador síncrono de íman permanente (ou síncronos com excitatriz) e o gerador de indução duplamente alimentado, têm recebido particular interesse no campo da exploração eólica, devido à versatilidade de controlo que apresentam, associada aos dispositivos de electrónica de potência que utilizam. As principais características dessas tecnologias eólicas são abordadas a seguir.

2.3.2. AEROGERADORES SÍNCRONOS DE ÍMAN PERMANENTE

Este tipo de tecnologia — denominado na literatura anglo-saxónica como “*Direct Drive Permanent Magnet Synchronous Generator*” (DDPMSG) — cujo o rotor do gerador eléctrico é excitado por ímans permanentes, opera em velocidade variável, recorrendo ao uso de controlo de *pitch* ou *stall*-activo para o ajuste dos ângulos das pás da turbina de forma a captar máxima energia do vento. A potência máxima extraída é então transferida para o sistema eléctrico a partir de uma configuração em cascata CA-CC-CA de conversores electrónicos que interliga o estator do aerogerador à rede eléctrica. O conversor ligado ao sistema eléctrico além de fixar a frequência eléctrica de saída do aerogerador consoante a frequência da rede (50 Hz em Europa) fornece também capacidade de potência reactiva e de tensão.

Nesta concepção, o aerogerador não possui caixa de velocidades, pelo que implica ter um gerador eléctrico com um elevado número de pólos para compensar a baixa velocidade com que opera devido a estar directamente conectado à turbina eólica, cujas pás, tipicamente, giram a velocidades de 30 a 50 rev./min. A eliminação da caixa de velocidades permite obter uma variedade de benefícios, como o melhoramento da eficiência, a redução do peso do aerogerador e a redução de níveis de ruído e de custos associada à manutenção regular deste componente.

Para conectar o aerogerador de íman permanente à rede eléctrica pode ser usada uma grande variedade de arranjos de conversores electrónicos de potência. Dois tipos de configurações têm sido utilizados pelos fabricantes de aerogeradores, como ilustra a Figura

2.6. Ambos os sistemas oferecem factor de potência unitário e correntes injectadas à rede puramente senoidais. Na prática a eficiência das duas configurações é similar [11].

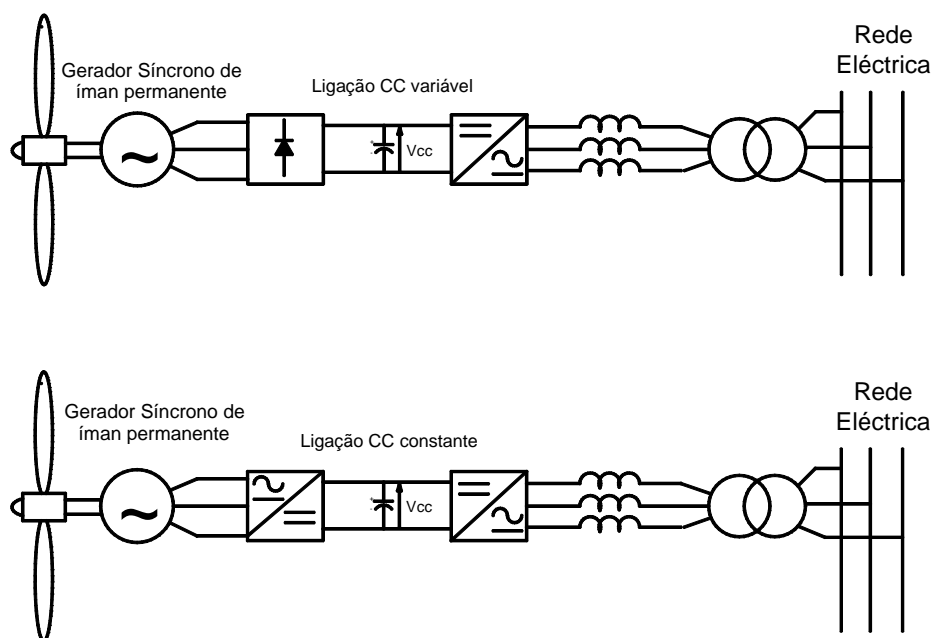


Figura 2.6. Configurações de conversores utilizados para interligar o PMSG à rede eléctrica [11].

Uma das principais vantagens desse tipo de sistema eólico, consiste no total desacoplamento entre o aerogerador e a rede eléctrica como resultado da presença dos conversores electrónicos. Quando, por exemplo, uma rajada de vento atinge a turbina, os conversores continuam, praticamente, a entregar potência constante à rede apesar da súbita variação de velocidade do rotor eólico. No entanto, parte dessa variação de velocidade é atenuada pela própria inércia do sistema mecânico, bem como, compensada pela actuação dos controlos aerodinâmicos.

Por outro lado, devido os conversores estarem presentes na saída do aerogerador, é necessário dimensioná-lo de acordo com a potência nominal do conjunto turbina/gerador o que, usualmente, encarece bastante este tipo de tecnologia. Um outro problema está relacionado ao grande diâmetro do gerador eléctrico devido ao elevado número de pólos o que conduz ao uso de cabinas (“nacelle”, na literatura anglo-saxónica) maiores que as usadas por outras tecnologias, conforme se mostra na Figura 2.7.



Figura 2.7 . Configuração de uma turbina eólica com gerador síncrono de ímã permanente [6].

Entretanto, muito dos problemas que tenderiam a limitar o uso de aerogeradores de ímã permanente devido principalmente a custos elevados estão aos poucos sendo eliminados como resultado de recentes avanços tecnológicos. Conforme já se referiu, ressalta-se que um dos maiores fabricantes desse tipo de tecnologia — a empresa alemã Enercon — já dispõem de protótipos de aerogeradores DDPMSG com capacidade nominal de 4,5MW [6].

2.3.3. AEROGERADORES DUPLAMENTE ALIMENTADOS

O principal argumento da popularidade do aerogerador de indução duplamente alimentado — definido na literatura anglo-saxónica como “*Doubly Fed Induction Wind Generator*” (DFIWG) — consiste no facto de operar com velocidade variável recorrendo a conversores electrónicos com capacidades nominais bastante reduzidas — aproximadamente 10-25% da capacidade nominal do conjunto turbina/gerador. No entanto, apesar da melhor relação custo benefício, relativamente a um DDPMSG de mesma capacidade nominal, o DFIWG utiliza caixa de transformação de velocidades acarretando assim custos adicionais.

Neste tipo de tecnologia a configuração CA-CC-CA de conversores é conectada entre o rotor da máquina e a rede eléctrica. O conversor ligado à rede opera com a frequência do sistema eléctrico (50 Hz) impondo, assim, a frequência de saída do DFIWG. Em geral, este

conversor é controlado para manter a tensão do barramento CC constante. Porém, como opção, pode também ser controlado para funcionar como um STATCOM (compensador estático de potência reactiva) [12], [13]. O conversor ligado ao rotor opera com diferentes frequências de acordo com a velocidade do aerogerador. Praticamente, este dispositivo é quem controla o DFIWG injectando tensões ou correntes controladas no rotor da máquina eléctrica a partir de estratégias de controlo pré-definidas.

Actualmente, os conversores estáticos utilizados são constituídos por IGBTs (*Insulated Gate Bipolar Transistor*) que possibilitam a troca bidireccional de potência activa entre o rotor e a rede eléctrica. Em operação supersíncrona, onde a velocidade angular do aerogerador está acima da velocidade angular síncrona, a potência activa do rotor pode ser aproveitada e entregue à rede. O contrário verifica-se durante a operação subsíncrona [14]. No entanto, devido ao aerogerador ser controlado para operar com velocidade variável e dependendo da filosofia de controlo adoptada as potências activas do estator e rotor equilibram-se, de tal forma que a potência activa total resultante e entregue à rede corresponda a potência máxima extraída da turbina eólica.

A principal desvantagens deste modelo aponta para o parcial desacoplamento entre o aerogerador e a rede eléctrica. Devido ao facto de estar ligado directamente à rede eléctrica através do estator, o aerogerador é mais sensível às perturbações de rede. No entanto, técnicas de controlo adequadas têm vindo a tornar o DFIWG cada vez mais robusto o que tem contribuído para o significativo aumento da utilização deste tipo de tecnologia nos últimos anos.

2.3.4. OUTRAS TECNOLOGIAS EÓLICAS

Além dos três tipos de geradores mais comumente utilizados e abordados nas secções anteriores, não se pode deixar de comentar a existência de outros tipos de aerogeradores que também são explorados, embora em pequena escala. Neste grupo destacam-se: o aerogerador síncrono convencional que necessita de controlo adicional para a tensão de campo; e mais recentemente, o gerador de relutância — tipo particular de gerador de indução [15]. Ambas as tecnologias podem ser também ligadas à rede eléctrica a partir de

diferentes configurações de conversores electrónicos. A Figura 2.8 resume assim as demais tecnologias que praticamente constituem os parques eólicos em diferentes níveis de capacidade e de tensão.

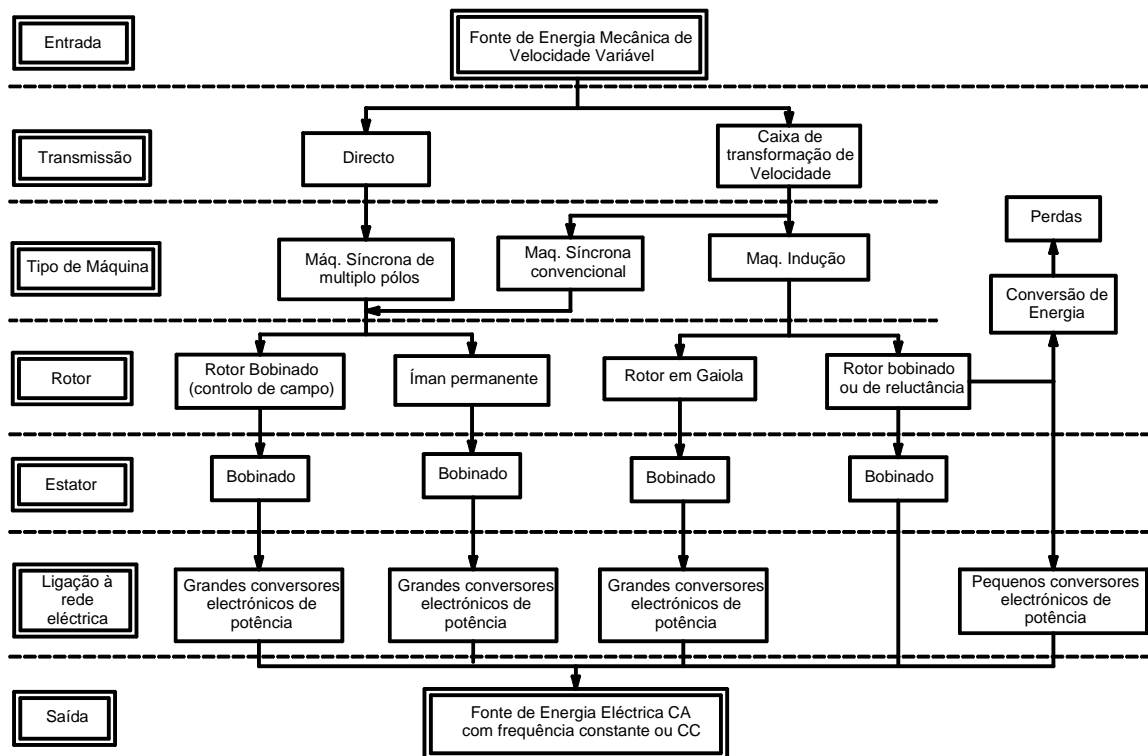


Figura 2.8. Esquema simplificado dos modelos de aerogeradores usados actualmente [15].

2.4 SOLUÇÕES DE CONTROLO EM AEROGERADORES DUPLAMENTE ALIMENTADOS.

Nos próximos anos prevê-se um aumento maciço de sistemas eólicos empregando tecnologias cada vez mais sofisticadas. O aerogerador de indução duplamente alimentado tem vindo a destacar-se e a ser bastante utilizado em grandes parques eólicos tanto “*offshore*” (instalações em mar próximo ao litoral) como no “*onshore*” (instalações em terra). A flexibilidade de controlo proporcionada pelos conversores electrónicos associados a este tipo de aerogerador tem conduzido o DFIWG a operar de forma semelhante à das

unidades síncronas convencionais oferecendo capacidades de controlo tanto de potência activa e reactiva bem como de tensão terminal e velocidade angular.

É já possível verificar que um número expressivo de parques eólicos com geradores duplamente alimentados se encontra em operação e muitos outros estão a ser planeados ou em construção. Devido ao progressivo aumento deste tipo aerogerador nas redes eléctricas de todo o mundo existe a necessidade de se avaliar a interacção entre esta tecnologia e o sistema eléctrico, pelo que torna essencial o desenvolvimento de modelos matemáticos que descrevam o comportamento dinâmico e estacionário do aerogerador (turbina eólica e gerador eléctrico) bem como de seus controlos e circuitos de protecção associados.

A modelização do aerogerador DFIWG, nomeadamente, do gerador eléctrico, encontra-se bastante divulgado na literatura da especialidade. Ao longo dos anos têm sido usados vários modelos matemáticos para simular o comportamento da máquina de indução, tendo havido sobretudo uma grande preocupação na sua simplificação, tendo em conta que a análise pretendida se orienta para a avaliação do impacto na rede e não para o estudo dos fenómenos transitórios que podem ter lugar nas máquinas.

Os mais recentes desenvolvimentos ocorrido na modelização do gerador duplamente alimentado, recorre a modelos híbridos [16], bem como os modelos definidos apenas em coordenadas $d-q$ [17], [18], [19], [20], que permitem a inclusão de modelos dos dispositivos de electrónica de potência.

Para estudos de análise dinâmica, não é necessário conhecer o comportamento detalhado dos conversores electrónicos, em particular, os fenómenos transitórios rápidos associados à comutação das “chaves electrónicas” (*switches*). Por esta razão, procura-se uma modelização através da qual seja possível representar a dinâmica fundamental dos conversores e a sua interacção com o sistema, evitando, assim, esforço de cálculo desnecessário que a modelização detalhada dos mesmos exigiria. Por forma a incluir as estratégias de controlo a serem utilizadas no gerador DFIWG recorre-se então a modelos simplificados para os conversores, sendo usual utilizar modelos do tipo fonte de tensão ou fonte de corrente controladas.

Actualmente, há uma grande quantidade de trabalhos de investigação que têm vindo a abordar diferentes formas de controlo que visam melhorar o desempenho do aerogerador DFIWG quanto às perturbações de rede. A quantidade apreciável de soluções de controlo desenvolvida nos últimos anos tem permitido explorar as capacidades destes aerogeradores, porém tem impedido a definição de um modelo “*standard*” para analisar o comportamento desta tecnologia quando integrada nas redes eléctricas.

Relativamente às estratégias de controlo, as soluções propostas preconizam a adopção de controladores do tipo proporcional-integral (PI) para o controlo dos conversores electrónicos. A partir desta filosofia, o conversor ligado ao rotor do DFIWG pode tanto controlar a tensão terminal da máquina, e conseqüentemente, a sua potência reactiva, como também a velocidade angular e por conseguinte, a potência activa produzida. Por outro lado, o conversor que liga a configuração CA-CC-CA à rede eléctrica controla somente a tensão contínua podendo, no entanto, ser também utilizado para compensar potência reactiva.

No âmbito do controlo de aerogeradores duplamente alimentados, apresenta-se, a seguir uma descrição pormenorizada de filosofias de controlo que têm sido propostas por vários investigadores ao longo dos últimos anos.

Na comunicação apresentada em [21], os autores modelizam o gerador duplamente alimentado, em coordenada $d-q$, assumindo que o eixo “ d ” encontra-se alinhado ao vector de fluxo magnético do estator da máquina de indução. Esta concepção — conhecida como “Controlo Orientado do Fluxo do Estator” (“*Stator Field Orietation Control*”, na literatura anglo-saxónica) — é utilizada pela maioria dos investigadores dado proporcionar um relativo desacoplamento entre as malhas de controlo (um maior detalhamento desta técnica será apresentada no capítulo 3). A partir dessa concepção, estes investigadores apresentam uma estratégia de controlo de potência activa e reactiva para o DFIWG em que os conversores PWM, do tipo fonte de tensão, injectam correntes controladas tanto no rotor da máquina eléctrica como no sistema eléctrico. Os sinais de corrente de controlo, neste caso, são modulados através do controlo de corrente por histerese.

Na filosofia de controlo proposta pelo autores, o conversor ligado ao rotor do gerador eléctrico controla o binário electromagnético da máquina de indução conduzindo o aerogerador a operar de acordo com uma curva óptima de binário-velocidade pré-definida. Esta curva estabelece o valor do binário de referência de entrada para o controlador seguindo, instantaneamente, a velocidade do gerador eléctrico. Além disso, este conversor também controla a potência reactiva do estator do DFIWG de forma a minimizar as perdas internas da máquina eléctrica. Devido a este facto, o conversor ligado à rede eléctrica além de controlar a tensão CC a partir do equilíbrio entre a potência activa entregue por este conversor à rede e a potência activa do rotor, compensa também parte da potência reactiva total entregue pelo aerogerador ao sistema eléctrico. Um protótipo foi utilizado para ensaios experimentais envolvendo um gerador de indução de 5 cavalos. O esquema de controlo apresentado é ilustrado na Figura 2.9.

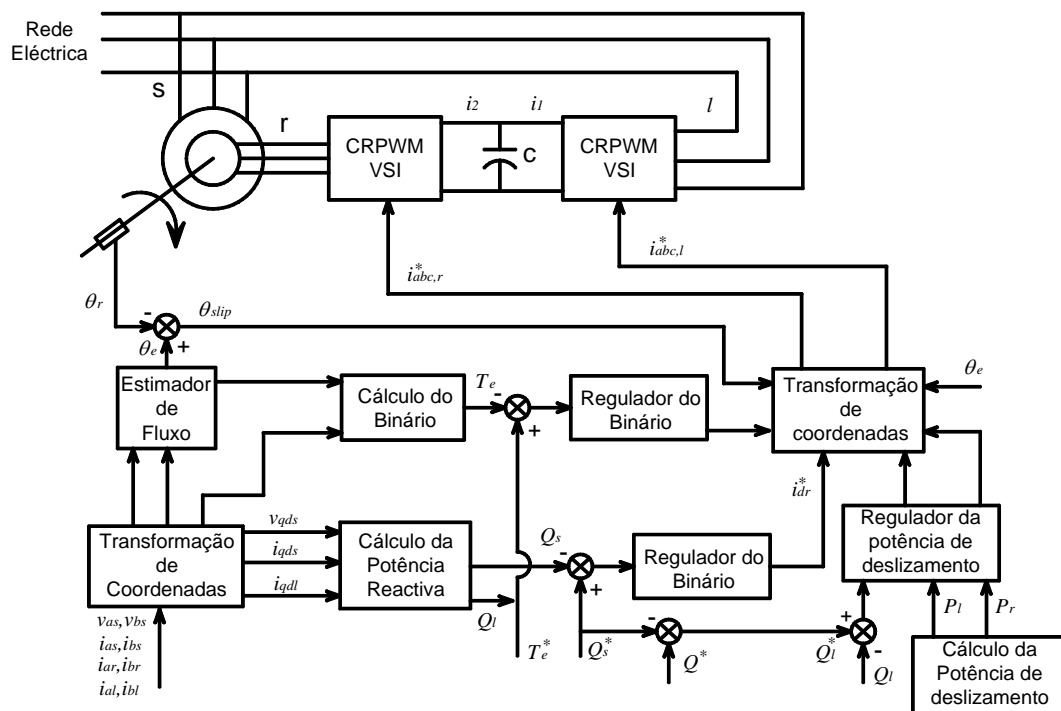


Figura 2.9. Controlo implementado por [21].

Um dos trabalhos relevantes neste campo de investigação, que se destaca pelo nível de detalhamento dos esquemas de controlo propostos, está descritos no estudo apresentado por [22]. Nesta publicação, um aerogerador duplamente alimentado de 7,5kW controlado por conversores PWM do tipo fonte de tensão foi projectado para validações

experimentais. Os sinais de controlo impostos ao rotor do gerador eléctrico são provenientes de controladores PIs que geram tensões em coordenadas $d-q$. Estes sinais ao serem transformados em coordenadas $a-b-c$ representam as tensões trifásicas modulantes utilizadas no controlo dos chaveamentos dos IGBTs recorrendo a técnica de modulação por largura de pulsos senoidal (“*Senoidal Pulse Width Modulation – SPWM*”, na literatura anglo-saxónica) [23]. Nesta publicação, a técnica do “Controlo Orientado do Fluxo do Estator”, sendo denominada pelos autores como “Técnica de Controlo Vectorial” (“*vector-control scheme*” na literatura anglo-saxónica) é utilizada na modelização do gerador de indução duplamente alimentado. A partir do modelo do gerador adoptado, o binário eléctrico torna-se proporcional apenas à corrente i_{qr} do rotor, enquanto que a corrente i_{dr} regula apenas a excitação da máquina de indução. Ambas as correntes i_{dr} e i_{qr} são reguladas a partir de v_{dr} e v_{qr} que são determinadas pelos controladores do tipo proporcional-integral. Simultaneamente, o conversor PWM ligado à rede eléctrica controla a tensão CC independente da magnitude e direcção da potência do rotor. Todavia, os autores abordam também a capacidade deste conversor em ser utilizado para compensar potência reactiva a ser injectada na rede de forma a corrigir o factor de potência do aerogerador DFIWG.

Uma vez que o binário eléctrico do gerador pode ser ajustado a partir de i_{qr} , estes investigadores propõem dois modos de controlo que são implementados opcionalmente no conversor ligado ao rotor do gerador e que consistem em: a) modo de controlo por corrente; e b) modo de controlo por velocidade. Ambas as técnicas conduzem a turbina a extrair máxima energia do vento para uma dada velocidade de vento. Verifica-se, porém, um melhor desempenho na resposta dinâmica do aerogerador quando o modo de controlo de velocidade é utilizado. Os esquemas de controlo do conversor ligado ao rotor e do conversor ligado à rede eléctricas são mostrados na Figura 2.10, respectivamente.

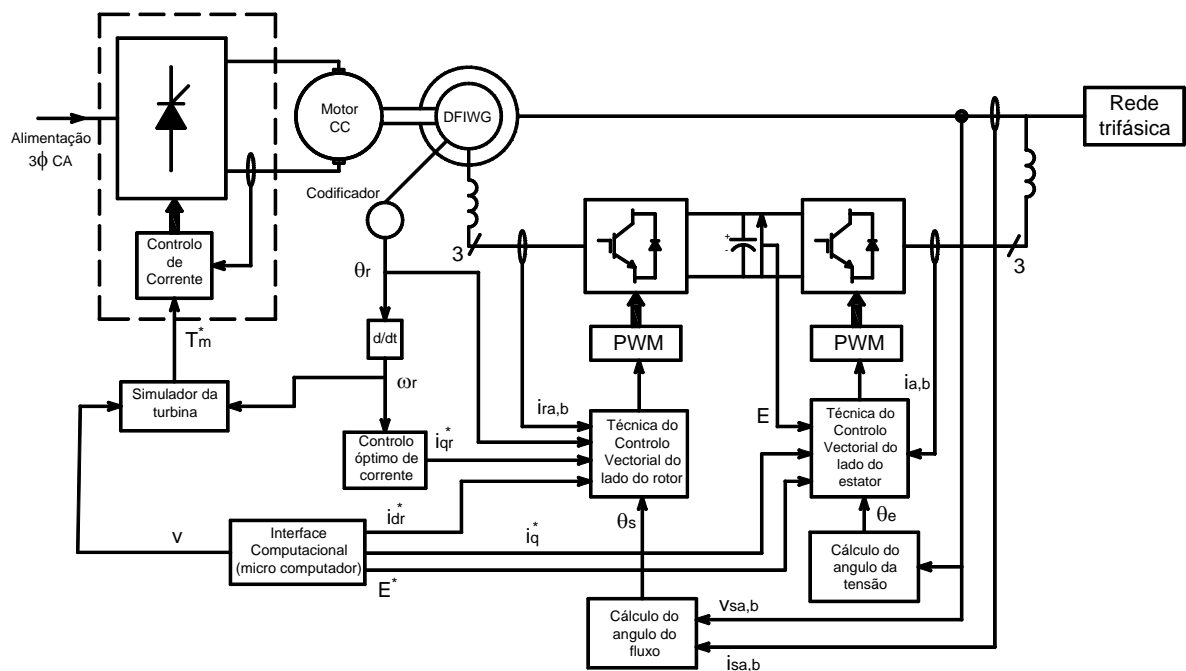


Figura 2.10. Filosofia de controlo proposto por [22]. Esquemas de controlo para o conversor ligado ao rotor e para o conversor ligado à rede eléctrica.

Em [24] é apresentado um estudo analítico e experimental sobre o desempenho do gerador duplamente alimentado. Neste trabalho, um gerador de corrente contínua é utilizado para simular uma turbina eólica e variar, entre as regiões subsíncrona e supersíncrona, a velocidade do gerador duplamente alimentado. A configuração CA-CC-CA de conversores é constituída por tiristores, cujos os ângulos de disparo dos dispositivos electrónicos são ajustados consoante a velocidade rotacional do gerador de indução, permitindo um fluxo bidireccional de potência activa entre o rotor e a rede eléctrica. Na modelização do DFIWG, para análise teórica, os investigadores recorreram ao modelo híbrido DQ/abc devido a permitir uma melhor caracterização dos harmónicos proveniente dos conversores e outros fenómenos transitórios intrínsecos do gerador de indução. Todavia, conforme já se referiu, em estudos de análise dinâmica de sistemas de potência, os fenómenos transitórios rápidos associados ao comportamento da máquina eléctrica bem como os harmónicos provenientes dos conversores são desprezados, pelo que se conclui que o modelo adoptado pelos autores tem relevante interesse em estudos que envolvam um maior grau de detalhamento, conforme se menciona na publicação.

Em [25] e [26] é proposto um controlo para a potência reactiva de um parque eólico com aerogeradores DFIWG. O modelo matemático do aerogerador bem como a filosofia de controlo são validados através de resultados experimentais. Nesta investigação, os autores focam apenas o controlo do conversor ligado ao rotor que controla a potência activa e reactiva do DFIWG a partir das correntes i_{qr} e i_{dr} , respectivamente. Uma abordagem sobre os limites de potência reactiva gerada ou absorvida pelo DFIWG é apresentada, tendo em conta, o problema relacionado com o aumento de temperatura que o rotor pode vir a sofrer como resultado de um elevado valor de corrente que pode ser imposta pelo conversor no caso de um controlo de potência reactiva não limitado. Neste caso, são definidos diagramas limite para as potências activa e reactiva (semicírculo de PQ) que estão, intrinsecamente, relacionados com a corrente e temperatura do rotor. Dependendo do nível de segurança adoptado, o raio do semicírculo será menor quando menor for o valor da corrente máxima assumida para o rotor.

Adicionalmente, considerando os limites PQ definidos pelos diagramas e as potência activa gerada por de cada aerogerador para uma determinada situação de vento, os autores propõe um algoritmo de controlo para a distribuição de pontos de operação (*set points*) de potência reactiva para cada DFIWG de forma a cumprir um valor total de potência reactiva solicitado pelo operador do parque eólico. A técnica para o controlo das potências activa e reactiva adoptada para cada aerogerador de indução duplamente alimentado é mostrada na Figura 2.11.

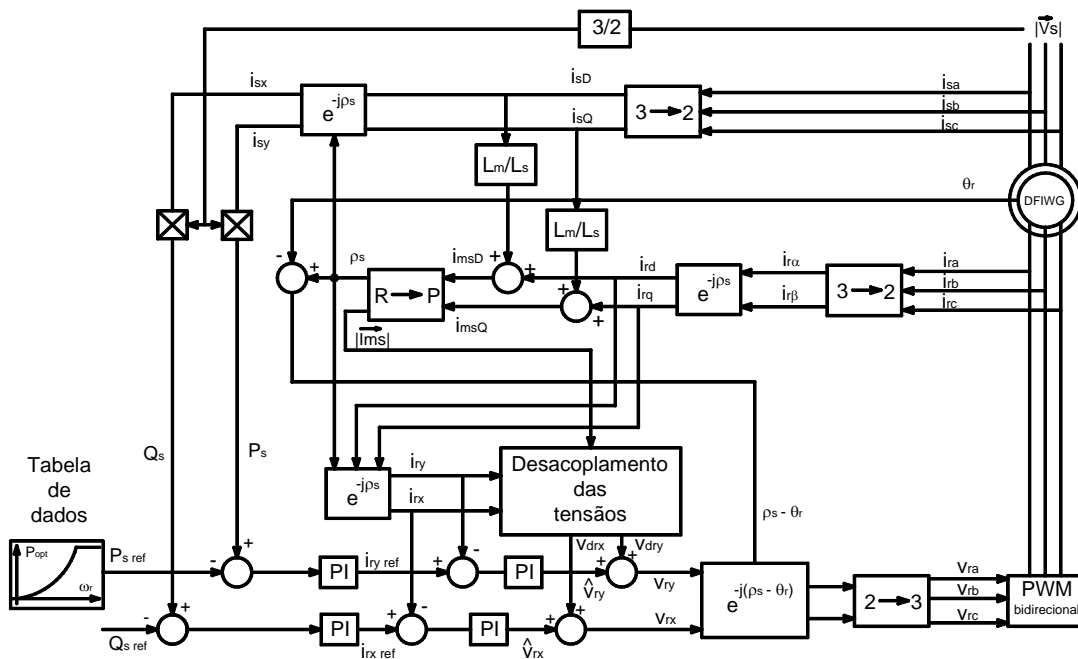


Figura 2.11. Estrutura de controlo proposta por [25].

Um controlo de supervisão para um parque eólico é também proposto em [27]. Neste trabalho, os aerogeradores apresentam controlo de velocidade e potência activa, bem como controlo de potência reactiva e tensão terminal. No controlo de potência activa/velocidade angular, a turbina é conduzida a extrair máxima energia do vento quando a velocidade de vento se encontra abaixo de um valor limite pré-definido. Neste cenário, o ângulo de *pitch* é constante e o controlo de velocidade angular actua ajustando o binário electromagnético do aerogerador no seu valor óptimo. Quando a velocidade de vento está acima do valor pré-estabelecido, o controlo de *pitch* orienta o ângulo das pás de forma a manter a potência constante no seu um valor máximo permitido, enquanto que, o controlo de velocidade actua, em simultâneo, para manter a velocidade angular do gerador constante e também em um valor máximo pré-definido.

No caso do controlo de potência reactiva, esta potência é regulada consoante o nível de tensão terminal de cada aerogerador. Todavia, devido à presença de um controlo supervisionado, onde pontos de operação (*set points*) de potências activa e reactiva são impostos aos aerogeradores de forma a garantir uma determinada solicitação de potência requerida pelo operador do parque, o valor de potência reactiva total solicitada pode não

ser alcançado. Isto pode ocorrer devido aos limites de tensão que são estabelecidos na malha de controlo de tensão terminal que actua em conjunto com a malha de controlo de potência reactiva em cada aerogerador. Apesar da eficácia do algoritmo proposto para controlo de supervisão, os autores são cautelosos e evitam abordar cenários onde a solicitação de potência poderia não ser salvaguardada, como por exemplo, o facto de uma parcela de aerogeradores do parque apresentar baixa produtividade devido a reduzida velocidade de vento a que as máquinas podem estar submetidas. A estrutura de controlo proposta é ilustrada na Figura 2.12.

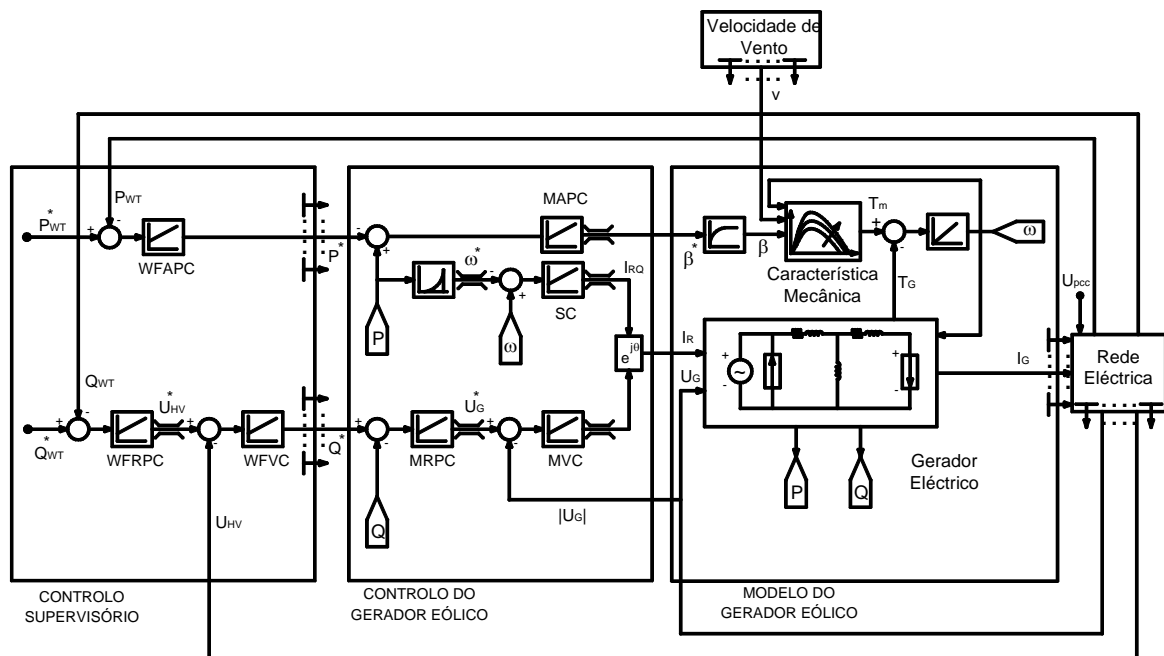


Figura 2.12. Diagrama de blocos da estratégia de controlo proposta por [27].

Em [28], o desempenho do DFIWG é analisado em dois cenários distintos: a) quando controlado por um regulador do tipo “Observador de Espaço de Estado” (conhecido como “*Observer-based Controller*”, na literatura anglo-saxónica); e b) quando controlado pelos tradicionais controladores PIs. Nesta abordagem, ambos os controladores são projectados para regular as potências activa e reactiva do aerogerador tendo em conta uma estratégia de controlo vectorial. Para propósitos de avaliação, dois testes foram efectuados: variação em pequenos degraus dos sinais de entrada de referência de potência activa e reactiva em

ambos controladores; e variação de velocidade de vento. A partir dos resultados apresentados, verifica-se que o regulador-observador é particularmente mais eficiente que os controladores PIs. No entanto, neste trabalho de investigação, os autores desprezam os termos de acoplamento — proveniente do próprio modelo adoptado do gerador de indução duplamente alimentado — entre as malhas de controlo de potência activa e reactiva ao projectarem o regulador-observador. É assumido que o sistema a ser controlado é linear de forma a evitar o projecto de um controlador multivariável. Entretanto, este argumento restringe a filosofia de controlo proposta a apenas pequenas perturbações.

Conforme se referiu, além de trabalhos que focam o desempenho do aerogerador DFIWG perante variações de vento e de produtividade, uma outra categoria de publicações tem evidenciado o comportamento desta tecnologia perante curtos-circuitos e avaliado o impacto que pode causar sobre a estabilidade do sistema eléctrico. Dentre a variedade de trabalhos divulgados nos últimos anos, optou-se por apresentar, a seguir, uma descrição sucinta de algumas publicações mais relevantes nesta área de investigação.

Em [29] descreve-se uma análise preliminar do impacto de uma grande penetração da componente eólica no planeamento da operação do sistema eléctrico, nomeadamente em Espanha. O estudo analisa situações de curtos-circuitos onde são analisados os comportamentos dinâmicos dos perfis de tensão em barramentos do sistema eléctrico onde se encontram ligados parques eólicos com aerogeradores de indução convencionais e duplamente alimentados. Nesta investigação, o DFIWG apresenta controlo de velocidade angular, propiciado pelo conversor ligado ao rotor, e controlo de potência reactiva assegurado pelo conversor ligado à rede eléctrica. Em face aos resultados obtidos, os autores concluem que uma grande quantidade de parques eólicos com aerogeradores não controlados podem provocar um comportamento dinâmico negativo no sistema eléctrico, nomeadamente quando os aerogeradores estiverem ligados próximos uns dos outros. Nas simulações realizadas, os aerogeradores DFIWG apresentam notável desempenho com capacidade de recuperação do perfil de tensão bastante rápida evitando a actuação das protecções destes aerogeradores. Os autores sugerem determinados valores a serem adoptados como parâmetros de ajuste das protecções, nomeadamente no que concerne às

protecções de velocidade e de tensão terminal tanto dos aerogeradores DFIWG quanto dos aerogeradores de indução convencionais.

Em [9], é apresentado um estudo muito completo que analisa o comportamento dinâmico das mais importantes tecnologias de conversão de energia eólica. Neste trabalho, o gerador de indução é representado por modelos de terceira e de quinta ordens considerando modelos de uma e de duas massas adoptados para a representação do sistema electromecânico (turbina eólica e gerador eléctrico). No entanto, para o gerador de indução duplamente alimentado, o autor optou em utilizar o modelo de terceira ordem, que usualmente é utilizado nesse tipo de estudo.

Nas análises apresentadas, foram focados, basicamente, os comportamentos dinâmicos das demais tecnologias perante curtos-circuitos. No caso do DFIWG, além de explorar os diferentes objectivos de controlo, o investigador analisa o comportamento desse aerogerador considerando as protecção adoptadas aos conversores durante curtos-circuitos. Neste caso, três procedimentos são abordados pelo autor:

- Procedimento 1: neste cenário, a ponte rectificadora trifásica formada por IGBT, que encontra-se ligada ao rotor da máquina, pára de funcionar. No entanto, os conversores não são desligados do rotor, tal que a corrente que circula no circuito rotórico percorre então a ponte de diodos carregando o condensador da ligação CC. Esse procedimento permite desmagnetizar o circuito rotórico uma vez que a energia magnética associada à corrente que circula no circuito indutivo do rotor é transformada em energia eléctrica e armazenada no condensador CC. Para propósitos de simulação computacional o autor assume, para este procedimento, que a corrente do rotor é zero e o gerador é “visto” pelo sistema com uma impedância $Z_s=R_s+jX_s$ (considerando apenas o circuito do estator). O objectivo dessa metodologia é diminuir a absorção de potência reactiva por parte do gerador de indução. No entanto, o autor não discute a possibilidade da corrente no rotor ser suficiente elevada o que poderia por em causa a integridade física dos diodos da ponte rectificadora.

- **Procedimento 2:** neste caso a ponte rectificadora trifásica de IGBT pára de funcionar e o circuito do rotor é curto-circuitado sendo toda a configuração CA-CC-CA retirada de operação. Em simulação, o autor assume a tensão do rotor igual a zero e o gerador é simulado como uma máquina de indução convencional durante o intervalo de tempo em que a corrente do rotor estiver acima de um valor pré-definido.
- **Procedimento 3:** O autor aborda a situação onde a configuração CA-CC-CA é retirada, porém, o circuito do rotor ao invés de ser curto-circuitado é ligado simultaneamente a resistências externas que servem para atenuar a corrente do rotor durante o defeito.

Além dos procedimentos de protecção dos conversores electrónicos, este trabalho de investigação explora uma variedade de cenários de simulação abrangendo distintos pontos de operação do aerogerador tendo em conta a especificidade do controlo adoptado. O esquema de controlo completo, conforme proposto pelo autor, é ilustrado na Figura 2.13.

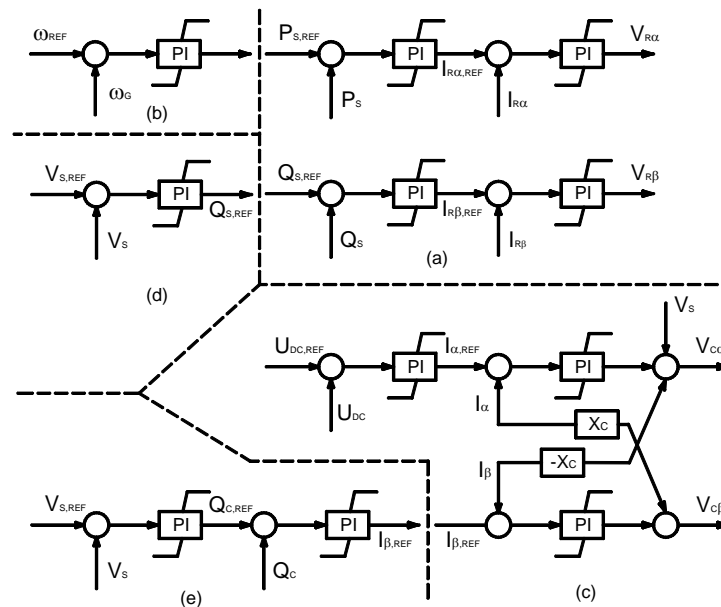


Figura 2.13. Esquema de controlo genérico do DFIWG proposto por [9]: (a) Esquema genérico do conversor ligado ao rotor; (b) Adicional controlador PI para amortecimento de oscilações de torção do eixo mecânico; (c) Esquema genérico de controlo para o conversor ligado à rede de forma a funcionar como um STATCOM; (d) e (e) Malhas de controlos adicionais para o controlo de tensão e potência reactiva tanto pelo conversor ligado ao rotor quanto pelo conversor ligado à rede eléctrica.

Em [30] e [31] os autores propõem um modelo geral para representar os sistemas de conversão de energia eólica de velocidade variável, nomeadamente o DDPMSG e o DFIWG. Nestas publicações, as tensões e as correntes das demais tecnologias são expressas apenas na componente fundamental, assumindo-se que os conversores electrónicos actuam muito rapidamente, o que tornar possível modelá-los como fontes de corrente controladas desprezando os termos referentes às derivadas dos fluxos magnéticos nas equações matemáticas das tensões do rotor do gerador duplamente alimentado. Em outras palavras, os aerogerador DDPMSG e DFIWG seriam praticamente representados por equações algébricas, já que os termos referentes às derivadas dos fluxos magnéticos nas equações das tensões do estator são desprezadas nos estudos de análise dinâmica de sistemas de potência. Neste modelo geral, ambas as tecnologias operam de forma a extrair máxima potência do vento com potência reactiva e tensão terminal controladas. Em altas velocidade de vento é utilizado o controlo de *pitch* para o controlo da velocidade angular do aerogerador. O modelo geral, assim como a filosofia de controlo de potência reactiva e tensão terminal propostos por estes investigadores, são apresentados na Figura 2.14.

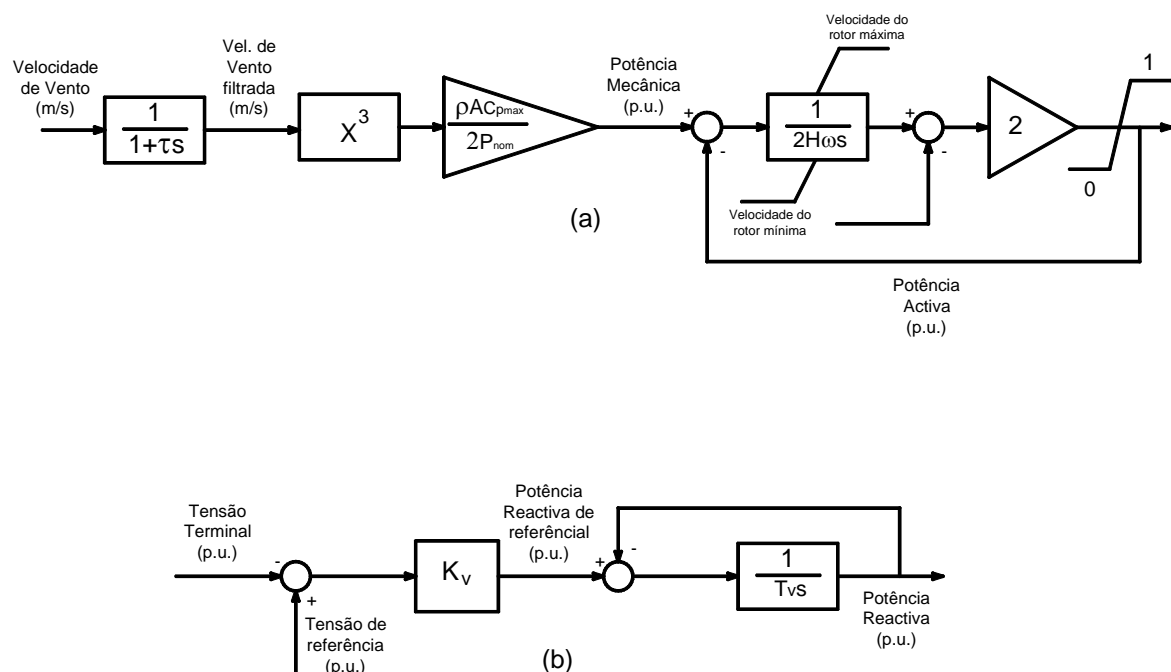


Figura 2.14. Malhas de controlo proposta por [31]: (a) Malha de controlo de potência activa (modelo geral); (b) Malha de controlo de tensão terminal e potência reactiva.

No estudo apresentado por [32] é focado a importância quanto ao ajuste dos ganhos dos controladores PIs, pois, representam um papel essencial no desempenho do aerogerador. Neste trabalho, os conversores electrónicos são protegido por um dispositivo contra sobrecorrente denominado de “Crowbar”, ligado entre o rotor do gerador eléctrico e o conversor electrónico, com o qual desliga a configuração de conversores e, simultaneamente, curto-circuita o rotor da máquina de indução. Ressalta-se, nesta investigação, que a partir de um ajuste mais rigoroso dos ganhos a brusca variação da corrente do rotor durante um curto-circuito pode ser atenuada, e por conseguinte, pode-se evitar que os conversores sejam retirados de operação. O desligamento destes dispositivos empobrece significativamente o desempenho do aerogerador DFIWG que, por sua vez, passa a operar como um aerogerador convencional durante a ausência dos dispositivos electrónicos. O esquema de controlo proposto pelos autores deste trabalho publicado é apresentado na Figura 2.15. Por outro lado, os autores propõem também uma outra forma de controlar o DFIWG como descrito em [33] onde são utilizado, nesta caso, controladores PIs em cascata nas respectivas malhas de controlo de binário electromagnético e tensão terminal, respectivamente.

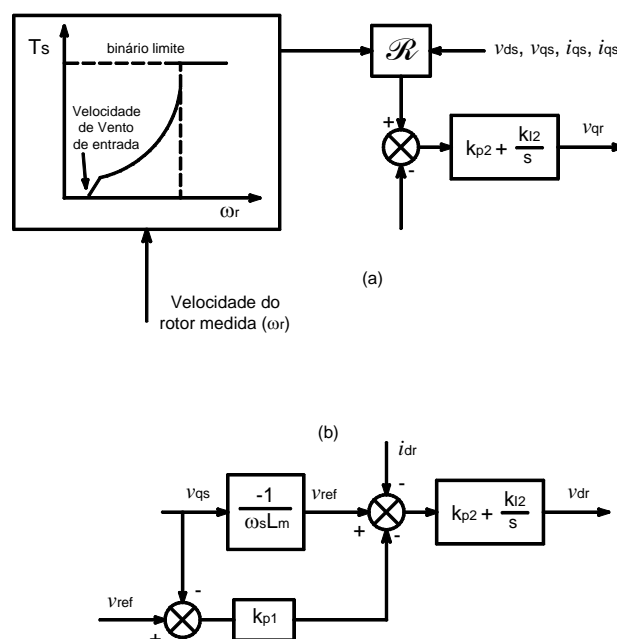


Figura 2.15. Esquema de controlo do aerogerador DFIWG [32]: (a) Controlo do binário electromagnético; (b) controlo de tensão terminal.

Em [34] é demonstrado que a integração de DFIWGs aumenta a margem de estabilidade transitória das rede eléctricas quando comparado com o caso em que aerogeradores de indução convencionais são utilizados. Neste estudo ambos os desempenhos dos aerogeradores são analisados perante curtos-circuitos aplicados em pontos distintos de uma pequena rede eléctrica adoptada para propósitos de simulação. Duas alternativas de controlo são adoptadas para o DFIWG nesta investigação: a) controlo de velocidade angular e tensão terminal tendo em conta que o conversor ligado ao rotor injecta tensões controladas; e b) controlo de velocidade angular e potência reactiva do estator do gerador com o conversor a injectar correntes controladas. Em ambas as opções de controlo, os conversores electrónicos são do tipo fonte de tensão e a tensão da ligação CC é considerada constante. Apesar de serem utilizadas diferentes filosofias de controlo, nomeadamente no que concerne o tipo de sinal de controlo (tensão ou corrente) injectado no rotor a partir do conversor estático, constata-se um desempenho bastante similar do DFIWG em ambas as situações. Os esquemas de controlo propostos são mostrados nas Figuras 2.16 e 2.17, respectivamente.

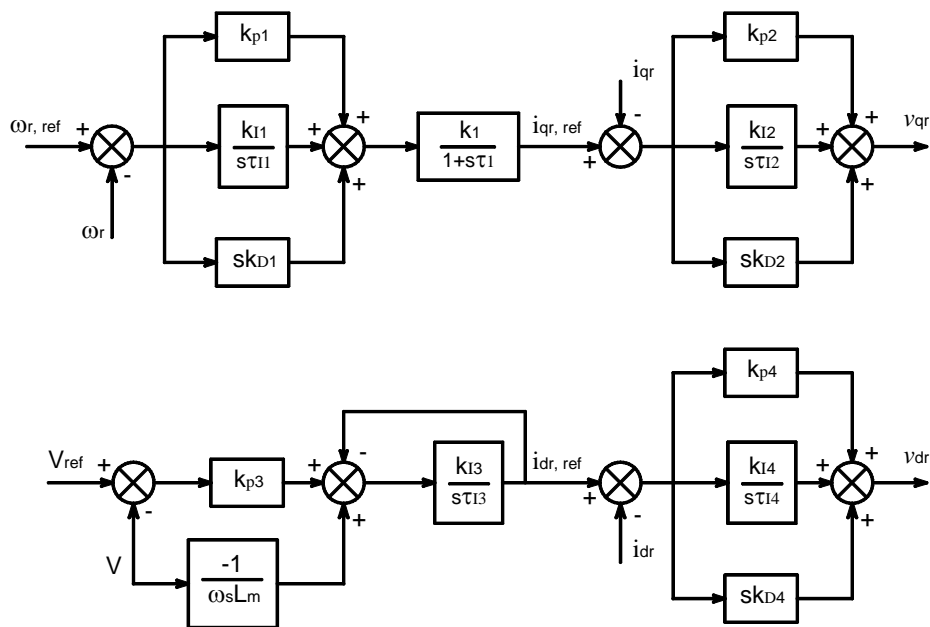


Figura 2.16. Controlo do DFIWG com os conversores a injectarem tensões controladas ao rotor do gerador [34].

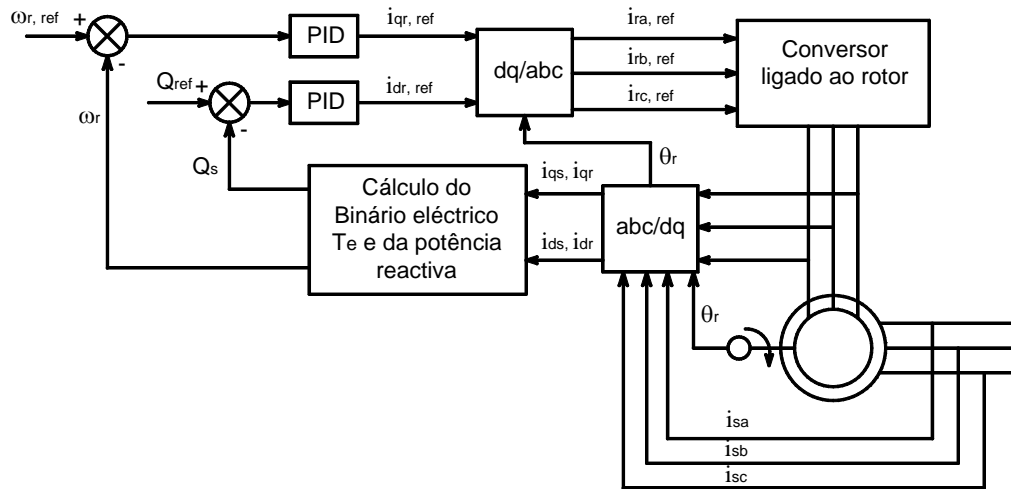


Figura 2.17. Controlo do DFIWG com os conversores a injectarem correntes controladas ao rotor do gerador [34].

Um dos requisitos que actualmente tem vindo a ser exigido aos parques eólicos e já estabelecido como regra obrigatória em procedimentos de rede (“*grid codes*”, na literatura anglo-saxónica) em países como Espanha, Dinamarca e Alemanha, consiste em dotar o aerogerador de capacidade de sobrevivência a afundamentos de tensão (“*Ride Through Fault Capability*”, RTFC, na literatura anglo-saxónica). Isto é torná-lo capaz de se manter em operação apesar da tensão em seus terminais descer significativamente durante a ocorrência de um curto-circuito, o que provocaria a actuação da protecção de mínimo de tensão do aerogerador. Uma curva de tolerância da tensão que caracteriza o procedimento de RTFC adoptada pela ABB é ilustrado na Figura 2.18 [35].

A protecção dos conversores electrónicos deve ser ajustada de forma a mantê-los ligados para garantir o RTFC e evitar a saída de serviço de grande número de parques eólicos, o que poderia ocasionar um défice de produção provocando até situações de instabilidade no sistema, conforme é interessantemente abordado em [36] e [37]. Nestes trabalhos, ambos os investigadores exploram um cenário de grande penetração da componente eólica, nomeadamente sobre a rede de transporte de Portugal, considerando o DFIWG com e sem RTFC. A filosofia de controlo para o DFIWG proposto pelos autores em [36] é ilustrada na Figura 2.19.

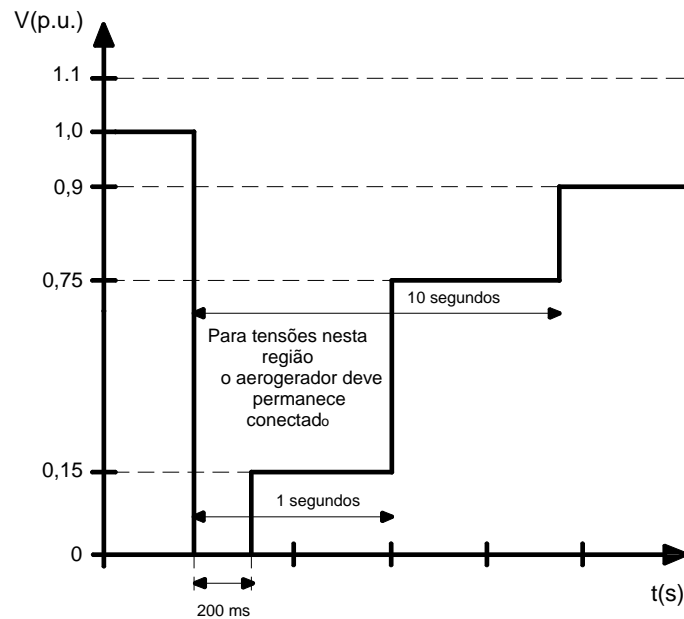


Figura 2.18. Curva de *Ride Through Fault* adoptada aos aerogeradores pela ABB [35].

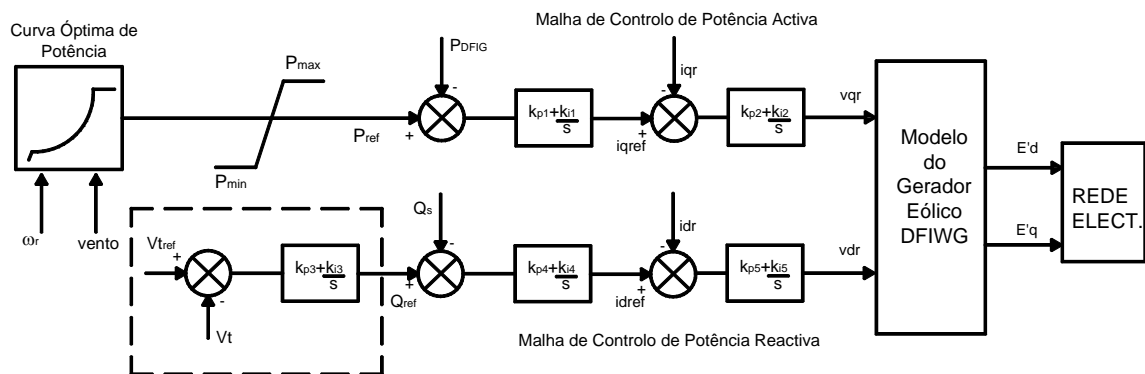


Figura 2.19. Malhas de controlo de potência activa e reactiva do DFIG [36].

Conforme é ilustrado na Figura 2.19, o bloco de controlo de tensão em destaque (contornado por linhas pontilhadas) tem o objectivo de controlar a tensão terminal do aerogerador DFIG a partir do ajuste da quantidade de potência reactiva a ser injectada pela máquina à rede eléctrica. A partir dessa técnica, a tensão nos terminais do aerogerador tende a afundar menos durante um curto-circuito devido a maior quantidade de potência reactiva que é injectada. O objectivo é tentar obedecer a curva de tolerância de tensão adoptada para o RTFC pelos autores conforme mostrada na Figura 2.20.

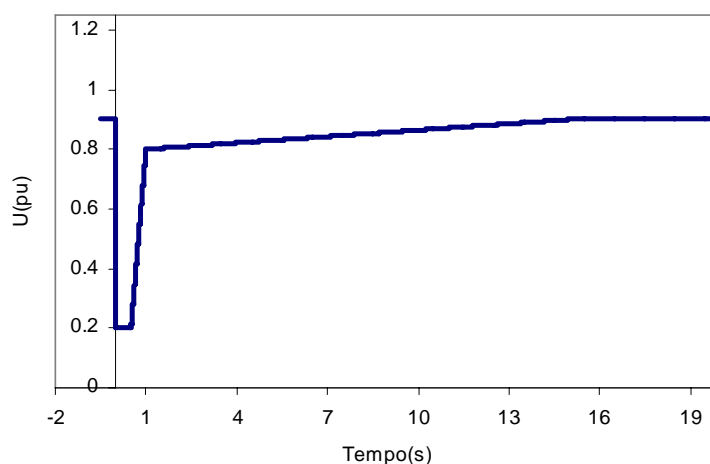


Figura 2.20. Curva de tolerância de tensão adoptada para o procedimento de RTFC em [36].

2.5 RESUMO E CONCLUSÕES

Neste capítulo foi apresentada inicialmente, uma breve abordagem sobre os diferentes tipos de rotores eólicos sendo caracterizados e catalogados consoante o nível de desempenho que apresentam. Nesta classificação, destacam-se como mais adequados e propensos para a produção de electricidade os rotores eólicos do tipo hélice com duas ou três pás.

Seguidamente, foram destacados os principais tipos de geradores eléctricos, com ênfase, para os geradores de indução duplamente alimentados e síncrono de ímã permanente que actualmente têm vindo a substituir os tradicionais geradores de indução, que maciçamente foram utilizados em sistema de conversão de energia eólica. Descreveram-se, por conseguinte, os aspectos mais relevantes de cada aerogerador abordando-se as diferenças de comportamento e de capacidades de controlo.

Tendo em conta que o aerogerador duplamente alimentado (DFIWG) é o objecto do estudo desta dissertação, procurou-se sintetizar o estado da arte concernente às várias estratégias de controlo que têm sido propostas na literatura especialidade.

A maioria das filosofias de controlo propostas pelos investigadores têm por base a modelização do DFIWG em coordenadas d - q , onde se considera que o vector que representa o fluxo do estator do gerador eléctrico está alinhado juntamente como o eixo de referência “ d ”. A partir dessa suposição, malhas de controlo relativamente desacopladas podem ser projectadas propiciando ao aerogerador capacidade de fornecer ao sistema potência activa controlada, regulando-se a corrente i_{qr} do rotor, bem como, tensão terminal e potência reactiva injectada ou absorvida regulando-se a corrente i_{dr} . A regulação de ambas as correntes é realizada injectando-se tensões ou correntes controladas sobre o rotor do gerador. Esse sinais de controlo, que na prática correspondem às componentes modulantes utilizadas nos esquemas de controlo dos PWMs, são sintetizados por controladores do tipo proporcional-integral.

Tendo em conta as filosofias de controlo descritas, procurou-se neste trabalho de dissertação explorar novas metodologias que propiciem ao DFIWG capacidade de fornecer serviços de sistema (“*ancillary services*”, na literatura anglo-saxónica) ao sistema de energia com níveis de qualidade adequados de forma a garantir níveis de segurança estacionária e dinâmica exigidos ao funcionamento do sistema eléctrico. Tais filosofias serão abordadas em capítulos seguintes.

Capítulo 3

FORMAS DE CONTROLO DOS SISTEMAS DE CONVERSÃO DE ENERGIA EÓLICA

3.1 INTRODUÇÃO

Em capítulo anterior foram sucintamente descritas as diversas estratégias de controlo propostas por vários investigadores visando sobretudo explorar a capacidade do aerogerador de indução duplamente alimentado de controlar potência activa, velocidade angular, tensão terminal e potência reactiva, respondendo robustamente às variações de vento e eventuais perturbações que possam ocorrer nas redes eléctricas.

O desenvolvimento das técnicas de controlo descritas na literatura da especialidade tem adoptado diferentes modelos matemáticos para o gerador de indução duplamente alimentado, conforme o tipo de estudo pretendido. De entre os tipos de modelos seleccionou-se para o desenvolvimento deste trabalho de pesquisa, o modelo que representa a máquina eléctrica como **“uma fonte de tensão por detrás de uma reactância transitória”**.

Este capítulo inicia-se com a descrição da modelização do gerador de indução convencional do tipo gaiola de esquilo estendendo-se, posteriormente à modelização do gerador de indução duplamente alimentado. Seguidamente, faz-se uma apresentação do modelo aerodinâmico da turbina eólica tendo em conta a modelização do sistema de eixo mecânico e abordando-se a relação entre as demais componentes mecânicas e eléctricas.

Por fim, a partir das definições das equações algébricas e diferenciais que descrevem o comportamento desses aerogeradores são então definidas as demais metodologias de controlo utilizadas em ambas as tecnologias

3.2 REPRESENTAÇÃO DA MÁQUINA DE INDUÇÃO EM ESTUDOS DE ANÁLISE TRANSITÓRIA.

Tendo em conta o objectivo de integrar em ferramentas de simulação os modelos a utilizar, é usual adoptar para a representação da máquina assíncrona em estudos de estabilidade transitória e comportamento dinâmico do sistema eléctrico de energia, um conjunto de pressupostos e simplificações, a saber [38]:

- A taxa de variação do fluxo magnético ($d\lambda/dt$) no estator é desprezada;
- O rotor apresenta uma estrutura simétrica;
- A força elástica e a força resultante de torção no eixo da máquina são desprezadas;
- A saturação magnética é desprezada;
- A distribuição de fluxos é considerada como sinusoidal;
- As perdas por atrito e ventilação são desprezadas.

Estes pressupostos reduzem a complexidade da modelização e a quantidade de dados necessários para a realização dos estudos, sem comprometer a qualidade dos resultados em termos de comportamento dinâmico e de estabilidade transitória do sistema de energia.

Nesta descrição do modelo adoptado, admite-se que as grandezas da máquina se encontram referidas ao eixo de referência síncrono $d-q$ (Transformada de Park [38]), de forma a facilitar o manuseamento das equações, assumindo-se também que os enrolamentos rotóricos da máquina de indução são simples. O desenvolvimento metodológico de definição do modelo que a seguir se descreve pode facilmente ser aplicado também à máquina de indução do tipo gaiola dupla (“*double squirrel cage*”, na literatura anglo-saxónica) e à máquina de indução com o rotor tipo “*deep-bar*”, conforme é demonstrado em [38].

Para o correcto estabelecimento das equações, torna-se necessário adoptar uma convenção de sinal para o sentido das correntes que circulam nos enrolamentos da máquina. É usual, para o modo de operação da máquina como motor, considerar-se as correntes como positivas quando estão a entrar nos enrolamentos do estator ou nos enrolamentos do rotor. No caso do modo de operação como gerador, assume-se que as correntes estão a sair dos enrolamentos do estator (negativas), enquanto que as correntes do rotor estão a entrar nos seus enrolamentos (positivas). A partir destes pressupostos, o conjunto de equações resultantes para o estator e para o rotor da máquina de indução do tipo gaiola de esquilo são as seguintes, (conforme referido em [38]):

$$\text{Estator} \quad \begin{cases} v_{ds} = -R_s i_{ds} - \omega_s \lambda_{qs} + \frac{d\lambda_{ds}}{dt} \\ v_{qs} = -R_s i_{qs} + \omega_s \lambda_{ds} + \frac{d\lambda_{qs}}{dt} \end{cases} \quad (3.1)$$

$$\text{Rotor} \\ \text{Curto-circuitado} \quad \begin{cases} v_{dr} = 0 = R_r i_{dr} - (\omega_s - \omega_r) \lambda_{qr} + \frac{d\lambda_{dr}}{dt} \\ v_{qr} = 0 = R_r i_{qr} + (\omega_s - \omega_r) \lambda_{dr} + \frac{d\lambda_{qr}}{dt} \end{cases} \quad (3.2)$$

Onde v é a tensão em Volt (V), R é a resistência em Ohm (Ω), i é a corrente em Ampère (A), ω_s é a frequência angular eléctrica do estator em rad-elec/s, ω_r é a frequência angular eléctrica do rotor¹ em rad-elec/s e λ é o fluxo de dispersão em Wb.voltas.

Nas equações definidas em (3.1) e (3.2), os índices “ d ” e “ q ” denotam o eixo directo e o eixo de quadratura, respectivamente, representando as componentes segundo os eixos de referência d - q a girar à velocidade síncrona, estando o eixo “ q ” adiantado 90° em relação ao eixo “ d ”. Os índices “ s ” e “ r ” denotam grandezas do estator e do rotor, respectivamente.

¹ A velocidade angular do rotor em radianos-eléctricos por segundo (rad-elec/s) é obtida multiplicando-se a velocidade angular em radianos-mecânicos por segundo por $p/2$ onde p corresponde ao número de par de pólos da máquina eléctrica

Os fluxos de dispersão presentes nas equações apresentadas em (3.1) e em (3.2) são definidos como:

$$\begin{cases} \lambda_{ds} = -L_{ss}i_{ds} + L_m i_{dr} \\ \lambda_{qs} = -L_{ss}i_{qs} + L_m i_{qr} \end{cases} \quad (3.3)$$

$$\begin{cases} \lambda_{dr} = L_{rr}i_{dr} - L_m i_{ds} \\ \lambda_{qr} = L_{rr}i_{qr} - L_m i_{qs} \end{cases} \quad (3.4)$$

Onde L_{ss} representa a auto-indutância dos enrolamentos do estator, L_{rr} é a auto-indutância dos enrolamentos do rotor e L_m a indutância mútua de magnetização entre os enrolamentos do estator e o rotor, ambas em Henry (H). Sendo:

$$L_{ss} = L_s + L_m \quad (3.5)$$

$$L_{rr} = L_r + L_m \quad (3.6)$$

Onde L_s e L_r são as indutâncias de dispersão do estator e do rotor, respectivamente.

3.2.1. DESENVOLVIMENTO EM P.U. DO MODELO DA MÁQUINA DE INDUÇÃO.

O próximo estágio no processo de desenvolvimento do modelo da máquina assíncrona consiste em se definir as equações das tensões e dos fluxos descritas em (3.1) a (3.6) em p.u. (por unidade). As quantidades bases escolhidas (para o estator) são:

$v_{s_{base}}$ - Valor de pico da tensão nominal do gerador, Volt;

$i_{s_{base}}$ - Valor de pico da corrente nominal do gerador, Ampère;

$f_{s_{base}}$ - Frequência nominal, Hz.

Os valores bases restantes são estabelecidos como:

$$\omega_{base} = 2\pi f_{base}, \text{ velocidade angular, rad_elec/s;}$$

$$Z_{s_{base}} = v_{s_{base}} / i_{s_{base}}, \text{ Ohm;}$$

$$L_{s_{base}} = v_{s_{base}} / (i_{s_{base}} \omega_{base}), \text{ H;}$$

$$\lambda_{s_{base}} = v_{s_{base}} / \omega_{base}, \text{ Wb.voltas.}$$

Assumindo que as grandezas do rotor estão referidas ao estator, as bases acima definidas podem ser aplicadas ao rotor. Dessa forma, as equações das tensões em (3.1) e (3.2) podem ser rescritas em p.u dividindo ambos os termos por $v_{s_{base}}$ tendo em conta que

$$v_{s_{base}} = Z_{s_{base}} i_{s_{base}} = \omega_{base} \lambda_{s_{base}}. \text{ Logo, obtêm-se o seguinte:}$$

$$\begin{cases} \frac{v_{ds}}{v_{s_{base}}} = -\frac{R_s}{Z_{s_{base}}} \frac{i_{ds}}{i_{s_{base}}} - \frac{\omega_s}{\omega_{base}} \frac{\lambda_{qs}}{\lambda_{s_{base}}} + \frac{d}{dt} \left(\frac{1}{\omega_{base}} \frac{\lambda_{ds}}{\lambda_{s_{base}}} \right) \\ \frac{v_{qs}}{v_{s_{base}}} = -\frac{R_s}{Z_{s_{base}}} \frac{i_{qs}}{i_{s_{base}}} + \frac{\omega_s}{\omega_{base}} \frac{\lambda_{ds}}{\lambda_{s_{base}}} + \frac{d}{dt} \left(\frac{1}{\omega_{base}} \frac{\lambda_{qs}}{\lambda_{s_{base}}} \right) \end{cases} \quad (3.7)$$

$$\begin{cases} \frac{v_{dr}}{v_{s_{base}}} = \frac{R_r}{Z_{s_{base}}} \frac{i_{dr}}{i_{s_{base}}} - s \frac{\omega_s}{\omega_{base}} \frac{\lambda_{qr}}{\lambda_{s_{base}}} + \frac{d}{dt} \left(\frac{1}{\omega_{base}} \frac{\lambda_{dr}}{\lambda_{s_{base}}} \right) \\ \frac{v_{qr}}{v_{s_{base}}} = \frac{R_r}{Z_{s_{base}}} \frac{i_{qr}}{i_{s_{base}}} + s \frac{\omega_s}{\omega_{base}} \frac{\lambda_{dr}}{\lambda_{s_{base}}} + \frac{d}{dt} \left(\frac{1}{\omega_{base}} \frac{\lambda_{qr}}{\lambda_{s_{base}}} \right) \end{cases} \quad (3.8)$$

Sendo $s = (\omega_s - \omega_r) / \omega_s$ o deslizamento da máquina e ω_r a velocidade angular do rotor em rad-elec/s. Adoptando-se a notação “-” para designar os termos em p.u., as equações em (3.7) e (3.8) são então rescrita na forma:

$$\begin{cases} \bar{v}_{ds} = -\bar{R}_s \bar{i}_{ds} - \bar{\omega}_s \bar{\lambda}_{qs} + \frac{d}{d\bar{t}} \bar{\lambda}_{ds} \\ \bar{v}_{qs} = -\bar{R}_s \bar{i}_{qs} + \bar{\omega}_s \bar{\lambda}_{ds} + \frac{d}{d\bar{t}} \bar{\lambda}_{qs} \end{cases} \quad (3.9)$$

$$\begin{cases} \bar{v}_{dr} = 0 = \bar{R}_r \bar{i}_{dr} - s \bar{\omega}_s \bar{\lambda}_{qr} + \frac{d}{d\bar{t}} \bar{\lambda}_{dr} \\ \bar{v}_{qr} = 0 = \bar{R}_r \bar{i}_{qr} + \bar{\omega}_s \bar{\lambda}_{dr} + \frac{d}{d\bar{t}} \bar{\lambda}_{qr} \end{cases} \quad (3.10)$$

Similarmente, as equações dos fluxos de dispersão definidas em (3.3) e (3.4) ao serem divididas por $\lambda_{s_{base}} = L_{s_{base}} i_{s_{base}}$ são rescritas em p.u. como:

$$\begin{cases} \bar{\lambda}_{ds} = -\bar{L}_{ss} \bar{i}_{ds} + \bar{L}_m \bar{i}_{dr} \\ \bar{\lambda}_{qs} = -\bar{L}_{ss} \bar{i}_{qs} + \bar{L}_m \bar{i}_{qr} \end{cases} \quad (3.11)$$

$$\begin{cases} \bar{\lambda}_{dr} = \bar{L}_{rr} \bar{i}_{dr} - \bar{L}_m \bar{i}_{ds} \\ \bar{\lambda}_{qr} = \bar{L}_{rr} \bar{i}_{qr} - \bar{L}_m \bar{i}_{qs} \end{cases} \quad (3.12)$$

É importante notar que o tempo nas equações em (3.9) e (3.10) está expresso em radianos, sendo o termo $\frac{d}{d\bar{t}}$ definido em p.u./radianos. Este termo derivativo com o tempo em radianos está relacionado com o termo derivativo com o tempo em segundos através da relação [39]:

$$\frac{d}{d\bar{t}} = \frac{1}{\omega_{base}} \frac{d}{dt} \quad (3.13)$$

Para a simulação, as variáveis de saída são geralmente requeridas em função do tempo em segundos. Para isso as equações em (3.9) e (3.10) devem ser multiplicadas pela frequência angular base conforme descreve a relação em (3.13).

3.2.2. MODELO DE ORDEM REDUZIDA – “TENSÃO ATRÁS DE UMA REACTÂNCIA TRANSITÓRIA”

Em estudos de análise dinâmica, as equações anteriormente descritas são reduzidas de modo a representar a máquina através de uma força electro-motriz (f.e.m.) transitória por detrás de

uma reactância transitória [38]. Portanto, manipulando-se as equações em (3.9), (3.10), (3.11) e (3.12), e desprezando-se $d\bar{\lambda}_{ds}/d\bar{t}$ e $d\bar{\lambda}_{qs}/d\bar{t}$ de acordo com as suposições feitas no tópico 3.1, obtém-se:

$$\begin{cases} \bar{v}_{ds} = -\bar{R}_s \bar{i}_{ds} + \bar{X} \bar{i}_{qs} + \bar{e}'_d \\ \bar{v}_{qs} = -\bar{R}_s \bar{i}_{qs} - \bar{X} \bar{i}_{ds} + \bar{e}'_q \end{cases} \quad (3.14)$$

$$\begin{cases} \frac{d\bar{e}'_d}{d\bar{t}} = -\frac{1}{\bar{T}_o} [\bar{e}'_d - (\bar{X} - \bar{X}') \bar{i}_{qs}] + s\bar{\omega}_s \bar{e}'_q \\ \frac{d\bar{e}'_q}{d\bar{t}} = -\frac{1}{\bar{T}_o} [\bar{e}'_q + (\bar{X} - \bar{X}') \bar{i}_{ds}] - s\bar{\omega}_s \bar{e}'_d \end{cases} \quad (3.15)$$

Onde X' e X correspondem as reactâncias transitória e de circuito aberto, respectivamente; \bar{e}'_d e \bar{e}'_q são as componentes da f.e.m. transitória, segundo as componentes de eixo directo e em quadratura, respectivamente; \bar{T}_o é a constante de tempo de circuito-aberto (“*transient open-circuit time constant*”, na literatura anglo-saxónica) expressa em radianos (rad). Ambas as variáveis são definidas como:

$$\bar{e}'_d = -\frac{\bar{\omega}_s \bar{L}_m}{\bar{L}_{rr}} \cdot \bar{\lambda}_{qr} \quad (3.16)$$

$$\bar{e}'_q = \frac{\bar{\omega}_s \times \bar{L}_m}{\bar{L}_{rr}} \cdot \bar{\lambda}_{dr} \quad (3.17)$$

$$\bar{X}' = \bar{\omega}_s \left(\bar{L}_{ss} - \frac{\bar{L}_m^2}{\bar{L}_{rr}} \right) = \bar{X}_s + \frac{\bar{X}_r \bar{X}_m}{\bar{X}_r + \bar{X}_m} \quad (3.18)$$

$$\bar{T}_o = \frac{\bar{L}_r + \bar{L}_m}{\bar{R}_r} = \frac{\bar{L}_{rr}}{\bar{R}_r} \quad (3.19)$$

$$\bar{X} = \bar{\omega}_s \bar{L}_{ss} \quad (3.20)$$

Conforme já se referiu, caso as variáveis de saída do modelo sejam requeridas com o tempo em segundos, as equações diferenciais com o tempo em radianos, devem ser multiplicadas pela

frequência angular base, $\omega_{base} = 2\pi f_{base}$. Isto resultará apenas em transformar o tempo em segundos deixando as restantes das variáveis de tensão e correntes em p.u. Assim, as equações diferenciais do modelo de ordem reduzida da máquina de indução do tipo gaiola de esquilo são estabelecidas como:

$$\begin{cases} \frac{d\bar{e}'_d}{dt} = -\frac{1}{T'_o} \cdot [\bar{e}'_d - (\bar{X} - \bar{X}')\bar{i}'_{qs}] + s2\pi f_{base} \bar{e}'_q \\ \frac{d\bar{e}'_q}{dt} = -\frac{1}{T'_o} \cdot [\bar{e}'_q + (\bar{X} - \bar{X}')\bar{i}'_{ds}] - s2\pi f_{base} \bar{e}'_d \end{cases} \quad (3.21)$$

Onde a constante de tempo T'_o é agora definida como:

$$T'_o = \frac{\bar{L}_{rr}}{2\pi f_{base} \bar{R}_r} \quad (\text{segundos}) \quad (3.22)$$

3.2.3. MODELO DA MÁQUINA DE INDUÇÃO DUPLAMENTE ALIMENTADA

Tendo como base a modelização da máquina de indução convencional descrita no tópico anterior, o modelo da máquina de indução duplamente alimentada (máquina tipo rotor bobinado) é obtido similarmente. A diferença básica consiste no tratamento matemático das equações do rotor. Neste caso, o rotor não se encontra curto-circuitado, portanto, as tensões do mesmo são diferentes de zero. Mantendo-se a mesma convenção de sinais, define-se então o conjunto de equações da máquina, em p.u., como:

$$\text{Estator} \quad \begin{cases} \bar{v}_{ds} = -\bar{R}_s \bar{i}'_{ds} - \bar{\omega}_s \bar{\lambda}_{qs} + \frac{d\bar{\lambda}_{ds}}{dt} \\ \bar{v}_{qs} = -\bar{R}_s \bar{i}'_{qs} + \bar{\omega}_s \bar{\lambda}_{ds} + \frac{d\bar{\lambda}_{qs}}{dt} \end{cases} \quad (3.23)$$

$$\text{Rotor} \quad \begin{cases} \bar{v}_{dr} = \bar{R}_r \bar{i}'_{dr} - (\bar{\omega}_s - \bar{\omega}_r) \bar{\lambda}_{qr} + \frac{d\bar{\lambda}_{dr}}{dt} \\ \bar{v}_{qr} = \bar{R}_r \bar{i}'_{qr} + (\bar{\omega}_s - \bar{\omega}_r) \bar{\lambda}_{dr} + \frac{d\bar{\lambda}_{qr}}{dt} \end{cases} \quad (3.24)$$

Partindo das mesmas equações de fluxos definidas em p.u. em (3.11) e (3.12) e substituindo-as em (3.23) e em (3.24), com os termos $d\bar{\lambda}_{ds}/d\bar{t}$ e $d\bar{\lambda}_{qs}/d\bar{t}$ desprezados nas equações das tensões do estator, tem-se as seguintes equações para o tempo expresso em segundos:

$$\begin{cases} \bar{v}_{ds} = -\bar{R}_s \bar{i}_{ds} + \bar{X} \bar{i}_{qs} + \bar{e}'_d \\ \bar{v}_{qs} = -\bar{R}_s \bar{i}_{qs} - \bar{X} \bar{i}_{ds} + \bar{e}'_q \end{cases} \quad (3.25)$$

$$\begin{cases} \frac{d\bar{e}'_d}{dt} = -\frac{1}{T_o'} \cdot [\bar{e}'_d - (\bar{X} - \bar{X}') \bar{i}_{qs}] + s\omega_s \bar{e}'_q - \omega_s \frac{\bar{L}_m}{\bar{L}_{rr}} \bar{v}_{qr} \\ \frac{d\bar{e}'_q}{dt} = -\frac{1}{T_o'} \cdot [\bar{e}'_q + (\bar{X} - \bar{X}') \bar{i}_{ds}] - s\omega_s \bar{e}'_d + \omega_s \frac{\bar{L}_m}{\bar{L}_{rr}} \bar{v}_{dr} \end{cases} \quad (3.26)$$

Onde $\omega_s = 2\pi f_s$ sendo $f_s = f_{base}$.

No entanto, para a máquina duplamente alimentada, além das equações em (3.25) e (3.26) é importante definir as equações das correntes do rotor tendo em conta a utilização das mesmas em malhas de controlo. Assim, combinando-se as equações de fluxos em (3.11) e (3.12) com as tensões transitórias \bar{e}'_d e \bar{e}'_q definidas em (3.16) e (3.17), respectivamente, obtêm-se as correntes do rotor, em p.u., como:

$$\begin{cases} \bar{i}'_{dr} = \frac{\bar{L}_m}{\bar{L}_{rr}} \bar{i}_{ds} + \frac{\bar{e}'_q}{\bar{L}_m} \\ \bar{i}'_{qr} = \frac{\bar{L}_m}{\bar{L}_{rr}} \bar{i}_{qs} - \frac{\bar{e}'_d}{\bar{L}_m} \end{cases} \quad (3.27)$$

É importante observar que o modelo matemático adoptado nesta dissertação para a máquina duplamente alimentada determina que o conversor electrónico ligado ao rotor seja modelizado como uma **“fonte de tensão controlada”**. A razão disto está nas componentes v_{dr} e v_{qr} presentes nas equações das tensões transitórias do rotor que podem ser exploradas para o controlo da máquina, conforme se abordará no tópico 3.3.

3.2.4. POTÊNCIA, BINÁRIO E EQUAÇÃO DO MOVIMENTO

Para completar ambos os modelos das máquinas assíncronas, as correntes e tensões eléctricas descritas a partir de equações algébricas e diferenciais devem ser combinadas com a equação do movimento do rotor. A princípio, esta equação será definida como:

$$\frac{d\bar{\omega}_r}{dt} = \frac{1}{2H} (\bar{T}_m - \bar{T}_e - \bar{D}\bar{\omega}_r) \quad (\text{p.u./s}) \quad (3.28)$$

Onde \bar{T}_m é o binário mecânico produzido pela máquina primária (nesta caso a turbina eólica), \bar{T}_e é o binário electromagnético, \bar{D} é o coeficiente de amortecimento e H é a constante de inércia total do conjunto electromecânico ($H_{maq_prim} + H_{maq_elect}$) em segundos.

A equação (3.28) modeliza o conjunto turbina/gerador como uma única massa (“*lumped mass*”, na literatura anglo-saxónica) assumindo-se que o eixo de ligação entre ambas as máquinas primária e eléctrica, respectivamente, apresenta um coeficiente de rigidez suficientemente elevado ao ponto de se desprezar o efeito de torção que pode ter lugar no mesmo. Este fenómeno será melhor discutido na secção referente à modelização da turbina eólica.

Tendo em conta o modelo de ordem reduzida adoptado para ambas as máquinas assíncronas, o binário electromagnético presente na equação (3.28) pode ser calculado usando a seguinte expressão [38].

$$\bar{T}_e = \bar{e}_d' \bar{i}_{ds} + \bar{e}_q' \bar{i}_{qs} \quad (3.29)$$

Por sua vez, as potências são definidas como:

Componentes Eléctricas:

$$\text{Estator} \begin{cases} \text{Pot. Activa: } \bar{P}_s = \bar{T}_e \bar{\omega}_r = \text{Re} \{ \bar{v}_s \bar{i}_s^* \} = \bar{v}_{ds} \bar{i}_{ds} + \bar{v}_{qs} \bar{i}_{qs} \\ \text{Pot. Reactiva: } \bar{Q}_s = \text{Im} \{ \bar{v}_s \bar{i}_s^* \} = \bar{v}_{qs} \bar{i}_{ds} - \bar{v}_{ds} \bar{i}_{qs} \end{cases} \quad (3.30)$$

$$\begin{array}{l} \text{Rotor} \\ \text{para a Maq. dupl. alim.} \end{array} \left\{ \begin{array}{l} \text{Pot. Activa: } \bar{P}_r = -s\bar{P}_s = \text{Re}\{\bar{v}_r \bar{i}_r^*\} = \bar{v}_{dr} \bar{i}_{dr} + \bar{v}_{qr} \bar{i}_{qr} \\ \text{Pot. Reactiva } \bar{Q}_r = \text{Im}\{\bar{v}_r \bar{i}_r^*\} = \bar{v}_{qr} \bar{i}_{dr} - \bar{v}_{dr} \bar{i}_{qr} \end{array} \right. \quad (3.31)$$

Componente mecânica:

$$\bar{P}_m = \bar{T}_m \bar{\omega}_r = (1-s)\bar{P}_s \quad (3.32)$$

Com base na convenção de sinais das correntes eléctricas adoptada para a modelização da máquina, utiliza-se a seguinte convenção para os binários mecânico e eléctrico e potência mecânica, respectivamente:

- Valores de T_m , T_e e $P_m > 0$, corresponde ao modo de operação da máquina como gerador;
- Valores de T_m , T_e e $P_m < 0$, corresponde ao modo de operação da máquina como motor;

3.3 MODELO DINÂMICO DA TURBINA EÓLICA

O projecto de uma turbina eólica envolve conceitos relacionados com a mecânica e aerodinâmica, cujo objectivo principal é encontrar uma perfeita interacção entre os demais componentes e mecanismos (pás, rotor, caixa de engrenagens, etc) que a compõem, a fim de proporcionar o desempenho esperado para a situação para a qual foi projectada.

Os conceitos relativos aos aspectos aerodinâmicos e mecânicos envolvem dados relacionados com perdas por atrito, rajadas e turbulências de vento, bem como o comportamento do escoamento do fluxo de ar sobre o dorso e a borda do perfil das pás [4] e [9]. Na maioria dos casos, devido à complexidade inerente dos fenómenos presentes no comportamento das turbinas eólicas, muitos dos dados não se encontram disponíveis e/ou não apresentam modelos precisos que possam simulá-los. Por esta razão, esses dados são simplificados quando o comportamento eléctrico do sistema é o principal ponto de interesse do estudo.

O objectivo de uma turbina eólica é captar a energia cinética do vento e transformá-la em energia mecânica. Assim, quando uma massa de ar “ m ” atravessa uma determinada superfície de área frontal “ A ” com uma velocidade “ V ” durante um certo intervalo de tempo “ Δt ”, a energia cinética desta massa de ar pode ser expressa por [4]:

$$E_c = \frac{1}{2} \rho AV^3 \Delta t \quad (\text{Joule}) \quad (3.33)$$

sendo “ ρ ” é a massa específica do ar expressa por:

$$\rho = \frac{m}{AV \Delta t} \quad (\text{Kg/m}^3) \quad (3.34)$$

A potência disponível correspondente a energia cinética transportada pelo vento é dada por:

$$P_d = \frac{\Delta E}{\Delta t} = \frac{1}{2} \rho AV^3 \quad (\text{Watts}) \quad (3.35)$$

Independentemente do tipo de rotor eólico, o seu rendimento global pode ser calculado através da razão entre a potência mecânica, P_m , entregue no eixo da turbina, com a potência disponível, P_d , de vento. O rendimento, assim definido, fornece uma indicação da eficiência do rotor eólico em captar a energia do vento e convertê-la em energia mecânica entregue no eixo. Pela importância que o rendimento do rotor eólico desempenha no projecto e na análise de um sistema eólico, esta grandeza recebe uma denominação especial de **coeficiente de potência**, ou seja [4]:

$$C_p = \frac{P_m}{P_d} = \frac{P_m}{\frac{1}{2} \rho V^3 A} \quad (3.36)$$

Logo, a potência mecânica no eixo da turbina eólica se define como:

$$P_m = \frac{1}{2} \rho C_p A V^3 \quad (\text{Watts}) \quad (3.37)$$

Dada a complexidade aerodinâmica associada ao projecto de uma turbina eólica, os procedimentos utilizados neste trabalho restringem-se praticamente à análise da curva $C_p - \lambda$ e consequentemente na potência mecânica desenvolvida pela turbina sob diversas condições de velocidade do vento. Conforme se referiu no capítulo 2, a característica de desempenho de um determinado rotor eólico é definida a partir da curva de $C_p - \lambda$. Na maioria dos casos esta curva é estipulada aproximadamente por uma equação matemática definida a partir de dados experimentais que são obtidos dos fabricantes. Por sua vez, ela representa suficientemente o comportamento aerodinâmico da turbina no que concerne a estudos sobre o comportamento dinâmico e de estabilidade transitória de sistemas de potência [9] e [40].

Sendo assim, os controlos aerodinâmicos de *pitch* e *stall*-activo que são utilizados para proteger os aerogeradores durante elevadas velocidade de vento bem como para extrair máxima energia do vento são modelizados usando a curva $C_p - \lambda - \beta$, sendo β o ângulo de *pitch* (ângulo de orientação) das pás. Neste caso, para cada β é definida uma curva de $C_p - \lambda$ correspondente.

Tendo em conta a utilização do controlo de *pitch* nas estratégias de controlo propostas nesta dissertação, optou-se por representar o comportamento da turbina eólica a partir de curvas de $C_p - \lambda - \beta$ adoptada por [40]. Nesta publicação, o autor compara a curva proposta de $C_p(\lambda, \beta)$ com curvas características referentes a duas turbinas comerciais. As diferenças entre elas são bastante pequenas podendo ser desprezadas em simulações dinâmicas, conforme descreve o autor. A aproximação matemática usada em [18] e [40] e assumida neste trabalho resume-se em:

$$C_p(\lambda, \beta) = 0.22 \left(\frac{116}{\lambda_i} - 0.4\beta - 5 \right) e^{-12.5/\lambda_i} \quad (3.38)$$

Com,

$$\lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1}} \quad (3.39)$$

As equações (3.38) e (3.39) conduzem a um conjunto de curvas de $C_p - \lambda$ para distintos valores de β , em graus, como se verifica na Figura 3.1.

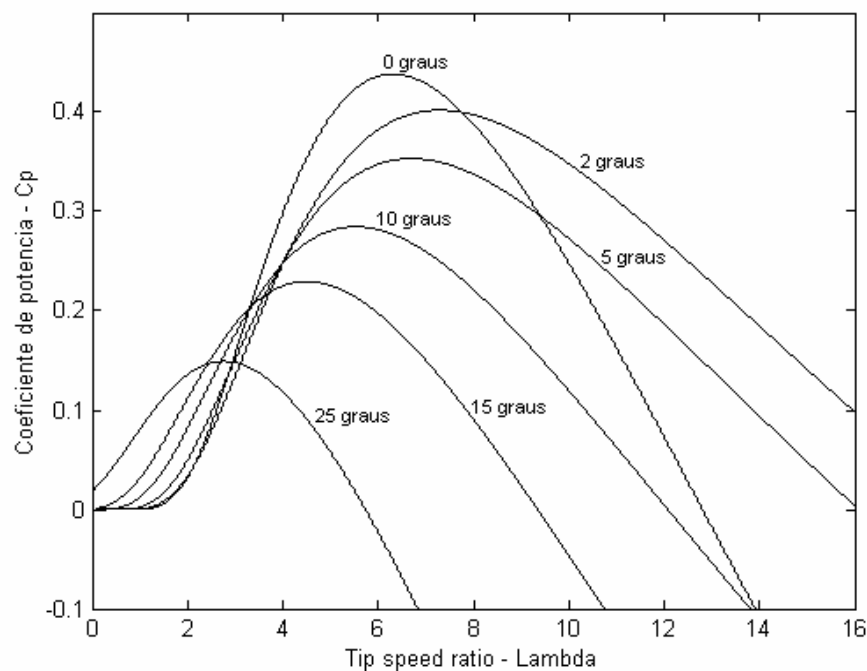


Figura 3.1. Coeficiente de potência, C_p , como função da taxa de velocidade de extremidade (*tip speed ratio*), λ , e do ângulo de *pitch*, β .

Com base nas equações (3.38) e (3.39), a potência mecânica pode ser reescrita como:

$$P_m = \frac{1}{2} \rho C_p(\lambda, \beta) A V^3 \quad (\text{Watt}) \quad (3.40)$$

Dessa forma, o binário mecânico presente na equação do movimento (turbina/gerador) seria portanto expresso como:

$$T_m = \frac{P_m}{\omega_r} = \frac{1}{2} \rho \frac{C_p(\lambda, \beta)}{\lambda} \pi R_a^3 V^2 \quad (\text{N.m}) \quad (3.41)$$

Sendo ω_r a velocidade angular do rotor eólico em rad-mec/s.

3.3.1. REPRESENTAÇÃO DO SISTEMA DE EIXO MECÂNICO

Em aerogeradores de velocidade variável controlados por conversores electrónicos, como no caso do DFIWG e do DDPMSG, a equação do movimento onde se considera uma única constante de inércia referente ao conjunto electromecânico ($H = H_t + H_g$), conforme se apresentou em (3.28), representa adequadamente o sistema de eixo mecânico (“*Shaft System Model*”, na literatura anglo-saxónica). Isto porque, o comportamento do eixo da turbina raramente é reflectido na rede eléctrica devido ao desacoplamento proporcionado pelos conversores electrónicos, como aborda [40].

Todavia, no caso de aerogeradores de velocidade fixa — como os aerogeradores de indução convencionais — o sistema de eixo mecânico é melhor representado pelo “modelo das duas massas” (“*two-mass model*”, na literatura anglo-saxónica) cujo esquema representativo é descrito na Figura 3.2 [41].

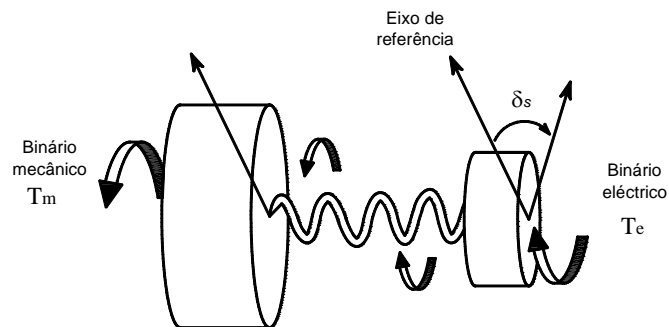


Figura 3.2. Representação do sistema de eixo mecânico pelo modelo de duas-massas [41].

A partir da interpretação da Figura 3.2 é fácil perceber que a equação do movimento, tendo em conta o efeito de torção do eixo expresso pelo deslocamento angular δ_s (em radianos), é escrita como:

$$\begin{aligned}\frac{d\bar{\omega}_t}{dt} &= \frac{1}{2H_t} (\bar{T}_m - K_s \delta_s) - \bar{D}_t \bar{\omega}_t & (\text{p.u./s}) \\ \frac{d\delta_s}{dt} &= \omega_o (\bar{\omega}_t - \bar{\omega}_g) & (\text{rad-elec/s}) \\ \frac{d\bar{\omega}_g}{dt} &= \frac{1}{2H_g} (K_s \delta_s - \bar{T}_e - \bar{D}_g \bar{\omega}_g) & (\text{p.u./s})\end{aligned} \quad (3.42)$$

Onde K_s corresponde a rigidez do eixo em p.u./rad-elec, \bar{D}_t e \bar{D}_g são os coeficientes de amortecimento do rotor eólico e do rotor eléctrico em p.u., respectivamente, e ω_o denota a velocidade do sistema eléctrico em rad-elec/s, e H_t e H_g são as constantes de inércia da rotor eólico e do rotor eléctrico em segundos, respectivamente.

A rigidez do eixo pode ser obtido a partir da expressão [9]:

$$K_s = \frac{8\pi^2 f_T^2}{\omega_o} \cdot \frac{H_t H_g}{H_t + H_g} \quad (3.43)$$

Onde f_T corresponde a frequência de ressonância natural de torção do eixo mecânico. Esta frequência corresponde aproximadamente a 1.7 Hz, conforme é referido em [9].

3.4 ESTRATÉGIAS DE CONTROLO

Tendo em conta a modelização do conjunto electromecânico (turbina eólica/gerador eléctrico) referidos nos tópicos anteriores, descrevem-se seguidamente as formas de controlo utilizadas nos aerogeradores de indução convencional e duplamente alimentados.

3.4.1. CARACTERÍSTICAS DE CONTROLO EM AEROGERADORES DE INDUÇÃO CONVENCIONAIS

O controlo de potência em turbinas eólicas acopladas a máquinas de indução convencionais, define-se a partir das características de construção (pás fixas ou móveis), das características aerodinâmicas e de aspectos de protecção relacionados com o comportamento do conjunto turbina/gerador.

As turbinas eólicas são projectadas para transferirem para os geradores eléctricos a energia mecânica que é retirada da velocidade do vento adoptando princípios de simplicidade e robustez. Por esta razão são concebidas para operarem com uma máxima potência de saída a velocidades de vento, em geral, superiores a 15 m/s.

Em caso de ventos muito fortes é necessário “desperdiçar” o excesso de vento por forma a evitar danos que comprometam a integridade física do sistema mecânico de conversão. Todas as turbinas são portanto projectadas com algum tipo de controlo sobre a potência a entregar. Para se fazer isto recorre-se a duas formas: a) o controlo de *pitch*; e b) o controlo por *stall*.

3.4.1.1. CONTROLO DE PITCH

Em turbinas com controlo tipo *pitch*, um controlador electrónico verifica a potência de saída da turbina diversas vezes por segundo. Quando a potência de saída se torna muito elevada é enviada uma ordem para o mecanismo de controlo de *pitch* das pás que as move para alterar o ângulo de ataque da pá relativamente à direcção do vento, conforme se mostra na Figura 3.3. Inversamente, as pás são movidas de volta à posição anterior sempre que há uma queda de produção. Neste tipo de controlo, recorre-se a sofisticados mecanismos hidráulicos e electrónicos para moverem as pás em torno de seus eixos longitudinais.

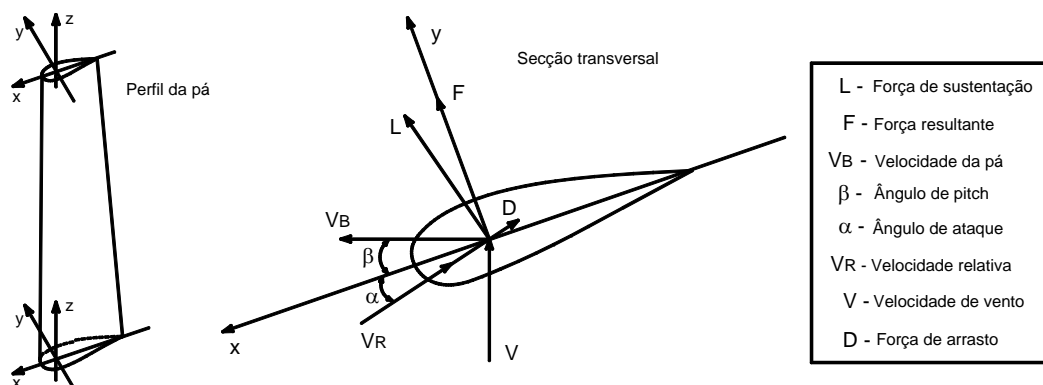


Figura 3.3. Forças resultantes da acção directa do vento que interagem nas pás de uma turbina eólica.

O projecto de um controlo de *pitch* requer habilidosas técnicas de engenharia para assegurarem que as pás do rotor estejam a girar exactamente para a posição desejada durante as

variações de vento. Em geral, recorre-se a um computador para controlar os ângulos de ataque das pás. Em operação normal, as pás movem-se permanentemente de forma a manter o rotor da turbina a operar num valor de potência desejado. No caso de operação com máxima potência, o sistema de controlo procura o ângulo óptimo para todas as velocidades de vento.

Para se fazer o controlo de potência a entregar ao gerador eléctrico, recorre-se ao cálculo da potência mecânica produzida pela turbina eólica a partir do valor da velocidade do vento. Esta potência é portanto obtida a partir da equação descrita em (3.40) tendo como base a curva característica de $C_p - \lambda - \beta$ da turbina.

No caso do controlo de *pitch*, a potência mecânica é reduzida quando o angulo de *pitch*, β , é aumentado. Esse tipo de controlo é principalmente aplicado em aerogeradores de velocidade variável para captar máxima potência do vento. No caso de aerogeradores de velocidade fixa, este controlo em geral é utilizado apenas para proteger a turbina quando ocorrem elevadas velocidades de vento.

3.4.1.2. CONTROLO POR STALL

O fenómeno de *stall* está associado a um processo aerodinâmico bastante complexo, não se possuindo um modelo matemático que o simule satisfatoriamente. Esse tipo de controlo efectua-se de forma passiva ou activa, sendo este último muito semelhante ao controle de *pitch*. Em ambos os casos, o que se pretende com esta filosofia de controlo consiste, principalmente, em proteger a turbina eólica em situações de velocidades extremas de vento.

3.4.1.2.1 *Stall Passivo*

No controlo *stall*-passivo, as pás estão aparafusadas ao rotor da turbina eólica segundo um ângulo fixo e pré-estabelecido, denominado como ângulo de ataque (ver Figura 3.3). A geometria aerodinâmica do perfil das pás determina que uma turbulência seja criada na parte de trás das mesmas, no instante em que a velocidade de vento atinge um valor elevado e crítico. Esta turbulência faz com que a força de sustentação (ver Figura 3.3), responsável pelo movimento das pás em relação ao eixo do rotor, caia drasticamente diminuindo assim a velocidade de rotação das mesmas.

A vantagem básica do controlo por *stall*-passivo é que ele evita que as pás sejam móveis, não necessitando conseqüentemente da presença de um sistema de controlo complexo e sofisticado. Por outro lado, este tipo de controlo requer um arrojado projecto aerodinâmico, de extrema complexidade para se evitar vibrações induzidas pelo efeito *stall* (turbulência) no eixo do rotor da turbina

3.4.1.2.2 *Stall-Activo*

Um crescente número de turbinas eólicas, nomeadamente de aerogeradores convencionais que operam com velocidade fixa, tem sido desenvolvido com controlo de potência através do conceito de *stall*-activo.

Tecnicamente, o sistema de *stall*-activo assemelha-se bastante com o controlo de *pitch*, uma vez que actua também sobre o ângulo das pás da turbina. No entanto, neste caso, as pás são projectadas para que o fenómeno de *stall* aconteça a uma determinada velocidade de vento. Nesse tipo de controlo a margem de variação do ângulo de *pitch* é significativamente mais estreita que aquela proporcionada pelo controlo de *pitch*.

A diferença básica entre o controlo por *stall*-activo e o controlo por *pitch* está na forma como as pás são comandadas, ou seja, além do facto da variação do ângulo de *pitch* ser feita de modo distinto em ambos os sistemas de controlo, numa situação onde a turbina esteja sobrecarregada, o controlo por *stall*-activo moverá as pás na direcção oposta daquela que o controlo de *pitch* faria. Em outras palavras, através desse movimento contrário, onde o ângulo de *pitch* diminui, o controlo por *stall*-activo aumentará o ângulo de ataque das pás do rotor da turbina eólica no sentido de fazê-las atingir o ponto crítico onde o fenómeno de *stall* ocorre, para desperdiçar assim, o excesso de energia cinética do vento. Ao aumentar o ângulo de ataque, a força de sustentação é reduzida enquanto que a força de arrasto (ver Figura 3.3) aumenta opondo-se dominantemente ao movimento das pás.

Conforme é discutido em [9], é possível adoptar um controlo genérico para a orientação das pás. Este sistema de controlo pode ser definido como ilustrado na Figura 3.4.

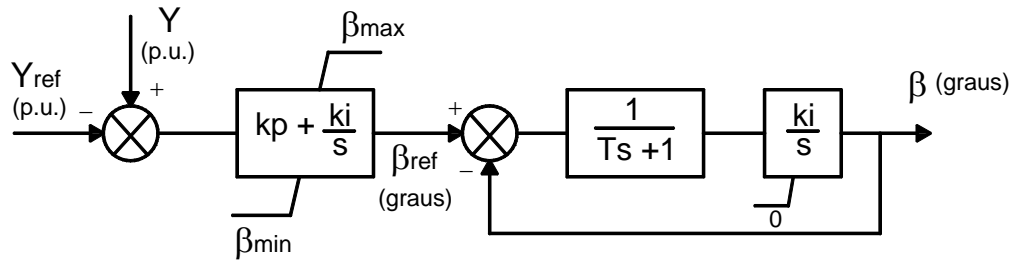


Figura 3.4. Esquema genérico para o controlo de *pitch* e *stall-activo*.

O valor de Y na Figura 3.4, pode ser [9]:

1. Uma variável eléctrica. Por exemplo, a potência eléctrica do gerador;
2. Uma variável mecânica. Por exemplo, a velocidade mecânica referida ou não às grandezas do gerador eléctrico;
3. Uma combinação entre variáveis eléctricas e mecânicas.

No entanto, a variação de β_{ref} depende do modo de controlo, ou seja:

1. No caso do controlo de *pitch*, β_{ref} varia de entre β_{lim} a β_{max} . Sendo, em geral, $\beta_{lim} = 0$ e $\beta_{max} = 90^\circ$;
2. Para o modo de controlo por *stall-activo*, β_{ref} varia de entre β_{min} a β_{lim} . Em geral, $\beta_{lim} = 0$ e $\beta_{min} \cong -6^\circ$ [9];

O valor de β_{lim} , por sua vez estabelece os diferentes modos de controlo. Para o controlo de *pitch*, β_{ref} não pode estar abaixo de β_{lim} , caso contrário, entraria no modo de controlo por *stall-activo*. Por outro lado, β_{ref} não pode estar acima de β_{lim} , durante o modo de controlo por *stall-activo* pelo que entraria no modo de controlo de *pitch*.

3.4.2. CARACTERÍSTICAS DE CONTROLO EM AEROGERADORES DE INDUÇÃO DUPLAMENTE ALIMENTADO.

Nos aerogeradores do tipo DFIWG, a possibilidade de se acoplar ao rotor da máquina de indução uma ligação CA-CC-CA trifásico de conversores estáticos de potência, recorrendo a chaves estáticas do tipo IGBT com modulação por largura de pulsos, determina uma das grande vantagens que este tipo de equipamento de conversão oferece em relação à máquina de indução com rotor em gaiola.

No caso dos geradores de indução duplamente alimentados, o circuito equivalente da máquina adoptado para efeitos de estudos de comportamento dinâmico é o descrito na Figura 3.5, sendo consistente com o modelo matemático apresentado na secção 3.2.3.

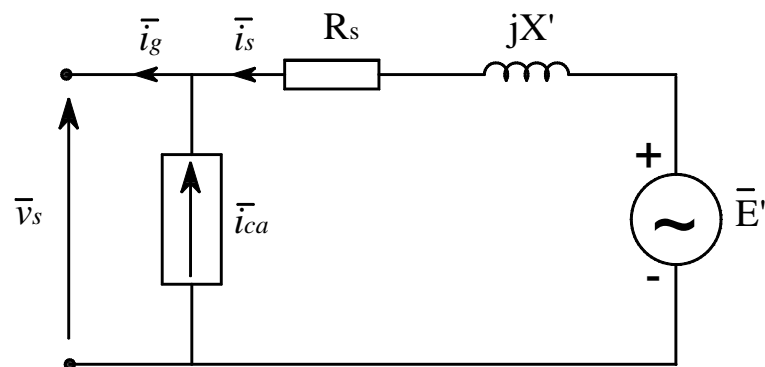


Figura 3.5. Circuito equivalente para o modelo dinâmico adoptado para o gerador de indução duplamente alimentado com os conversores electrónicos representados como fontes de tensão e corrente, respectivamente.

A conexão física dos conversores estáticos do tipo PWM (denominados neste trabalho de C_1 e C_2) e demais controladores e circuitos de protecção inseridos no rotor da máquina, é indicado na Figura 3.6.

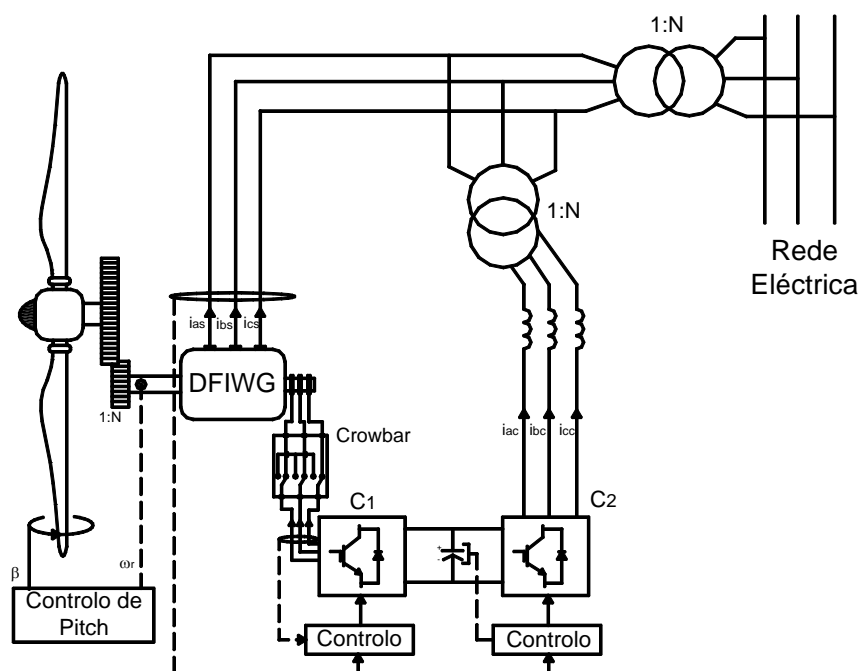


Figura 3.6. Esquema geral de controlo do DFIWG, conversores estáticos e controladores.

O funcionamento do conversor C_1 é equivalente ao de uma fonte de tensão controlada, ligada sobre o rotor da máquina, cujo propósito pode ser, por exemplo, o de controlar a potência mecânica a entregar pela turbina, através do controlo de velocidade angular, bem como o de controlar a tensão terminal do gerador. O conversor C_2 , montado em cascata com o conversor C_1 , funciona como uma fonte de corrente controlada, cujo controlo possibilita não somente impor valores de correntes desejadas, permitindo assim o controlo do fluxo de potência reactiva trocado com a rede eléctrica, como também, o controlo da tensão no barramento CC.

Um *crowbar* é utilizado para a protecção dos conversores quando a corrente no rotor atinge valores elevados, o que pode ter lugar durante defeitos na rede eléctrica. Nestas situações o bloco de *crowbar* curto-circuita o conjunto rectificador/inversor enquanto o defeito persistir. É assumido que a actuação do *crowbar* está sincronizado como os relés de protecção dos conversores que estão ligados à rede eléctrica e que actuam quando a tensão cai a níveis abaixo de um valor a especificar ou, em alternativa, quando a corrente no rotor atinge valores elevados a definir de acordo com as características dos conversores [32].

3.4.2.1. CONTROLOS DE VELOCIDADE ANGULAR-POTÊNCIA ACTIVA E TENSÃO TERMINAL-POTÊNCIA REACTIVA

O controlo do valor de potência mecânica a entregar pela turbina e o controlo da tensão aos terminais do gerador de indução é efectuado, através do conversor C1, recorrendo-se ao controlo das tensões de quadratura e de eixo directo a serem injectadas no rotor da máquina, conforme a seguir se descreve. Uma vez que o controlo é baseado no sistema de coordenadas $d-q$ torna-se possível obter um desacoplamento entre as malhas de controlo, conforme é descrito em [41].

Para se definir a estratégia de controlo para o conversor C1, assume-se que o eixo de referência $d-q$ está sincronizado com o fluxo do estator, cujo eixo d está alinhado com o fluxo estatórico. Esta metodologia de controlo, conforme referida no capítulo 2, é conhecida como “Controlo do Fluxo do Estator”. Neste pressuposto, as tensões do estator e os fluxos, definidos no tópico 3.2, podem ser rescritas como:

$$\left\{ \begin{array}{l} \bar{v}_{ds} = 0 \\ \bar{\lambda}_{ds} = -\bar{L}_{ss} \times \bar{i}_{ds} + \bar{L}_m \times \bar{i}_{dr} \\ \bar{\lambda}_{qs} = 0 = -\bar{L}_{ss} \times \bar{i}_{qs} + \bar{L}_m \times \bar{i}_{qr} \end{array} \right. \quad \left\{ \begin{array}{l} \bar{v}_{qs} = |\bar{V}_s| = \bar{\omega}_s \times \bar{\lambda}_{ds} \\ \bar{\lambda}_{dr} = \bar{L}_{rr} \times \bar{i}_{dr} - \bar{L}_m \times \bar{i}_{ds} \\ \bar{\lambda}_{qr} = \bar{L}_{rr} \times \bar{i}_{qr} - \bar{L}_m \times \bar{i}_{qs} \end{array} \right. \quad (3.44)$$

A partir das equações acima definidas, o binário electromagnético em (3.29) pode ser rescrito como:

$$\bar{T}_e = \frac{\bar{L}_m}{\bar{L}_s + \bar{L}_m} \cdot \frac{|\bar{V}_s|}{\bar{\omega}_s} \cdot \bar{i}_{qr} \quad (3.45)$$

Conclui-se, então, que o binário electromagnético, e portanto, a potência activa do gerador dependem da corrente i_{qr} do rotor.

As potências activas e reactivas do estator e os fluxos do rotor podem, por sua vez, ser escritos em função das correntes do rotor como:

$$\left\{ \begin{array}{l} \bar{P}_s = |\bar{V}_s| \cdot \frac{\bar{L}_m}{\bar{L}_{ss}} \cdot \bar{i}_{qr} \\ \bar{Q}_s = \frac{\bar{L}_m \cdot |\bar{V}_s|}{\bar{L}_{ss}} \cdot \bar{i}_{dr} - \frac{|\bar{V}_s|^2}{\bar{\omega}_s \cdot \bar{L}_{ss}} \end{array} \right. \quad \left\{ \begin{array}{l} \bar{\lambda}_{dr} = \left(\bar{L}_{rr} - \frac{\bar{L}_m^2}{\bar{L}_{ss}} \right) \times \bar{i}_{dr} + \frac{\bar{L}_m \cdot |\bar{V}_s|}{\bar{\omega}_s \cdot \bar{L}_{ss}} \\ \bar{\lambda}_{qr} = \left(\bar{L}_{rr} - \frac{\bar{L}_m^2}{\bar{L}_{ss}} \right) \times \bar{i}_{qr} \end{array} \right. \quad (3.46)$$

Tendo em conta as equações em (3.24) e substituindo as derivadas dos fluxos magnéticos do rotor (assumindo que as indutâncias não variam com o tempo) a partir de (3.12), tem-se:

$$\left\{ \begin{array}{l} \bar{v}_{dr} = \bar{R}_r \bar{i}_{dr} - s\bar{\omega}_s \times (\bar{L}_{rr} \bar{i}_{qr} - \bar{L}_m \bar{i}_{qs}) + \bar{L}_{rr} \frac{d\bar{i}_{dr}}{dt} - \bar{L}_m \frac{d\bar{i}_{ds}}{dt} \\ \bar{v}_{qr} = \bar{R}_r \bar{i}_{qr} + s\bar{\omega}_s \times (\bar{L}_{rr} \bar{i}_{dr} - \bar{L}_m \bar{i}_{ds}) + \bar{L}_{rr} \frac{d\bar{i}_{qr}}{dt} - \bar{L}_m \frac{d\bar{i}_{qs}}{dt} \end{array} \right. \quad (3.47)$$

Derivando-se os fluxos do estator em (3.11) e sabendo-se que ($d\bar{\lambda}_{ds}/dt = 0$ e $d\bar{\lambda}_{qs}/dt = 0$), obtêm-se:

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{d\bar{i}_{ds}}{dt} = \frac{\bar{L}_m}{\bar{L}_{ss}} \frac{d\bar{i}_{dr}}{dt} \\ \frac{d\bar{i}_{qs}}{dt} = \frac{\bar{L}_m}{\bar{L}_{ss}} \frac{d\bar{i}_{qr}}{dt} \end{array} \right. \quad (3.48)$$

A partir de (3.48), as equações em (3.47) podem ser rescritas tendo o tempo expresso em segundos como:

$$\left\{ \begin{array}{l} \bar{v}_{dr} = \bar{R}_r \bar{i}_{dr} - s\bar{\omega}_s (\bar{L}_{rr} \bar{i}_{qr} - \bar{L}_m \bar{i}_{qs}) + (\bar{L}_{rr} \alpha) \frac{1}{\omega_s} \frac{d\bar{i}_{dr}}{dt} \\ \bar{v}_{qr} = \bar{R}_r \bar{i}_{qr} + s\bar{\omega}_s (\bar{L}_{rr} \bar{i}_{dr} - \bar{L}_m \bar{i}_{ds}) + (\bar{L}_{rr} \alpha) \frac{1}{\omega_s} \frac{d\bar{i}_{qr}}{dt} \end{array} \right. \quad (3.49)$$

$$\text{Onde } \alpha = \left(1 - \frac{\bar{L}_m^2}{\bar{L}_{rr} \bar{L}_{ss}} \right)$$

Manipulando-se as equações em (3.44), as equações em (3.49) podem ser expressas como:

$$\begin{cases} \bar{v}_{dr} = \bar{R}_r \cdot \bar{i}_{dr} - s \times \bar{\omega}_s \times \left(\bar{L}_{rr} - \frac{\bar{L}_m^2}{\bar{L}_{ss}} \right) \bar{i}_{qr} + \left(\bar{L}_{rr} - \frac{\bar{L}_m^2}{\bar{L}_{ss}} \right) \frac{1}{\omega_s} \frac{d\bar{i}_{dr}}{dt} \\ \bar{v}_{qr} = \bar{R}_r \cdot \bar{i}_{qr} + s \times \bar{\omega}_s \times \left(\bar{L}_{rr} - \frac{\bar{L}_m^2}{\bar{L}_{ss}} \right) \bar{i}_{dr} + \left(\bar{L}_{rr} - \frac{\bar{L}_m^2}{\bar{L}_{ss}} \right) \frac{1}{\omega_s} \frac{d\bar{i}_{qr}}{dt} + \frac{s\bar{L}_m \cdot |\bar{V}_s|}{\bar{L}_{ss}} \end{cases} \quad (3.50)$$

Tendo em conta as equações em (3.46) e em (3.50) tornam-se possíveis as definições das malhas de controlo para sintetizarem as tensões de eixo directo e de quadratura a serem injectadas no rotor, e a impor pelo conversor, definindo-o como uma fonte de tensão controlada. O diagrama de blocos representando as equações acima definidas é mostrado na Figura 3.7.

Através do diagrama da Figura 3.7 torna-se fácil a compreensão das relações existentes entre as potências activa e reactiva do estator com as tensões de quadratura e de eixo directo do rotor, respectivamente. Todavia, a presença de termos de acoplamento entre as variáveis das duas malhas de potência mostra a influência que uma exerce sobre a outra, evidenciando dificuldades de ordem prática na sintonização dos ganhos dos controladores.

Para se evitar trabalhar com soluções baseadas em controlo não lineares multivariável, optou-se por explorar controladores tipo PI, cujos ganhos são ajustados por tentativa e erro até propiciarem a resposta desejada. Observando-se as equações descritas em (3.46) e em (3.50) em conjunto com o diagrama de blocos da Figura 3.7, procurou-se definir as seguintes malhas de controlo de velocidade angular - Potência Activa e Tensão Terminal - Potência Reactiva, de forma a gerarem os sinais de v_{qr} e v_{dr} , respectivamente. Essas malhas de controlo são mostradas na Figura 3.8

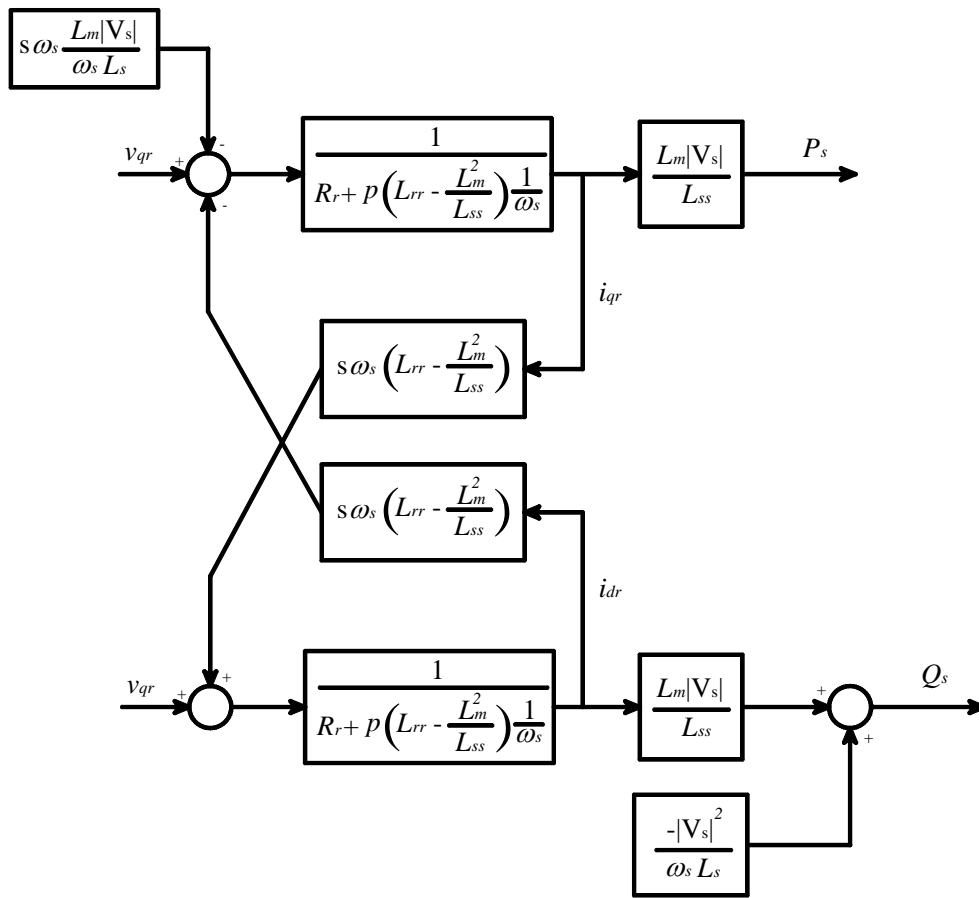


Figura 3.7. Diagrama de blocos das equações internas da máquina.

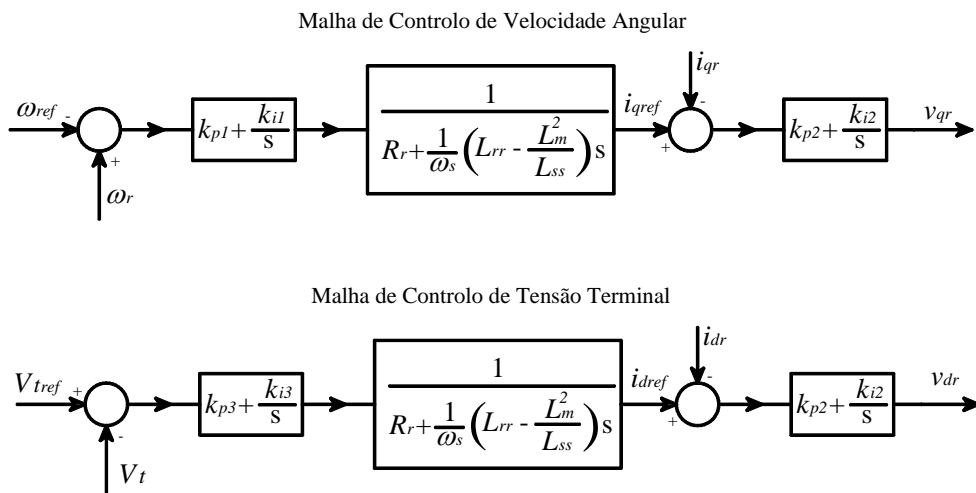


Figura 3.8. Diagrama de blocos de controlo de velocidade/potência activa e tensão terminal/potência reactiva.

Nas malhas de controlo apresentadas na Figura 3.8, o bloco central representa um “atraso de tempo” em função das características da máquina. A princípio, nota-se que a constante de tempo, $T = \left(L_{rr} - \frac{L_m^2}{L_{ss}} \right) \frac{1}{\omega_s}$, tende a ser muito pequena. Devido a este facto, na maioria dos casos de simulação apresentados neste trabalho esse bloco é desprezado.

Conforme já se comentou no capítulo 2, na prática, as tensões v_{dr} e v_{qr} , oriundas dos controladores PI são transformadas para as coordenadas a - b - c (Transformada inversa de *Park* [38] e [39]) e adoptadas como os sinais modulantes para o controlo SPWM dos conversores que, quando comparadas com as tensões triangulares com a frequência de comutação gerarão os sinais eléctricos para a comutação das chaves electrónicas, como mostra a Figura 3.9.

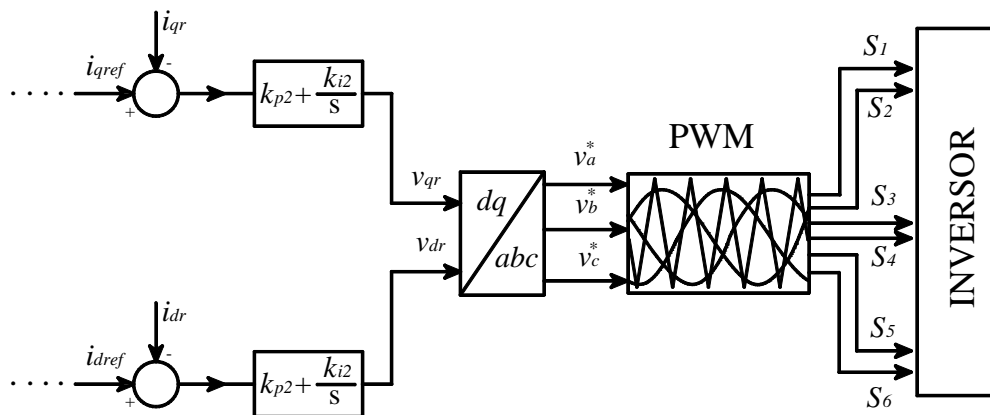


Figura 3.9 - Esquema de controlo dos IGBTs

3.4.2.2. CONTROLO DE POTÊNCIA REACTIVA E DA TENSÃO CC – CONVERSOR PWM – C₂

Para se impor o valor das correntes que o conversor C₂ deve trocar com a rede eléctrica a partir de um valor de potência reactiva desejável, recorreu-se, neste caso, ao controlo baseado na teoria da potência instantânea [43]. Através desta estratégia, o conversor C₂ é capaz de sintetizar tanto correntes capacitivas quanto indutivas a partir de correntes de referências provenientes do bloco de controlo.

Em 1984 Akagi *et al* propuseram a “Teoria da Potência Instantânea” (“*Instantaneous Power Theory*”, na literatura anglo-saxónica) para o controlo de filtros activo de potência. Nas diversas técnicas para controlar o PWM-VSI (*Pulse Width Modulation – Voltage Source Inverter*, na literatura anglo-saxónica) ou o PWM-CSI (*Pulse Width Modulation – Current Source Inverter*, na literatura anglo-saxónica), os sinais de referência das tensões ou correntes utilizadas para ligar e desligar as chaves electrónicas podem ser obtidas a partir desta teoria [44].

Nesta metodologia as tensões e as correntes instantâneas de um circuito trifásico em coordenadas a - b - c expressas adequadamente como vectores no espaço (fixados num mesmo plano) são transformadas para o eixo de coordenadas α - β - 0 , conforme mostra a Figura 3.10.

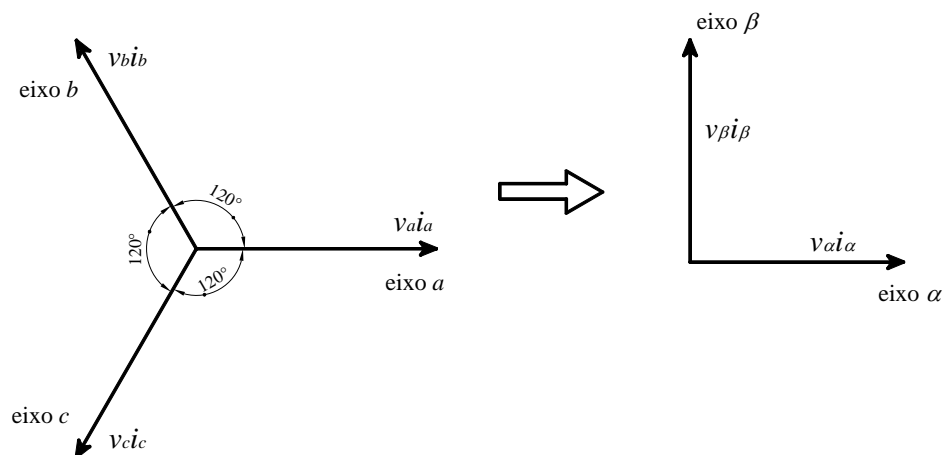


Figura 3.10. Representação dos eixos cartesianos a-b-c e α - β -0, respectivamente.

De acordo com a Figura 3.10, assume-se que os vectores instantâneos, $v_a(t)$ e $i_a(t)$ são estabelecidos simultaneamente sobre o eixo a e suas amplitudes e direcções (+, -) variam com o tempo. Similarmente, $v_b(t)$ e $i_b(t)$ estão sobre o eixo b e $v_c(t)$ e $i_c(t)$ sobre o eixo de coordenada c . Esses vectores instantâneos são facilmente transformados para o eixo de coordenadas α - β - 0 a partir da seguinte relação de transformação (também conhecida como Transformada de Clark [41] e [44]):

$$\begin{bmatrix} v_0(t) \\ v_\alpha(t) \\ v_\beta(t) \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \cdot \begin{bmatrix} 1/\sqrt{2} & 1/\sqrt{2} & 1/\sqrt{2} \\ 1 & -1/2 & -1/2 \\ 0 & \sqrt{3}/2 & -\sqrt{3}/2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} v_a(t) \\ v_b(t) \\ v_c(t) \end{bmatrix} \quad (3.51)$$

$$\begin{bmatrix} i_0(t) \\ i_\alpha(t) \\ i_\beta(t) \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \cdot \begin{bmatrix} 1/\sqrt{2} & 1/\sqrt{2} & 1/\sqrt{2} \\ 1 & -1/2 & -1/2 \\ 0 & \sqrt{3}/2 & -\sqrt{3}/2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_a(t) \\ i_b(t) \\ i_c(t) \end{bmatrix} \quad (3.52)$$

Onde,

$v_a(t)$, $v_b(t)$ e $v_c(t)$ - são as tensões instantâneas em coordenadas $a-b-c$, respectivamente;
 $i_a(t)$, $i_b(t)$ e $i_c(t)$ - são as correntes instantâneas em coordenadas $a-b-c$, respectivamente.
 $v_0(t)$, $v_\alpha(t)$ e $v_\beta(t)$ - são as tensões instantâneas em coordenadas $\alpha-\beta-0$, respectivamente;
 $i_0(t)$, $i_\alpha(t)$ e $i_\beta(t)$, são as correntes instantâneas em coordenadas $\alpha-\beta-0$, respectivamente.

No trabalho descrito nesta dissertação assume-se que o sistema de potência é equilibrado e portanto as equações (3.51) e (3.52) podem ser rescritas como:

$$\begin{bmatrix} v_\alpha(t) \\ v_\beta(t) \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \cdot \begin{bmatrix} 1 & -1/2 & -1/2 \\ 0 & \sqrt{3}/2 & -\sqrt{3}/2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} v_a(t) \\ v_b(t) \\ v_c(t) \end{bmatrix} \quad (3.53)$$

$$\begin{bmatrix} i_\alpha(t) \\ i_\beta(t) \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \cdot \begin{bmatrix} 1 & -1/2 & -1/2 \\ 0 & \sqrt{3}/2 & -\sqrt{3}/2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_a(t) \\ i_b(t) \\ i_c(t) \end{bmatrix} \quad (3.54)$$

As potências real instantânea², $p(t)$, e a imaginária instantânea, $q(t)$, são definidas como:

² Os autores em [43] propuseram a denominação para $p(t)$ de potência real instantânea e para $q(t)$ de potência imaginária instantânea de forma a diferenciá-las das grandezas eléctricas convencionais de potência activa e reactiva instantâneas.

$$\begin{bmatrix} p(t) \\ q(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \hat{p}(t) \\ \hat{q}(t) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \tilde{p}(t) \\ \tilde{q}(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_\alpha(t) & v_\beta(t) \\ -v_\beta(t) & v_\alpha(t) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_\alpha(t) \\ i_\beta(t) \end{bmatrix} \quad (3.55)$$

Onde os símbolos “ $\hat{}$ ” e “ $\tilde{}$ ” em (3.55) denotam as componentes de valor médio e oscilatório, respectivamente. As componentes oscilatórias aparecem no caso de estarem presentes harmónicos, sendo tal facto, todavia, desprezado na modelização descrita neste trabalho.

Utilizando as equações definidas em (3.55) e explorando os conceitos da teoria da potência instantânea abordada em detalhe em [43], torna-se possível obter os sinais de referência das correntes desejadas para o chaveamento dos IGBTs do conversor C_2 . Em [45] é mostrado que se um PWM-VSI é controlado para compensar uma dada potência real $p_c(t)$ e uma dada potência imaginária $q_c(t)$, e assumindo que o sistema é equilibrado, as correntes de referência devem ser dadas por:

$$\begin{bmatrix} i_{ca}^* \\ i_{cb}^* \\ i_{cc}^* \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \times \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ -1/2 & \sqrt{3}/2 \\ -1/2 & -\sqrt{3}/2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} v_\alpha(t) & v_\beta(t) \\ -v_\beta(t) & v_\alpha(t) \end{bmatrix}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} p_c(t) \\ q_c(t) \end{bmatrix} \quad (3.56)$$

Considerou-se ainda neste modelo que se recorreria a um controlador ideal de corrente por histerese para controlar o conversor C_2 , cujas correntes de compensação i_{ca}^* , i_{cb}^* e i_{cc}^* são calculadas instantaneamente sem qualquer tempo de atraso, usando as tensões e correntes instantâneas do lado da rede eléctrica. Na prática, a técnica de comutação seria semelhante a que é ilustrada na Figuras 3.11. Entretanto, conforme já se referiu, o detalhamento da técnica de controlo utilizada para o comando dos interruptores dos conversores electrónicos é simplificado, pelo que assume-se que as correntes de saída são exactamente iguais as correntes de compensação. Para este pressuposto, na Figura 3.11, $i_{ca} = i_{ca}^*$ (para a fase “a” de saída do conversor).

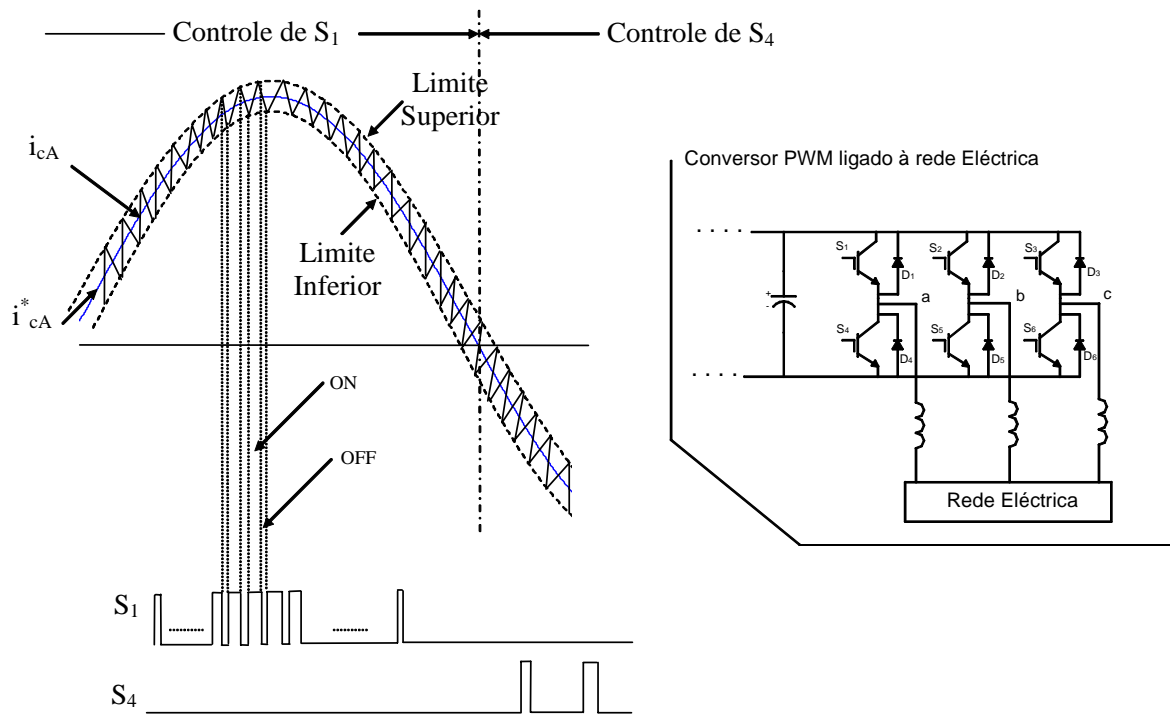


Figura 3.11. Técnica de comutação dos interruptores S_1 e S_4 referente a fase a do inversor PWM-VSI trifásico ligado à rede eléctrica.

3.4.2.2.1 Controlo da Tensão CC

A potência activa gerada ou absorvida pelo rotor e trocada com a rede eléctrica depende do correcto controlo da tensão CC, uma vez que esta energia circulará entre ambos conversores passando, obviamente, pelo barramento CC. A potência real instantânea $p_c(t)$ presente na equação (3.56) é definida a partir deste controlo de tensão e deve ser igual à potência activa do rotor. Desprezando as perdas no barramento CC e os harmónicos das frequências de chaveamento das correntes de saída do inversor C_2 , pode-se considera $p_c(t) = P_r(t)$, sendo $P_r(t)$ a potência activa instantânea do rotor. Assim, a energia E_c armazenada no condensadores do barramento CC, C_{cc} , é dado por [45]:

$$E_c = \int_{-\infty}^t (v_{cc}(t)i_{cc}(t) - p_{cc}(t)) dt = \frac{1}{2} C_{cc} v_{cc}^2(t) \quad (3.57)$$

Onde,

$v_{cc}(t)$ - é a tensão instantânea CC do condensador;

$i_{cc}(t)$ - é a corrente instantânea de saída do conversor C_1 ;

$p_{cc}(t)$ - é a potência instantânea nos terminais de entrada do conversor C_2 .

Na equação (3.57) verifica-se que a energia armazenada no condensador depende do balanço de potência entre a potência de saída do conversor C_1 ($v_{cc}i_{cc}$) e a potência de entrada nos terminais do conversor C_2 ($p_{cc}(t)$). Esta última, por sua vez, deve corresponder à potência do rotor, ou seja $p_{cc}(t) = P_r(t)$.

Com base na “Teoria da Potência Instantânea”, o controlo adoptado neste trabalho para o conversor C_2 tendo em conta o controlo da tensão CC a partir do balanço de potência entre ambos os conversores estáticos é apresentado na Figura 3.12 [46].

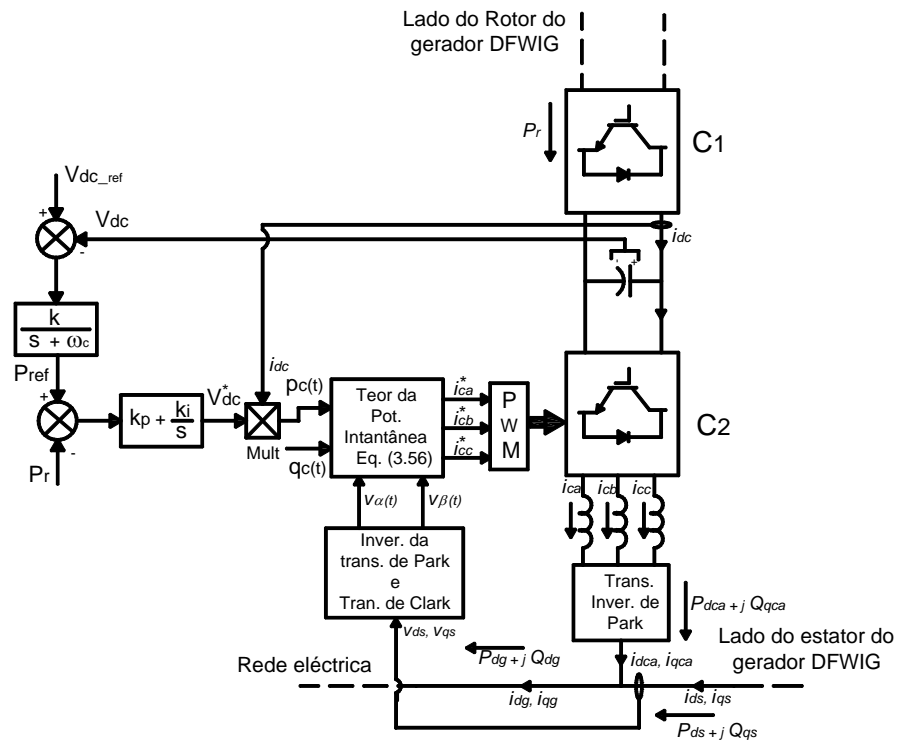


Figura 3.12. Esquema de controlo simplificado para o conversor C_2 .

Na Figura 3.12, o controlador que define P_{ref} é definido por um ganho proporcional K e um filtro passa baixo. Na prática, esse filtro é importante para eliminar harmónicos de ordem elevada presente na tensão do condensador CC [45].

Por simplificação, as correntes de saída do conversor i_{ca} , i_{cb} e i_{cc} são iguais as correntes de compensação i_{ca}^* , i_{cb}^* e i_{cc}^* calculadas a partir da equação (3.56). Como se pode verificar na Figura 3.12, a potência real instantânea, $p_c(t)$, utilizada para o cálculo das correntes de compensação é basicamente igual a potência do rotor.

Por outro lado, $q_c(t)$ que aparece no diagrama esquemático da Figura 3.12 pode ser definido para compensar parte da potência reactiva consumida pelos filtros indutivos na saída do conversor C_2 , bem como, corrigir o factor de potência do gerador de indução duplamente alimentado, pelo que a potência imaginária $q_c(t)$ deve ser igual a um valor de potência reactiva pré-estabelecida capaz de produzir o factor de potência desejado.

Nesta estratégia de controlo, parte da potência reactiva que é injectada pelo conversor C_2 é também absorvida pela máquina através do estator. Portanto, este facto deve ser considerado para a definição do valor de potência reactiva que o conversor deve trocar com a rede eléctrica.

Definida a estrutura de controlo de C_2 , as potências totais activa, P_{dg} , e reactiva, Q_{dg} , entregues pelo aerogerador duplamente alimentado à rede eléctrica em p.u e em coordenada d - q são definidas como:

$$\bar{P}_{dg} = \bar{v}_{ds} \bar{i}_{dg} + \bar{v}_{qs} \bar{i}_{qg} \quad (3.58)$$

$$\bar{Q}_{dg} = \bar{v}_{qs} \bar{i}_{dg} - \bar{v}_{ds} \bar{i}_{qg} \quad (3.59)$$

Sendo,

$$\bar{i}_{dg} = \bar{i}_{ds} + \bar{i}_{dca} \quad (3.60)$$

$$\bar{i}_{qg} = \bar{i}_{qs} + \bar{i}_{qca} \quad (3.61)$$

Onde \bar{i}_{dca} e \bar{i}_{qca} são as correntes de compensação (i_{ca} , i_{cb} e i_{cc}) de saída do conversor C_2 em coordenadas $d-q$.

3.4.2.3. CÁLCULO DA CONDENSADOR E DA TENSÃO NO BARRAMENTO CC

De início, para se definir a tensão a ser adoptada no barramento CC deve-se conhecer, de entre as características funcionais (*data sheet*) fornecida pelos fabricantes dos conversores, a sua tensão trifásica nominal (rms) de saída. Assim sendo, relaciona-se a tensão CC, v_{cc} , com a tensão trifásica nominal de saída para conversores trifásicos PWM, da seguinte forma [23]:

$$V_{LL} = \frac{\sqrt{3}}{2\sqrt{2}} m_a v_{cc} \quad (3.62)$$

Onde:

V_{LL} - é a tensão trifásica (entre linhas) nominal de saída em rms;

m_a - é o factor de modulação (em geral $m_a \leq 1$);

A partir da tensão CC obtida na equação (3.62) pode-se definir o condensador do barramento CC. Como se mostra em detalhe em [45], esse condensador pode ser calculado pela seguinte expressão:

$$C_{cc} = \frac{12 \cdot I_{fc}}{\varepsilon \cdot \pi \cdot v_{cc}} \cdot \left(\frac{1}{\omega_{fc}} \right) \quad (3.63)$$

Sendo:

C_{cc} - é o condensador do barramento CC em (μ F);

I_{fc} - é a corrente em rms de saída da componente fundamental (corrente nominal) em (A);

ε - é a faixa de regulação da tensão CC definida como $\varepsilon = \frac{v_{cc_max} - v_{cc_min}}{v_{cc}} \cdot 100$ em (%)

ω_{fc} - é a frequência angular em função da frequência de comutação dos conversores (rad/s).

Tendo em conta as equações (3.62) e (3.63), pode-se projectar a tensão do barramento CC bem como o condensador da configuração CA-CC-CA. Na prática, dimensionar conversores electrónicos exige conhecimentos mais alargados, como os filtros, os harmónicos e as perdas que ocorrem durante a comutação. Isto implica um dimensionamento bem mais complexo em relação ao que foi apresentado neste capítulo. Porém, o procedimento adoptado segue as equações intrínsecas de funcionamento de conversores PWM simplificadas de acordo com a filosofia de modelização adoptada nesta dissertação.

3.5 CONCLUSÕES

Neste capítulo descreveram-se numa primeira fase as equações algébricas e diferenciais que permitem descrever e compreender o comportamento dinâmico dos geradores de indução convencional e duplamente alimentado, quando integrados em sistemas de conversão de energia eólica. Nestas modelizações foram incluídas as diferentes estratégias de controlo adoptadas: *stall*, *pitch* e o modelo de controlo das máquinas DFIWG tendo em conta a modelização dos conversores como fontes de tensão e corrente controladas. As referidas técnicas serão particularmente exploradas nos capítulos seguintes.

Devido ao facto do aerogerador de indução convencional ser desprovido de interface electrónica procurou-se também descrever o “modelo das duas massas” que melhor caracteriza o comportamento do sistema de eixo mecânico da turbina nesse tipo de aerogerador. No caso do aerogerador de indução duplamente alimentado o sistema de eixo mecânico pode ser caracterizado adequadamente pelo “modelo de uma massa” devido ao desacoplamento proporcionado pelos conversores electrónicos entre o aerogerador e a rede eléctrica

Embora no modelo descrito para o aerogerador duplamente alimentado não tivesse sido incluído o sistema de controlo de *pitch*, é possível adicionar este controlo ao modelo dinâmico deste aerogerador no caso de a solução tecnológica adoptada pelo sistema de conversão incluir este tipo de controlo. Este facto será pormenorizadamente abordado no capítulo 5 desta dissertação.

Para efeitos de simulação computacional os modelos apresentados neste capítulo foram implementados em código MATLAB[®]. No entanto os demais modelos podem ser integrados facilmente em ferramentas de simulação já existentes, recorrendo à modificação do código base, por inclusão destes modelos através de subrotinas ou procedimentos externos escritos na linguagem de programação adoptada e de acordo com regras inerentes à filosofia de desenvolvimento do código, como no PSS/E, ou podem ainda ser incluídos através de artifícios do tipo “injector dinâmico”, em que as correntes ou potências injectadas variam no domínio do tempo de acordo com as equações apresentadas. Algumas ferramentas de simulação de comportamento dinâmico, tais como o Eurostag ou DigSilent permitem a “programação” destes modelos numa linguagem ou ambiente de desenvolvimento do tipo *macro-blocos* ou equivalente. Nestes casos a implementação destes modelos é relativamente simples, embora possa ser necessário adoptar alguns artifícios que resultam das características do código base e do ambiente de desenvolvimento em si.

Capítulo 4

CAPACIDADE DE SOBREVIVÊNCIA A AFUNDAMENTOS DE TENSÃO

4.1 INTRODUÇÃO

A integração progressiva nas redes eléctricas de parques eólicos tem vindo a exigir uma constante actualização dos procedimentos de rede (“*Grid Codes*”, na literatura anglo-saxónica) adoptados pelas concessionárias de energia eléctrica, de forma a garantir os elevados níveis de segurança que devem caracterizar o funcionamento do sistema de energia. Essas actualizações implicam a definição de novos requisitos técnicos a serem exigidos a essas unidades de produção de energia.

De entre os requisitos actualmente incorporados nos procedimentos de rede destaca-se o que envolve a capacidade de permitir aos geradores eólicos resistirem a cavas de tensão resultantes de curtos-circuitos na rede eléctrica. Este requisito tem sido, conforme já referido anteriormente, designado na literatura anglo-saxónica como “*Ride Through Fault Capability*”, sendo denominado neste trabalho como “**Capacidade de Sobrevivência a Afundamentos de Tensão**”.

Conforme se comentou no capítulo 2, a ocorrência de curtos-circuitos na rede eléctrica provoca o aparecimento de afundamentos de tensão que se propaga no sistema e provoca a saída de serviço de geração eólica por actuação das suas protecções de mínimo de tensão. No caso dos aerogeradores DFIWG, verifica-se que na sequência do abaixamento de tensão nos terminais da máquina a corrente no rotor e no barramento CC da ligação em cascata de conversores electrónicos atingem valores muito elevados que obrigam a desligar a máquina para evitar a destruição dos componente electrónicos. Na Figura 4.1 é ilustrado um exemplo do

comportamento dinâmico de um gerador eólico DFIWG sem qualquer tipo de protecção aquando da ocorrência de um curto-circuito impedante de baixa intensidade.

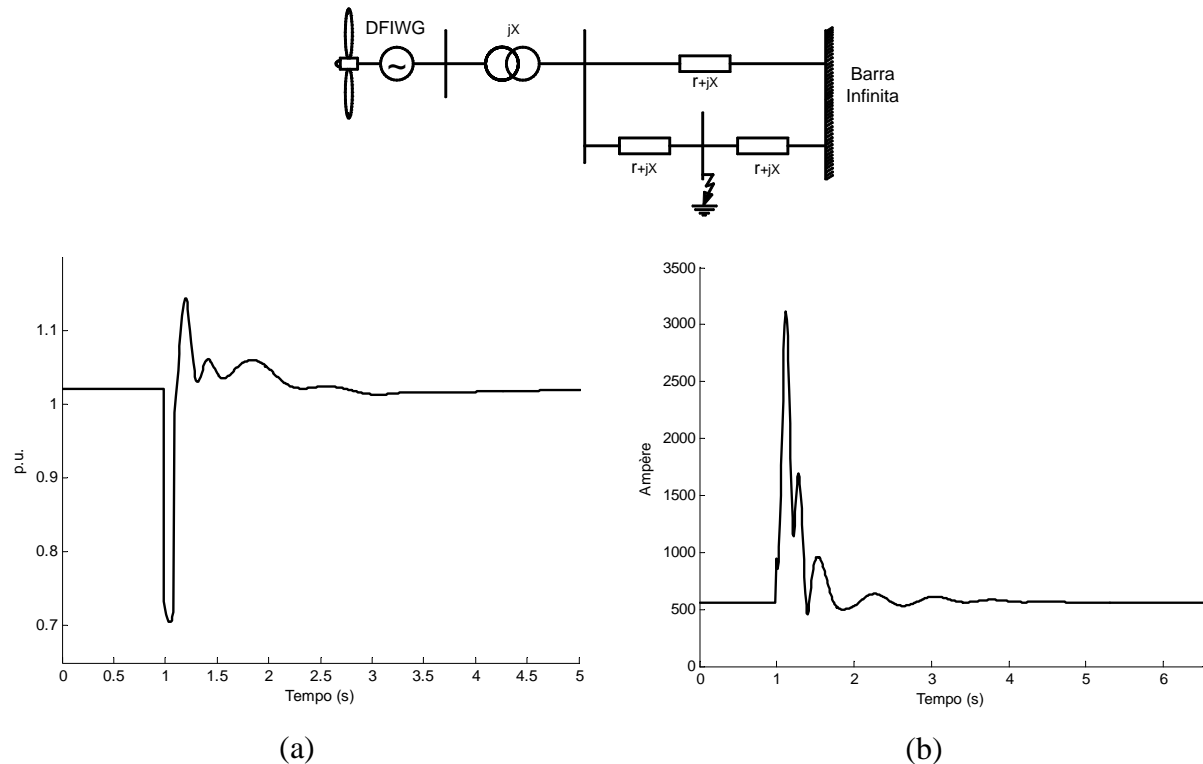


Figura 4.1. Comportamento dinâmico de um aerogerador DFIWG durante um curto-circuito impedante com duração de 100 ms: (a) Tensão Terminal; (b) Corrente do Rotor.

Conforme se observa nomeadamente na Figura 4.1(b), aquando da ocorrência do curto-circuito, a corrente trifásica do rotor do aerogerador DFIWG corresponde aproximadamente a 560 A (valor rms). Durante o defeito, a corrente atinge um valor de pico um pouco acima de 3 kA podendo causar danos irreversíveis aos componentes electrónicos.

Com o objectivo de permitir aos geradores eólicos, que utilizam máquinas de indução duplamente alimentadas (DFIWG), sobreviverem aos afundamentos de tensão foi desenvolvida neste capítulo uma metodologia inovadora de controlo baseada em lógica difusa. A principal preocupação assumida consistiu em procurar evitar a saída de serviço dos conversores do rotor durante um curto-circuito. Demonstra-se que o uso de controladores difusos além de ser uma alternativa eficaz de controlo pode ser explorado para capacitar o DFIWG a sobreviver a afundamentos de tensão.

4.2 CARACTERIZAÇÃO DA “CAPACIDADE DE SOBREVIVÊNCIA A AFUNDAMENTOS DE TENSÃO” (*RIDE THROUGH FAULT CAPABILITY*)

Define-se como Capacidade de Sobrevivência a Afundamentos de Tensão (CSAT) a capacidade de um gerador resistir a perturbações na rede eléctrica com consequentes quedas de tensão e continuar ligado a essa mesma rede, desde que o defeito seja eliminado num determinado tempo e se verifique uma recuperação do valor da tensão no ponto de interligação com a rede [35].

Até recentemente, as protecções intrínsecas dos aerogeradores desligavam as máquinas aquando da ocorrência de um defeito na rede eléctrica de transporte e/ou de distribuição desde que a tensão no ponto de ligação fosse inferior a 0,8 p.u. (valor típico), só voltando estes a serem ligados quando a rede estivesse plenamente recuperada do defeito.

A necessidade de evitar a saída de grandes volumes de produção eólica motivam a alteração desta filosofia de protecção. Este novo requisito de CSAT tem exigido também aos fabricantes de geradores eólicos investimentos adicionais como, por exemplo, a instalação de fonte (ou fontes) de alimentação estável e não interruptível, para assegurar o funcionamento dos serviços auxiliares dos geradores durante o curto-circuito.

Neste cenário muitas alternativas tecnológicas têm sido apresentadas pelos fabricantes, porém, ainda não se tratam de soluções totalmente amadurecidas. A CSAT representa ainda um dos domínios técnicos mais delicados dos procedimentos de rede pelo que continuam a receber especial atenção por parte dos operadores de rede, fabricantes de aerogeradores e instituições de pesquisa e desenvolvimento.

Além disso, a rápida evolução tecnológica que se tem verificado nos últimos anos nos sistemas eólicos tem provocado uma falta de harmonização de padrões internacionais acerca das condições a serem cumpridas por parte desses sistemas de geração em situações de perturbações na rede eléctrica. No entanto, foram já definidos procedimentos comuns adoptados ou adaptados pela maioria dos operadores de rede e fabricantes de geradores eólicos no que concerne à CSAT.

Estas condições foram inicialmente definidas pela empresa alemã **E.ON Netz GmbH**¹ e desde então, têm vindo a ser utilizadas como base na elaboração dos requisitos técnicos adoptados em outros países para lidar com este problema. Na Figura 4.2 apresenta-se a curva de tolerância de tensão adoptada pela E.ON, bem como as que têm vindo a ser adoptadas por alguns outros países. De referir que a definição das curvas tem a ver com a filosofia das protecções de rede seguida por cada um dos operadores de rede. O intervalo de tempo em que a tensão é mínima corresponde a duração admitida para a permanência do aerogerador até a eliminação do defeito no caso de falha da protecção principal e actuação da protecção de *backup*.

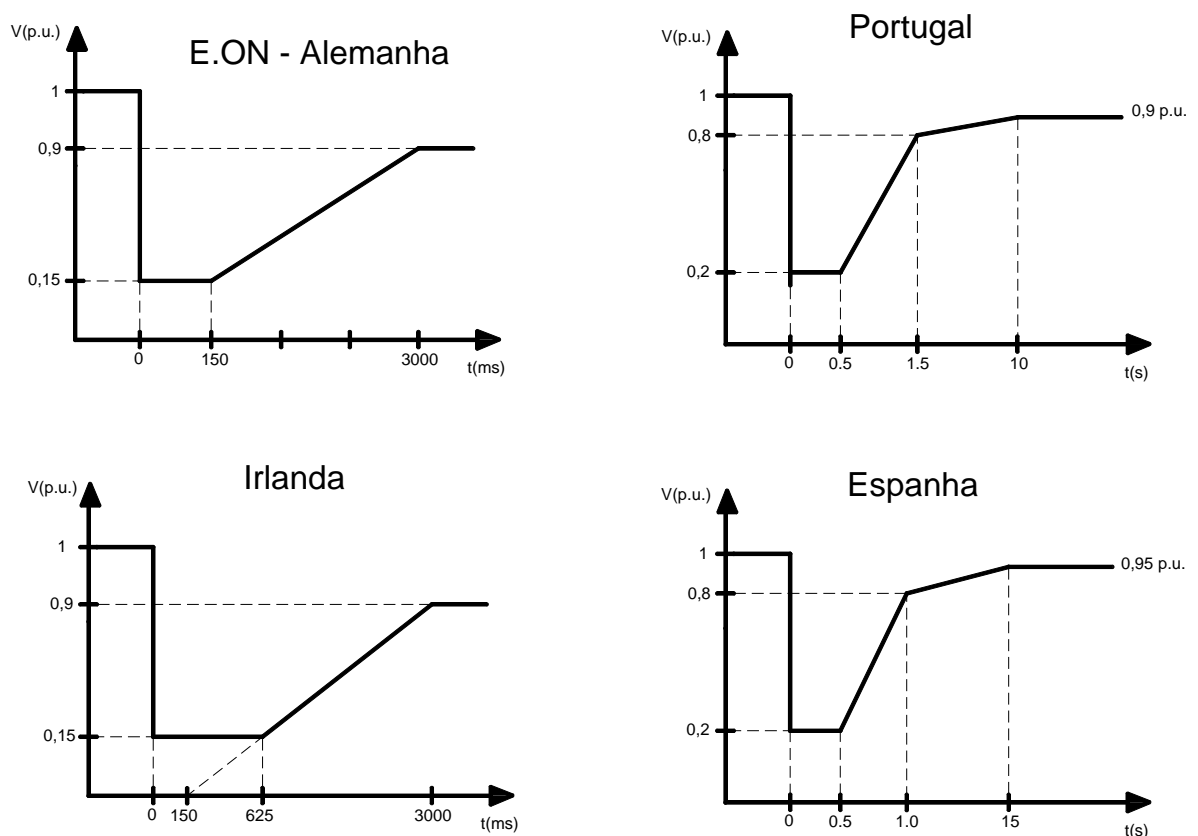


Figura 4.2 Curva de Tolerância de Tensão adoptado por diferentes operadores de rede.

¹ A E.ON Netz GmbH corresponde a empresa responsável pela gestão das redes de AT e MAT da região central da Alemanha.

4.2.1. SOLUÇÕES DE ALGUNS FABRICANTES DE AEROGERADORES.

Por se tratarem, em parte, de segredos industriais os fabricantes de aerogeradores têm disponibilizado muito pouca informação acerca dos procedimentos de controlo adoptados para assegurar a CSAT em suas máquinas. Por este motivo e para tratar este problema, tem-se assumido uma modelização simplificada para representar o comportamento dinâmico dos actuais sistemas de conversão de energia eólica. Estas simplificações não impedem, contudo, que utilizando os modelos disponíveis se desenvolvam estudos que permitam avaliar o desempenho dos sistemas de conversão e o seu impacto na operação do sistema.

Nas secções seguintes procura-se descrever algumas das capacidades de tolerância a cavas de tensão que alguns fabricantes dizem poder assegurar nos seus aerogeradores.

4.2.2. ABB

Os geradores de indução do tipo duplamente alimentado produzidos pela ABB adoptaram de início os requisitos definidos pela E.ON com relação à CSAT. No “2004 ABB Wind Power Study” realizado para a AESO — *Alberta Electric System Operator* — a ABB introduziu alterações nos parâmetros que havia anteriormente considerado. A actual curva de tolerância a variações de tensão que a ABB afirma assegurar para os seus aerogeradores na sequência de defeitos na rede é descrita na Figura 4.3 [35].

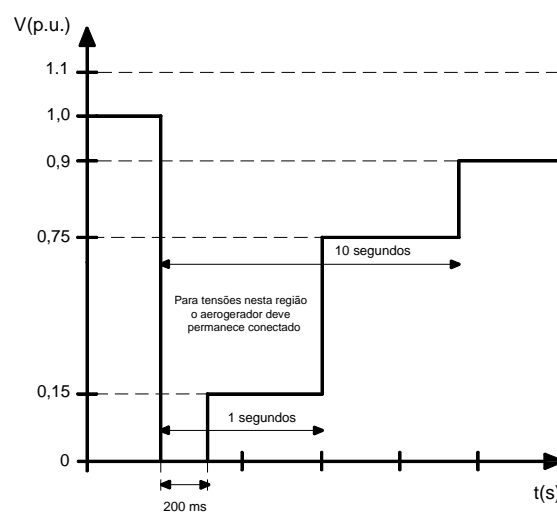


Figura 4.3. Curva de tolerância da variação de tensão para defeitos trifásicos [35].

4.2.3. GENERAL ELECTRIC

A *General Electric* também desenvolveu um sistema denominado de *Low Voltage Ride Through (LVRT)* destinado a assegurar a capacidade dos seus aerogeradores em sobreviver a afundamentos de tensão. A GE tem vindo a referir que o sistema *LVRT* desenvolvido resultou de uma reformulação do projecto do Aerogerador/Controlo, através da qual se assegura o funcionamento do aerogerador de indução duplamente alimentado com tensão igual a 15% da tensão nominal da rede durante pelo menos 500 ms. Para alcançar esta condição, a GE afirma ter introduzido nomeadamente alterações nas filosofias de controlos dos conversores e do sistema de *pitch*, incluindo a presença de uma fonte de alimentação estável adequadamente dimensionada para suprir os consumos dos serviços auxiliares [35].

4.2.4. VESTAS

Este fabricante desenvolveu por sua vez o sistema *Vestas Control System (VCS)* através do qual permite que os seus aerogeradores de indução duplamente alimentados tolerem correntes elevadas durante a ocorrência de um curto-circuito na rede. Apesar da pouca informação disponibilizada pelo fabricante verifica-se que a solução adoptada para a CSAT procura responder aos requisitos definidos pela E.ON.

Com base nos requisitos da E.ON, o aerogerador DFIWG da Vestas foi projectado para funcionar com uma tensão de 0.15 p.u. durante 700 ms, aguentando inclusivamente capacidades inferiores a 0.15 p.u. durante 200 ms. Para melhor se perceber a capacidade de resposta que este fabricante assegura nas suas máquinas, a Figura 4.4 ilustra em detalhe a tolerância projectada para a gama de tensão que o aerogerador pode suportar.

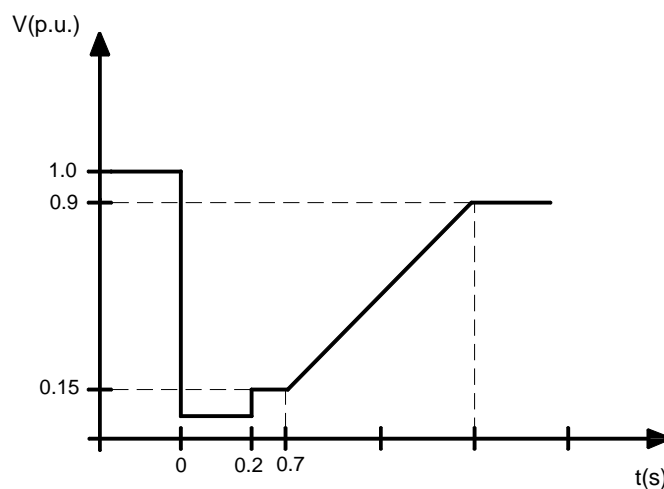


Figura 4.4. Curva de tolerância da variação de tensão para defeitos trifásicos adoptado pela Vestas [35].

Além do mais, face a ocorrência de dois defeitos consecutivos na rede, o aerogerador pode suportá-los desde que exista um intervalo de 400 ms entre a eliminação do primeiro defeito e o início do seguinte, conforme é mostrado na Figura 4.5.

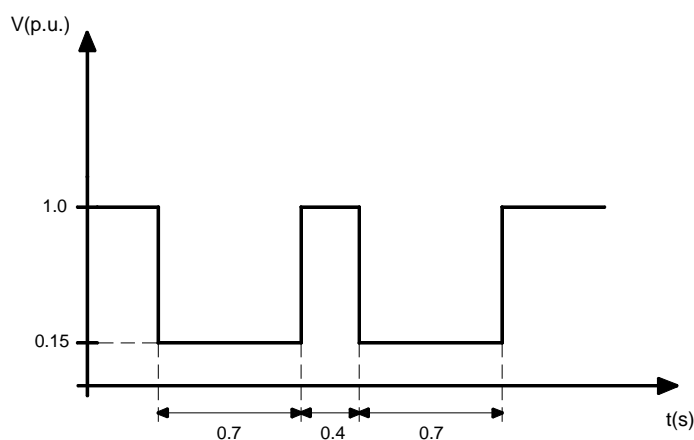


Figura 4.5. Intervalo de tempo que o aerogerador pode suportar no caso de dois defeitos consecutivos na rede eléctrica [35].

4.3 FORMAS DE CONTROLOS PARA O CSAT

Conforme sucintamente se descreveu, os fabricantes têm vindo a certificar apenas a curva de tolerância a variações de tensão que os seus geradores eólicos suportam durante um curto-circuito limitando-se a detalhar as demais filosofias de controlo que garantam a CSAT em suas

máquinas. No entanto, alguns trabalhos têm vindo a ser divulgados na literatura da especialidade abrangendo formas de controlo que permitam assegurar a CSAT tendo em conta, sobretudo, as condições impostas pelos actuais *grid codes*. Além dos trabalhos já referenciados no Capítulo 2 — [36] e [37] — descrevem-se resumidamente a seguir algumas outras contribuições que tem vindo a ser divulgadas nesse campo de investigação.

Em [47] o comportamento dinâmico de um parque eólico é analisado perante um curto-circuito, tendo em conta dois distintos cenários de simulação: a) quando são utilizados baterias de condensadores no ponto de ligação do parque à rede eléctrica; e b) quando é utilizado um Compensador Estático de Potência Reactiva — conhecido na literatura anglo-saxónica como “*Static Var Compensator*” (SVC). O tipo de SVC utilizado e descrito pelos autores consiste de um condensador fixo ligado em paralelo a um reactor cuja a corrente que circula pelas reactâncias indutivas é controlada por tiristores conforme ilustra a Figura 4.6. Ambos os compensadores estáticos (baterias de condensadores e SVC) são projectados para regular o perfil da tensão terminal do parque eólico a partir de injeção de potência reactiva.

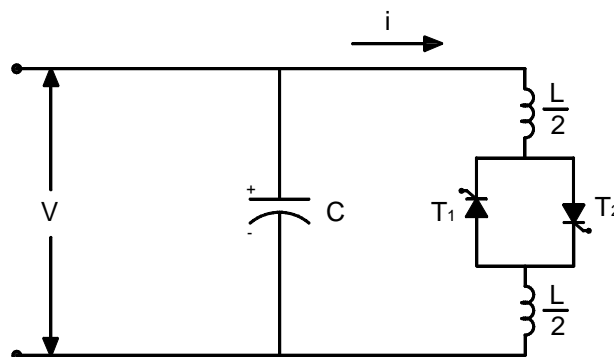


Figura 4.6. Tipo de SVC definido por um condensador ligado a um reactor controlado por tiristores.

Na situação em que as baterias de condensadores fixos são dimensionados para que o parque opere com um factor de potência 0,95 capacitivo ou com um factor de potência unitário, verificou-se a ocorrência de sobretensões no ponto de ligação do parque e barras vizinhas devido ao corte parcial de carga provocado pela saída de serviço de uma das linhas da rede teste na sequência de um curto-circuito. Foi demonstrado, porém, que este problema pode ser superado com a utilização do SVC que a partir de um controlo específico de tensão é capaz de

regular o nível de tensão de saída do parque variando a quantidade de potência reactiva a injectar.

Os autores atestaram que o uso de SVC pode ser uma interessante alternativa de controlo para ajustar o perfil da tensão de um sistema de geração eólico capacitando-o também a suportar “cavas” de tensão. Entretanto, a análise do trabalho restringe-se a parques com aerogeradores de indução convencionais, sem abordar a possibilidade dos conversores electrónicos de geradores eólicos do tipo DFIWG serem utilizado também para o mesmo fim.

Na comunicação apresentada por [48] a solução proposta tem o objectivo de melhorar a capacidade do DFIWG em se manter ligado à rede eléctrica durante um curto-circuito, de forma a que, o aerogerador seja capaz de após a eliminação do defeito retomar a potência que estava a produzir. A técnica apresentada consiste na ligação de resistências ao rotor da máquina através de tiristores de forma a limitar a corrente que circula pelo circuito rotórico, possibilitando que o interface CA-CC-CA de conversores electrónicos seja protegido e mantido em serviço. A não saída de serviço dos conversores electrónicos, em conjunto com as resistências, asseguraram uma melhor resposta do aerogerador durante o defeito tendo em conta a atenuação da corrente do rotor. A técnica proposta é ilustrada na Figura 4.7.

No caso do estudo apresentado por [49] os autores demonstram que a amplitude da corrente do rotor do DFIWG pode ser reduzida durante um curto-circuito através da contribuição de injeção de potência reactiva a partir do conversor ligado à rede eléctrica. Neste caso, a solicitação que é imposta sobre o conversor ligado ao rotor para manter a tensão terminal ou o factor de potência da máquina controlados durante um curto-circuito é reduzida, o que resulta numa menor variação da corrente que circula no rotor da máquina durante o defeito. Um esquema simplificado da solução de controlo abordado pelos autores é ilustrado na Figura 4.8.

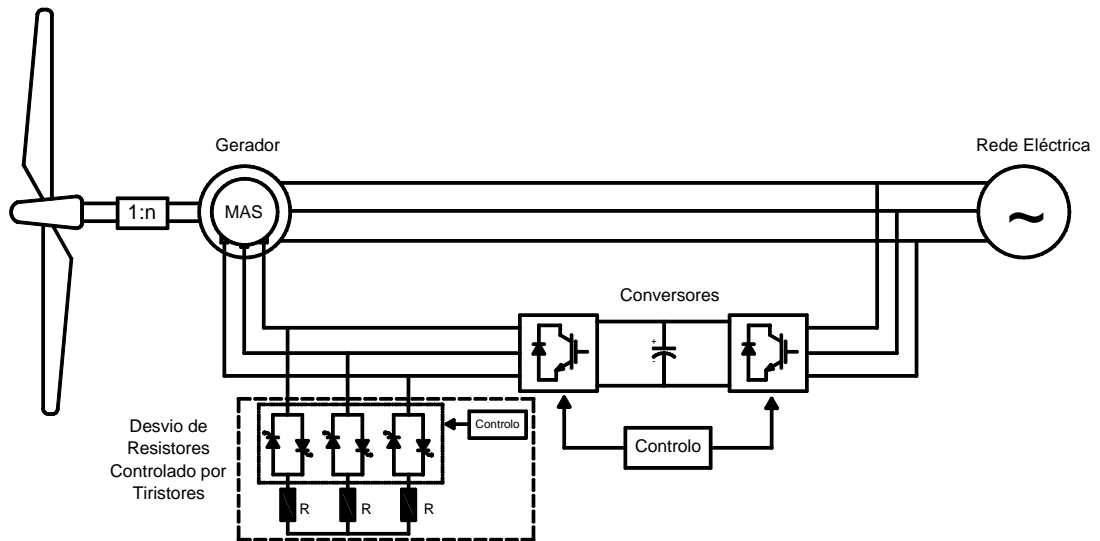


Figura 4.7. Conjunto de resistências acrescentado ao rotor do DFIG [48].

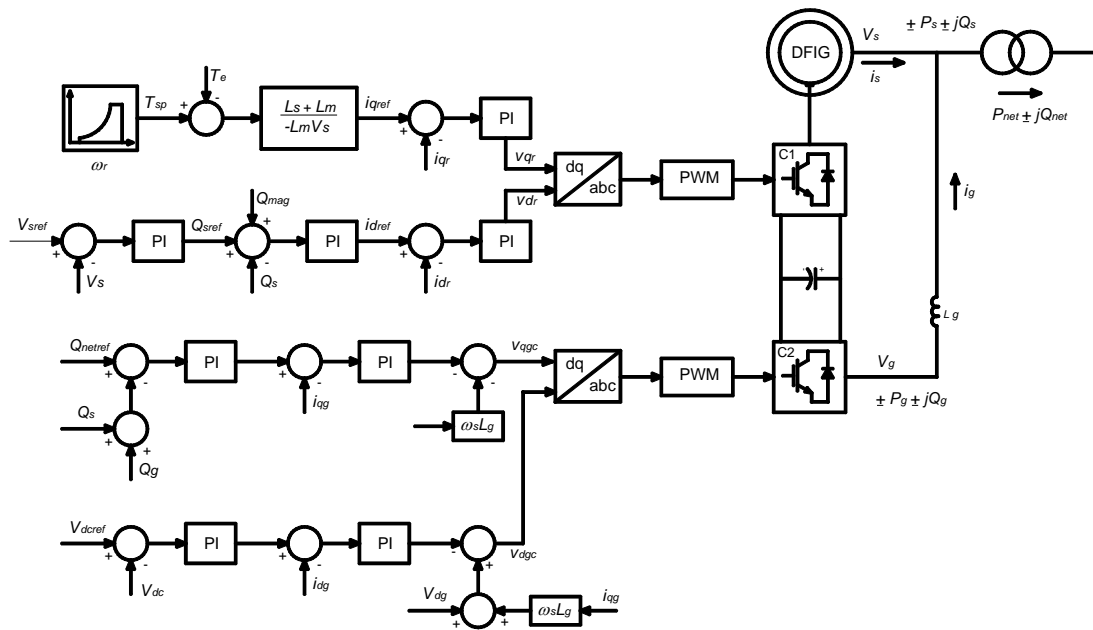


Figura 4.8. Esquema de controlo sobre o binário electromagnético e tensão terminal/factor de potência do DFIG através dos conversores electrónicos ligados ao rotor e a rede eléctrica, respectivamente [49].

Embora outros componentes do sistema eólico possam vir a ter uma participação significativa na garantia da CSAT, como a contribuição específica do controlo de *pitch*,

verifica-se contudo que a capacidade do gerador eólico em sobreviver a afundamentos de tensão está intrinsecamente relacionada com a filosofia adoptada para o controlo de potência reactiva. Com base nos trabalhos descritos anteriormente, esse controlo pode ser realizado utilizando-se SVC ou simplesmente explorando-se mais especificamente os conversores electrónicos nos DFIWG e DDPMSG. Nestes aerogeradores os conversores electrónicos têm um papel fundamental na garantia da CSAT e por esta razão devem ser mantidos em operação durante a ocorrência de um curto-circuito.

No caso do DFIWG a brusca variação da corrente do rotor provocada por um curto-circuito, conforme se ilustrou antecipadamente na Figura 4.1, pode ocasionar o disparo da protecção de corrente da interface electrónica CA-CC-CA. A atenuação dessa corrente durante o defeito contribui para que o aerogerador apresente uma melhor capacidade de responder a esse tipo de perturbação, devido ao facto de ser controlado pelos conversores electrónicos. Com base neste pressuposto, procurou-se estudar o comportamento dinâmico deste aerogerador quando o seu conversor electrónico é controlado por controladores difusos. A opção em utilizar controladores difusos resultou do facto de se saber que estes controladores apresentam uma excelente capacidade para tratarem processos não lineares, conforme se descreve a seguir.

4.4 MODELIZAÇÃO DIFUSA PARA O CONTROLO DO DFIWG

Os controladores do tipo Proporcional-Integral (PI) têm sido usualmente utilizados para gerar os sinais de referência para a comutação das chaves electrónicas dos conversores estáticos que controlam o DFIWG, conforme se discutiu nos capítulos 2 e 3, respectivamente. No entanto, o sucesso dos controladores PI, e consequentemente o desempenho do aerogerador, dependem de uma apropriada escolha dos ganhos proporcional e integral.

A utilização de controladores PI é uma excelente solução no caso de sistemas ou de processos que não são completamente lineares e onde a não linearidade entre a entrada e a saída pode ser caracterizada por uma função suave, sem descontinuidades, limitando-se o sistema a operar num ponto em torno do qual existam pequenas variações lineares. Em tais condições, os controladores PI podem controlar processos mesmo com dinâmica totalmente desconhecida.

A propriedade da linearidade ou quase linearidade do sistema garante uma sintonização mais fácil dos ganhos proporcional e integral do controlador PI para um dado desempenho específico do sistema. Para esta condição recorre-se a procedimentos específicos e extremamente poderosos para o projecto de controladores lineares [50]. Tal vantagem não pode ser atribuída a sistemas não lineares uma vez que a não linearidade impõe uma maior interacção entre os parâmetros do sistema o que tornar difícil, ou até mesmo impossível, o ajuste dos parâmetros do controlador PI.

No caso do DFIWG para se ajustar correctamente os ganhos dos controladores PI, requer-se um conhecimento preliminar do seu modelo dinâmico e do comportamento do gerador eléctrico. Nas equações matemáticas que o descrevem e que foram pormenorizadamente apresentadas no Capítulo 3, verifica-se claramente a presença de elementos não lineares e de acoplamento.

A adopção do modelo não linear da máquina implica o ajuste cuidadoso dos ganhos proporcional e integral para diferentes condições de operação. A sintonização dos ganhos pode-se tornar uma tarefa árdua quando a dimensão do sistema de potência aumenta significativamente, ou no caso do aerogerador operar num sistema isolado onde existe um acoplamento mais forte entre os parâmetros do gerador.

O controlo difuso possibilita o controlo, de forma sistemática, de processos não lineares com base na experiência e interpretação humana dos fenómenos físicos. Essa capacidade de controlo baseada numa metodologia heurística é capaz de melhorar o desempenho de sistemas em malha fechada. Conforme é discutido em [51], [52] e [53], um controlador difuso quando adequadamente projectado pode apresentar um maior desempenho na presença de variações de parâmetros, carga e perturbações externas que os tradicionais controladores PI.

O desempenho do controlador difuso está baseado na sua capacidade de simultaneamente processar diversas regras heurísticas definidas a partir das características do sinal de entrada, fornecendo assim uma saída mais completa do controlador para o controlo do sistema em questão.

Tendo em conta o estudo apresentado pelo autor dessa dissertação em [54], serão seguidamente descritos as estruturas de dois controladores, baseados em lógica difusa, que foram projectados para controlarem a velocidade angular e a tensão terminal de um aerogerador de indução duplamente alimentado, tendo por objectivo obter um desempenho superior deste gerador eólico relativamente à CSAT.

4.4.1. ESTRUTURAÇÃO BÁSICA DE UM CONTROLADOR DIFUSO

Um controlador difuso é constituído pelos seguintes blocos funcionais:

- Interface de fuzzificação;
- Base de conhecimento e Lógica de tomadas de decisões;
- Interface de desfuzzificação.

Na sequência da caracterização de cada bloco funcional do controlador difuso acresce descrever em conjunto alguns princípios básicos fundamentais para o melhor entendimento da modelização pretendida. Todavia, não é o objectivo deste capítulo apresentar um estudo aprofundado sobre a lógica difusa. O que se pretende a seguir é apresentar parte dos conceitos mais relevantes que estão intrinsecamente relacionados ao projecto de controladores difusos nomeadamente quando baseados em regras. Alguns conceitos sobre lógica difusa são sucintamente apresentados no Anexo A.

Método Heurístico:

O enfoque tradicional utilizado na engenharia de controlo é o de se obter um modelo matemático idealizado do sistema a ser controlado que geralmente é descrito por equações diferenciais. Porém, na maioria das modelizações matemáticas procura-se obter um modelo simplificado onde certas restrições são assumidas a ponto de se aproximar um sistema não linear por um sistema linear. No entanto, a complexidade do sistema pode conduzir a um modelo matemático extremamente sofisticado, de difícil tratamento, comprometendo a sua qualidade face a representação do sistema físico.

O método heurístico consiste em representar o comportamento do sistema físico através de regras práticas conhecidas. Uma regra heurística é uma implicação lógica do tipo:

$$\text{SE } \langle \text{condição} \rangle \text{ ENTÃO } \langle \text{consequência} \rangle$$

Ou mais especificamente em uma regra típica de controlo como:

$$\text{SE } \langle \text{condição} \rangle \text{ ENTÃO } \langle \text{acção} \rangle$$

Essa metodologia torna-se similar ao método experimental de se construir, a partir de medições, uma tabela de entradas e saídas referentes ao comportamento do sistema a ser controlado. No entanto, no caso de um controlador difuso baseado em regras, ao invés de se utilizar uma tabela de números reais, as entradas e as saídas podem ser descritas através de “valores difusos”, como por exemplo:

$$\text{SE } \langle \text{sinal_de_entrada} = \text{MÉDIO} \rangle \text{ ENTÃO } \langle \text{sinal_de_saída} = \text{GRANDE} \rangle$$

Onde *MÉDIO* e *GRANDE* são definidos através de funções de pertença que descrevem a imprecisão de tais valores de entrada e saída do controlador.

Universo de Discurso e Funções de Pertença

O Universo de Discurso corresponde a um conjunto de valores finitos, o qual contém todos os possíveis valores reais do sinal de entrada que podem ocorrer.

A Função de Pertença (ou “*Membership Function*” na literatura anglo-saxónica) consiste em uma curva onde cada ponto no espaço de entrada (ou universo de discurso) está associado a um valor de pertença (ou grau de pertença) entre 0 e 1, conforme se ilustra na Figura 4.9. A transformação do valor real de entrada para o valor difuso correspondente a partir da função de pertença é denominado de **Fuzzificação**. Portanto, a fuzzificação consiste em um mapeamento do domínio de números reais (em geral discretos) para o domínio difuso.

As mais simples funções de pertença são definidas a partir de rectas formando funções do tipo triangulares ou trapezoidais. No entanto, há diversas outras funções como, por exemplo, do tipo gaussiana e sigmóide que têm relevante importância em certas aplicações específicas de controlo [55].

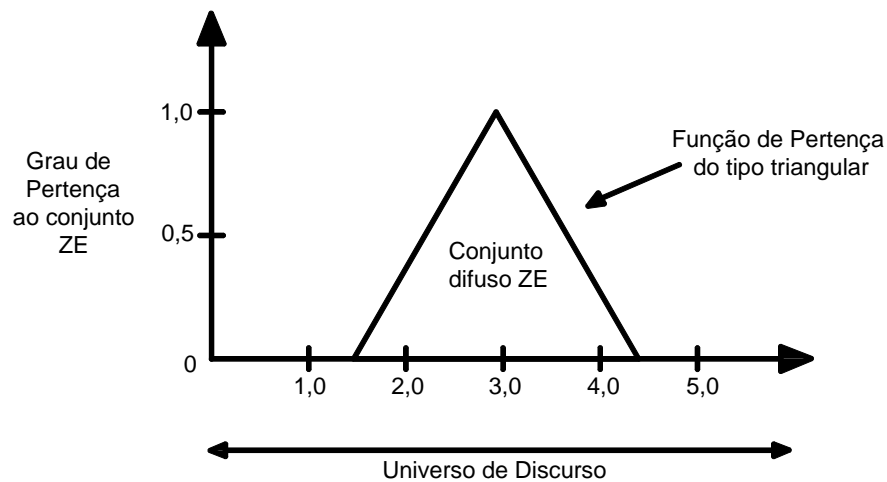


Figura 4.9. Exemplo de função de pertença (tipo triangular) e universo de discurso.

Implicação Lógica Difusa

A implicação lógica, também chamada de regras de inferência ou associações, consiste na formulação de uma conexão entre causa e efeito. Há dois tipos básicos de implicações difusa: **modo afirmativo** (ou “*modus ponens*”) e o **modo negativo** (ou “*modus tollens*”). Ambos operam de acordo com premissas ou condições, as quais geram uma determinada consequência, ou seja:

	Premissa 1:	$u = A$
Modo Positivo:	Premissa 2:	$se\ u = A\ então\ y = B$
	Consequência:	$y = B$

	Premissa 1:	$y = \text{não-}B$
Modo Negativo:	Premissa 2:	$\text{se } u = A \text{ então } y = B$
	Consequência:	$u = \text{não-}A$

Em um sistema de multi-entradas e multi-saídas os respectivos conjuntos difusos associados podem ser combinados dentro de uma regra utilizando-se o operador *min* ou *produto* que correspondem ao conectivo **E** de acordo com as regras de intersecção e de produto de conjuntos difusos (ver Anexo A), ou o operador *max* que corresponde ao conectivo **OU** de acordo com as regras da união de conjuntos difusos (ver Anexo A).

Em geral, os conjuntos difusos correspondentes às entradas (antecedentes) do controlador difuso são combinados a partir do operador *min* enquanto que os conjuntos difusos correspondentes às saídas (consequentes) são combinados a partir do operador *max*. Para uma melhor compreensão descreve-se a seguir um modelo simplificado de um controlador difuso utilizando a regra de inferência *max-min* do tipo Mamdani² [56].

Supondo um controlador *difuso* simples de 2 entradas e 1 saída, consistindo em apenas duas regras:

Regra 1: Se var₁ = PS E var₂ = ZE ENTÃO var_{saída} = NS

Regra 2: Se var₁ = ZE E var₂ = ZE ENTÃO var_{saída} = ZE

Conforme ilustra a Figura 4.10, as duas entradas do sistema de controlo são *var₁* e *var₂* apresentadas no eixo horizontal. Considerando a *Regra 1* e aplicando-se uma linha vertical tracejada construída sobre *var₁* até cruzar o conjunto difuso *PS* obtém-se um valor de pertença de aproximadamente 0,8. Aplicando-se o mesmo procedimento para *var₂* até cruzar o conjunto difuso *ZE* chega-se a aproximadamente 0,4. Tendo em conta o operador *min* que corresponde

² Mamdani, um dos pioneiros na utilização de lógica difusa em controlo de sistema, propôs um método de regras de inferências difusas e de desfuzzificação pelo que tem sido o mais utilizado.

ao conectivo E , obtém-se o menor valor entre ambos os graus de pertença projectando-se uma linha horizontal tracejada sobre o conjunto difuso consequente NS que, por sua vez, fica limitado em 0,4 formando assim o conjunto difuso NS' . Ou seja, o conjunto difuso NS' é a versão truncada (ou limitada) do conjunto difuso NS .

Semelhante procedimento é aplicado à *Regra 2* obtendo-se o valor de pertença de 0,2 para var_1 tendo-se o mesmo valor de pertença igual a 0,4 para var_2 . Assumindo-se o menor valor entre ambos os valores, o conjunto consequente ZE' é portanto truncado em 0,2.

Por sua vez os conjuntos consequentes NS' e ZE' são combinados usando o operador max . O operador max cria o contorno comum aos dois conjuntos difuso. O conjunto resultante é então convertido para um valor numérico através do processo de **Desfuzzificação**.

O método apropriado a ser seleccionado no processo de desfuzzificação, pode ser baseado no centróide ou nos valores máximos que ocorrem na função de pertença resultante. De entre os demais métodos utilizados destacam-se: *Centro da Área*, *Centro do Máximo*, e *Média do Máximo*. Ambos os métodos são sucintamente abordados no Anexo A.

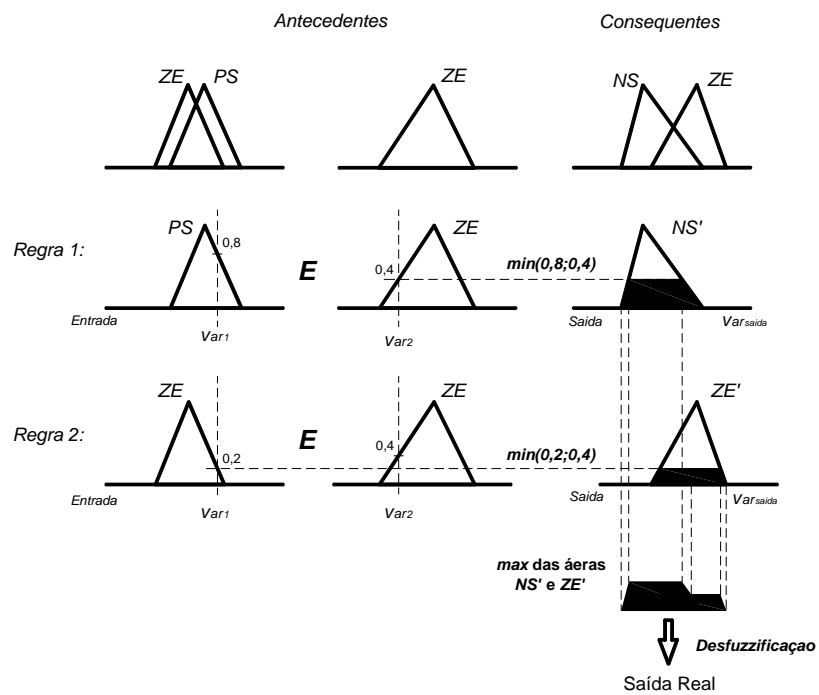


Figura 4.10. Agregação e Composição em um sistema de duas regras do tipo Mamdani [56].

Com base nos pressupostos acima apresentados, a estrutura de um controlador difuso baseado em regras do tipo Mamdani pode ser resumido de acordo com a Figura 4.11.

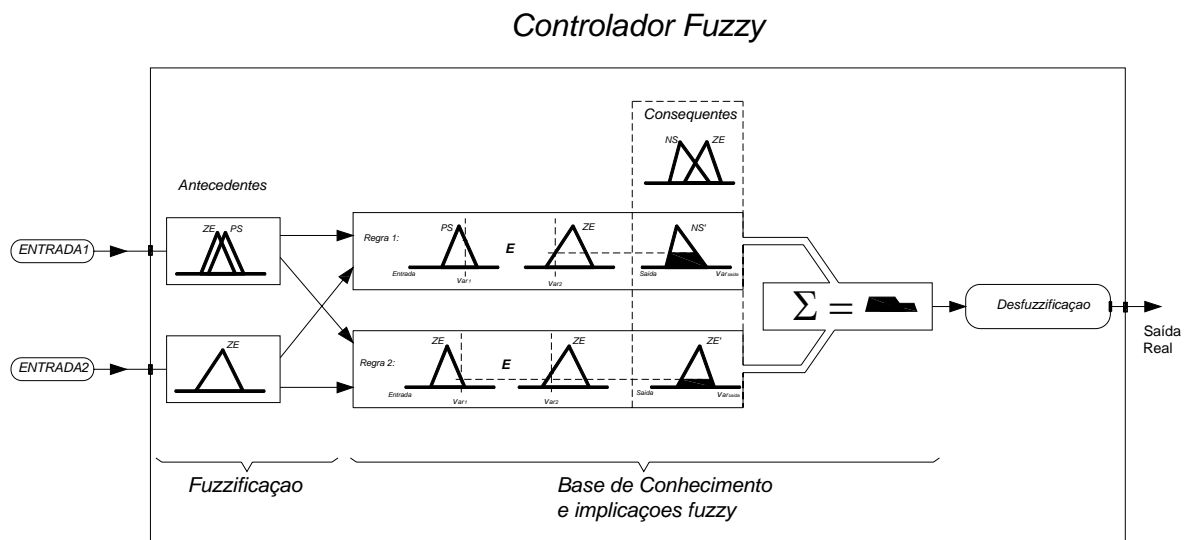


Figura 4.11. Estrutura simplificada de um controlador difuso baseado em regras do tipo Mamdani.

4.4.2. CONTROLADORES DIFUSOS DE VELOCIDADE ANGULAR E TENSÃO TERMINAL PARA O DFIWG.

Para o problema em apreço, recorreu-se ao desenvolvimento de dois controladores difusos baseados em regras para o controlo da velocidade angular (controlador difuso FCL-01) e da tensão terminal (controlador difuso FCL-02) do aerogerador de indução duplamente alimentado. A estrutura interna de ambos os controladores difusos é semelhante ao esquema ilustrado na Figura 4.11. Os diagramas de blocos de FCL-01 e FLC-02 estão descritos nas Figuras 4.12 e 4.13, respectivamente. Todas as entradas e saídas de ambos os controladores foram normalizadas de acordo com os valores bases definidos para o sistema eléctrico teste adoptado para o propósito de simulação, os quais, serão descritos em detalhe no Capítulo 6.

As variáveis de entrada em tempo real para o controlador FLC-01 consistem no erro de velocidade, $E\omega_r(t)$, e na variação do erro de velocidade, $\Delta E\omega_r(t)$, enquanto que o sinal de saída do controlador consiste na variação da tensão de eixo em quadratura a ser aplicado ao rotor,

$\Delta v_{qr}(t)$. No caso do controlador FLC-02 tem-se o erro de tensão, $EV_t(t)$, e a variação do erro de tensão, $\Delta EV_t(t)$ como variáveis de entrada e a variação da tensão de eixo directo, $\Delta v_{dr}(t)$ como o sinal de saída do controlador. Ambos os sinais de saída dos controladores difusos, $\Delta v_{qr}(t)$ e $\Delta v_{dr}(t)$, são somados com os sinais v_{qr} e v_{dr} , num instante de tempo anterior ($t-1$), respectivamente, para gerar os efectivos sinais de comando $v_{qr}(t)$ e $v_{dr}(t)$ a serem modulados pelo conversor electrónico ligado ao rotor do DFIWG.

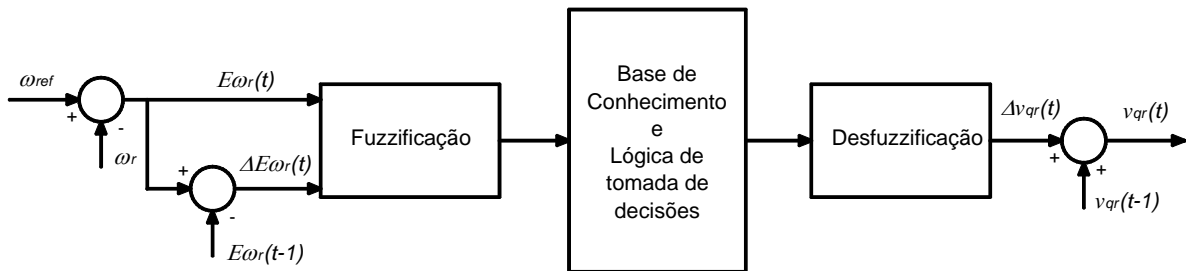


Figura 4.12. Diagrama de bloco do controlador difuso FCL-01.

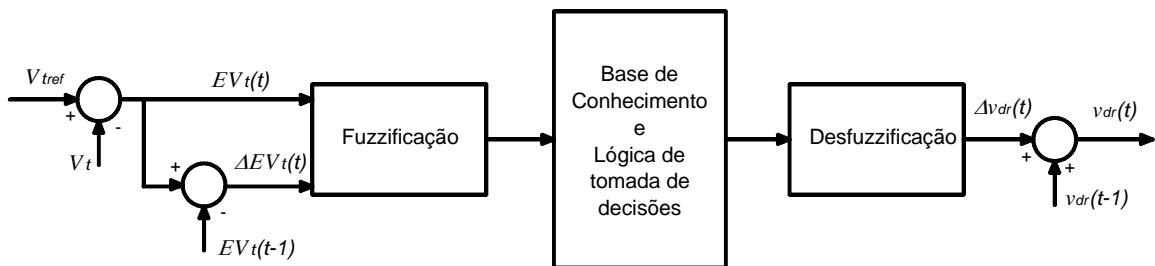


Figura 4.13. Diagrama de bloco do controlador difuso FLC-02.

O número e forma das funções de pertença que associam os valores reais de entrada com os graus de pertença difuso de ambos os controladores (para as entradas e saída) foram definidos *off-line* recorrendo-se a *Fuzzy toolbox* do Matlab[®]. O universo de discurso normalizado de cada variável de entrada e de saída foi estabelecido de acordo com o comportamento dessas variáveis, observadas durante o processo de simulação.

Com base nas referências [53] e [56] recorreu-se a 5 funções de pertença do tipo triangular para os conjuntos difusos correspondentes às entrada (antecedentes) e às saídas (consequentes) para ambos os controladores FCL-01 e FCL-02. Os conjuntos difusos foram definidos como: **NL**, negativo grande (“*Negative Large*”); **N**, negativo (“*Negative*”); **P**, positivo (“*Positive*”); **PL**, positivo grande (“*Positive Large*”); e **ZE**, Zero, respectivamente. Ambos os conjuntos e respectivos universo de discurso são apresentados na Figuras 4.14 e 4.15.

As implicações *difusas* do tipo Mamdani associadas a ambos os controladores são representadas por um conjunto de regras heurísticamente escolhidas, tendo como base algumas sugestões de autores em trabalhos como [51], [52], [57] e [58]. As regras difusas são apresentadas nas tabelas 4.1 e 4.2 para os controladores FLC-01 e FLC-02, respectivamente.

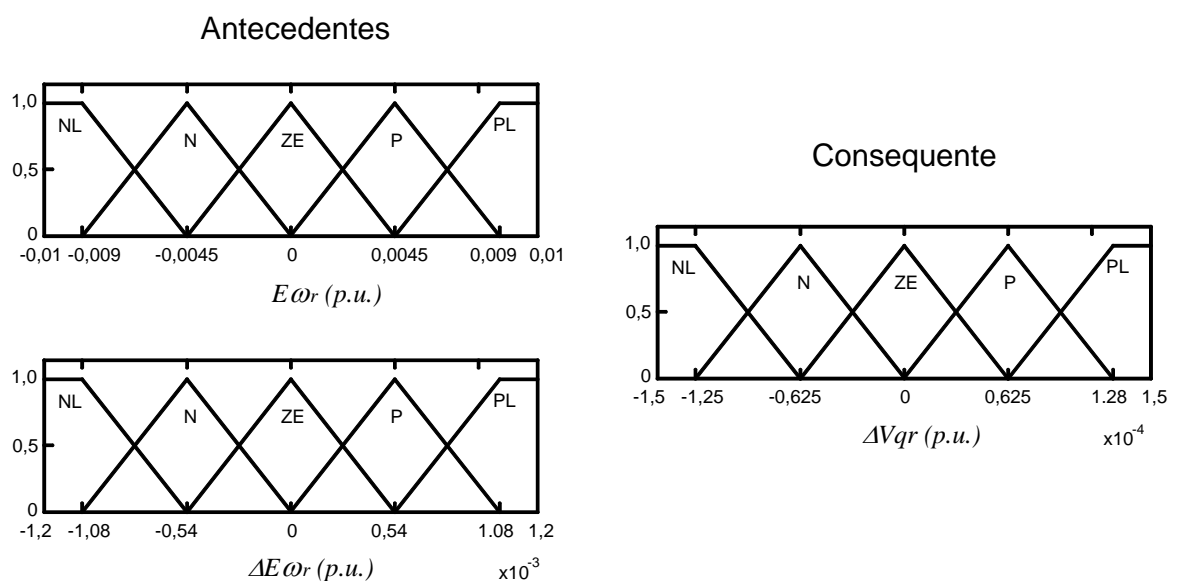


Figura 4.14. Conjuntos de funções triangulares de pertença para entradas e saída do controlador FCL-01.

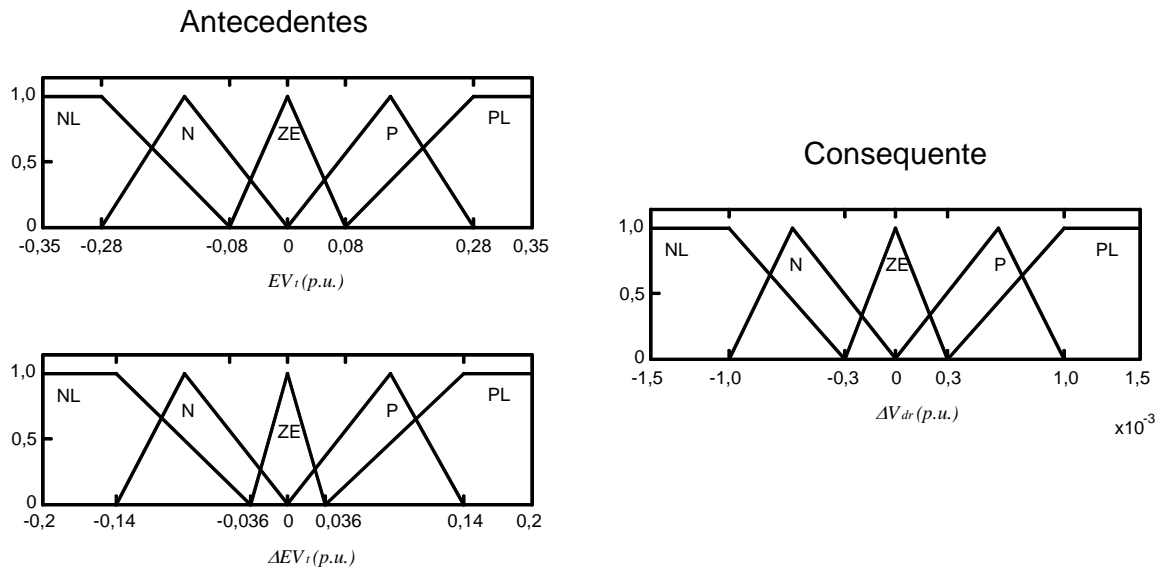


Figura 4.15. Conjuntos de funções triangulares de pertinência para entradas e saída do controlador FCL-02.

		$\Delta E \omega_r$				
		NL	N	ZE	P	PL
$E \omega_r$	NL	PL	PL	PL	P	ZE
	N	PL	PL	P	ZE	N
	ZE	P	P	ZE	N	N
	P	P	ZE	N	NL	NL
	PL	ZE	N	NL	NL	NL

Tabela 4.1. Regras difusas para o controladores FCL-01

		ΔEV_t				
		NL	N	ZE	P	PL
EV_t	NL	NL	NL	NL	N	ZE
	N	NL	NL	N	ZE	P
	ZE	N	N	ZE	P	P
	P	N	ZE	P	PL	PL
	PL	ZE	P	PL	PL	PL

Tabela 4.2. Regras difusas para o controladores FCL-02

Na composição das regras que combinam os conjuntos *difusos* de entrada (antecedentes) foi utilizado o operador *min* (conectivo *E*), enquanto que para os conjuntos truncados (consequentes) utilizou-se o operador *max* (conectivo *OU*). No entanto, para o processo de desfuzzificação adoptou-se o método baseado no centróide. A funcionalidade de ambos os controladores difusos FCL-01 e FCL-02 é semelhante ao exemplo descrito na Figura 4.10.

As funções de pertença das variáveis difusas e as matrizes de regras foram exaustivamente sintonizadas por simulações até se obter o desempenho transitório desejado para o aerogerador. No capítulo 6 serão apresentados pormenorizadamente os resultados qualitativos e quantitativos acerca do comportamento dinâmico do aerogerador DFIWG quando controlado por: a) controladores difusos; e b) controladores PI convencionais. Para este efeito recorreu-se a um pequeno sistema eléctrico desenvolvido para o propósito de simulações, sobre o qual, foram aplicadas diferentes perturbações com o objectivo de se avaliar o desempenho da metodologia desenvolvida neste capítulo.

4.5 CONCLUSÕES

A capacidade de sobrevivência a afundamentos de tensão imposta aos parques eólicos pelos actuais procedimentos de redes tem originado uma busca constante de novas alternativas de controlo, de forma a tornar cada vez mais robusta a resposta dinâmica do aerogerador quanto a eventuais curtos-circuitos que possam ocorrer na rede eléctrica.

Apesar da pouca informação que os fabricantes de aerogeradores tem vindo a disponibilizar acerca das filosofias de controlo adoptadas em seus geradores eólicos concernente a CSAT, alguns trabalhos recentemente apresentados na literatura da especialidade tem vindo a dar contribuições importantes para resolver este problema, recorrendo a filosofias de controlo que exploram dispositivos como os compensadores estáticos, bem como os próprios conversores electrónicos de aerogeradores com interface electrónica.

Tendo em conta este cenário, foi desenvolvida e apresentada neste capítulo uma inovadora metodologia de controlo, baseada em lógica difusa, utilizada para controlar a tensão terminal e a velocidade angular de um aerogerador de indução duplamente alimentado. Nos tópicos

referentes a esse assunto, foram tratados gradualmente e sucintamente os conceitos mais relevantes e necessários para a implementação de ambos os controladores difusos com o compromisso de facilitar o entendimento da modelização do sistema de controlo pretendido. Os resultados e discussões serão apresentados no Capítulo 6 dessa dissertação.

Capítulo 5

PARTICIPAÇÃO DE GERADORES EÓLICOS DE INDUÇÃO DUPLAMENTE ALIMENTADOS NO FORNECIMENTO DE SERVIÇOS DE SISTEMAS

5.1 INTRODUÇÃO

De um modo geral, os geradores eólicos são, de entre os sistemas de conversão de energia que exploram energias renováveis, dos mais competitivos, uma vez que, de entre estes sistemas são dos que apresentam custos de investimento por unidade de potência mais baixos com flexibilidade de exploração acrescida.

No entanto, dado que a produção de electricidade a partir da energia eólica provém de uma fonte de energia caracterizada por intermitência e sazonalidade — o vento — a presença de um grande volume de tal geração nas redes eléctricas pode influenciar significativamente o comportamento do sistema eléctrico face à variação dessa geração. Este facto tem implicações directas com a gestão e o controlo de reservas primária e secundária, envolvendo tanto as centrais geradoras convencionais como as próprias centrais eólicas.

Esta situação tem vindo a exigir actualmente dos parques eólicos capacidades de controlo sobre as suas produções como forma de assegurar a operação do sistema dentro de limites de segurança desejados. Com efeito, pretende-se que estas unidades de produção tendam a apoiar a gestão do sistema eléctrico de energia, fornecendo serviços de sistema envolvendo controlo de potência reactiva e de tensão, controlo primário de frequência e capacidade de despachabilidade em caso de ser necessário limitar temporariamente os níveis de produção eólica durante situações emergenciais.

A limitação da produção dos parques eólicos, por sua vez, conduz obrigatoriamente ao desenvolvimento de ferramentas capazes de assegurar um despacho adequado da produção eólica tendo em conta as disponibilidades do recurso primário e eventuais restrições de rede. Tal facto aponta para a adopção de uma arquitectura de gestão e controlo onde se explore um conceito semelhante ao de uma central virtual. Conceptualmente, a arquitectura de um sistema de gestão e controlo de *clusters* de parques eólicos corresponderia ao esquema ilustrado na Figura 5.1 [59], onde o Centro de Despacho de Produção Eólica (CDPE) assume um papel crucial.

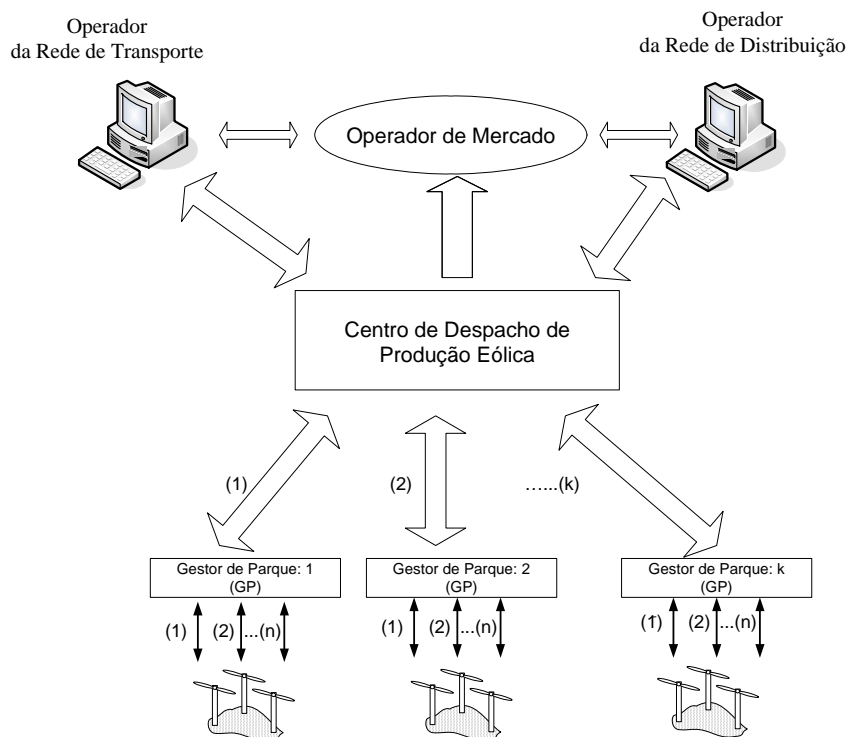


Figura 5.1. Caracterização de uma central virtual para a gestão e despacho de *clusters* de parques eólicos [59].

Atendendo ao interesse crescente pela adopção de procedimentos de operação envolvendo a gestão de serviços de sistemas a adoptar pelos sistemas eólicos, são discutidas e propostas neste capítulo formas de controlo que permitam explorar a capacidade dos aerogeradores eólicos, nomeadamente os DFIWGs, em participarem tanto na regulação primária de

frequência como num processo otimizado de despacho de produção, denominado neste trabalho de regulação secundária.

5.2 PRODUÇÃO OPTIMIZADA DE AEROGERADORES DFIWG

Em princípio, para participar na regulação de frequência do sistema ou ter a sua produção limitada por uma centro de supervisão e controlo, o aerogerador DFIWG deve apresentar necessariamente alguma capacidade de controlo sobre a sua produção.

Uma das grandes vantagens dos aerogeradores controlados por electrónica de potência, como o DFIWG, consiste na capacidade de operarem numa larga banda de velocidade rotacional. Esta característica de operação possibilita extrair máxima energia do vento utilizando adequadas estratégias de controlo. Por esta razão, é comum serem projectadas malhas de controlo específicas com o intuito de assegurarem uma produção otimizada do aerogerador DFIWG, conforme se descreveu pormenorizadamente no capítulo 2.

Para que o DFIWG possa operar com máxima potência activa para uma dada velocidade de vento, torna-se necessário atempadamente definir-se o perfil da curva de extração de máxima potência a adoptar na malha de controlo de potência activa, aplicada ao conversor electrónico ligado ao rotor do aerogerador.

Com base na formulação matemática associada à turbina eólica envolvendo a curva característica de operação ($C_p - \lambda$) descrita em detalhe no capítulo 3, a potência mecânica óptima, P_{opt} , de uma turbina eólica para uma dada velocidade de vento pode ser expressa pela seguinte equação:

$$P_{opt} = \frac{1}{2} C_{p_{opt}} (\lambda_{opt}, \beta_{opt}) A V_w^3 \quad (5.1)$$

Onde $C_{p_{opt}}$ e λ_{opt} correspondem ao coeficiente óptimo de potência da turbina eólica e a taxa de velocidade de extremidade (*tip speed ratio*) óptima para uma dada velocidade de vento,

respectivamente; β_{opt} é o ângulo de *pitch* pré-definido associado a $C_{p_{opt}}$ e λ_{opt} ; A é a área varrida pelas pás da turbina eólica; e V_w corresponde a velocidade de vento.

Para propósitos de controlo, a equação (5.1) é usualmente expressa como função da velocidade rotacional referida ao gerador eléctrico de acordo com a expressão:

$$P_{opt} = k_t k_{opt} \omega_r^3 \quad (\text{W}) \quad (5.2)$$

Onde

$$k_t = \left(\frac{2}{pG} \right)^3 \quad (5.3)$$

$$k_{opt} = \left(\frac{1}{2} \right) \rho \frac{C_{p_{opt}}}{\lambda_{opt}^3} \pi R^5 \quad (5.4)$$

Sendo ρ a densidade do ar; p é o número de pólos do gerador eléctrico; G é a relação de transformação da caixa de velocidade; e R o raio correspondente à área circular varrida pelas pás da turbina. No caso de um aerogerador síncrono de íman permanente, o parâmetro G é desprezado em k_t por não se adoptar caixa de transformação de velocidade.

A partir da equação (5.2), a curva de máxima extracção de potência a adoptar para o controlo do aerogerador pode ser estabelecida para um dado k_{opt} associado a um determinado ângulo de *pitch* pré-defindo, β_{opt} . Tendo em conta a curva característica $(C_p - \lambda)$ adoptada neste trabalho e descrita no capítulo 3, e utilizando-se como ferramenta de optimização um algoritmo genético, foi possível determinar os $C_{p_{opt}}$ e λ_{opt} associados a um dado β_{opt} obtendo-se, por conseguinte a relação¹ ilustrada na Figura 5.2 entre k_{opt} e β_{opt} .

¹ Para a obtenção dessa relação assumiu-se a densidade do ar $\rho = 1,225 \text{ kgm}^{-3}$ e o raio igual a 22 metros que usualmente corresponde ao de uma turbina eólica de 660 kW.

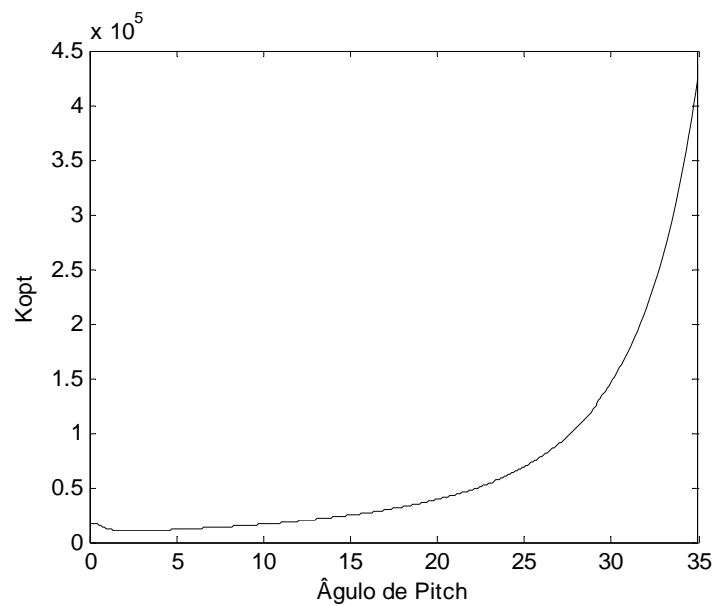


Figura 5.2. Valores correspondentes de k_{opt} para um dado valor de ângulo de *pitch* pré-definido.

Para o projecto de uma curva óptima de potência a ser adoptada na malha de controlo de potência activa do aerogerador, o ângulo de *pitch* pré-definido deve ser estabelecido tendo em conta as características do perfil de vento do local de instalação do parque eólico e as restrições de projecto que salvaguardem a integridade física do aerogerador.

Com base na Figura 5.2, verificou-se através de simulação computacional que para velocidades de vento relativamente baixas (< 10 m/s), a curva óptima de potência a ser projectada deve adoptar valores de β_{opt} relativamente pequenos. Por outro lado, para velocidades de vento relativamente elevadas (> 10 m/s), a adopção de ângulo maiores vem a ser a melhor opção. Isto pode ser verificado na Figura 5.3, onde são apresentadas diferentes curvas óptimas de potência definidas para um aerogerador DFIWG² de 660 kW tendo em conta diferentes ângulos do *pitch* pré-definidos.

² Para os gráficos da Figura 5.3 assumiu-se um gerador eléctrico de 4 pólos sendo a densidade do ar ρ igual a $1,225 \text{ kgm}^{-3}$, a relação de transformação de velocidade igual a 1:60, o raio da turbina eólica igual a 22 m e número de pás igual a 3.

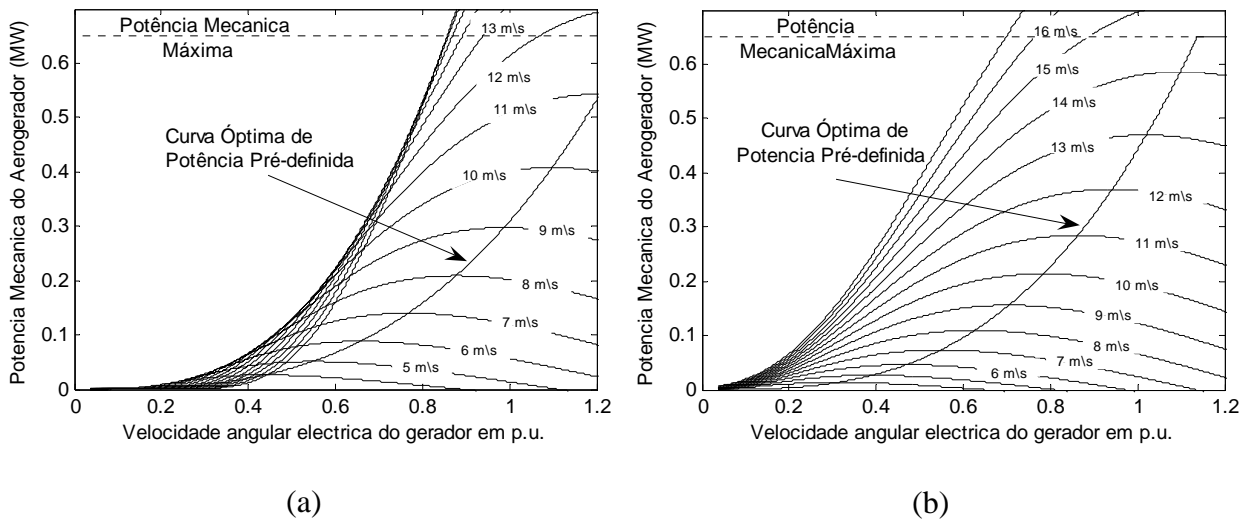


Figura 5.3. Curvas óptimas definidas para um aerogerador DFIWG de 660 kW: (a) Com um ângulo de *pitch* pré-definido igual a 0°; (b) Com um ângulo de *pitch* pré-definido de 15°.

É importante ressaltar que o ajuste da relação de transformação da caixa de velocidades, G , pode ser também explorado no projecto da curva óptima de potência, conforme se constata na equação (5.2) a partir de k_t . Todavia, dependendo do tipo de aerogerador esse parâmetro pode existir ou não. No caso do aerogerador DFWIG onde é utilizada caixa de velocidade, a taxa de relação G usualmente é fixada e definida pelo fabricante. Com isso, a definição da curva óptima de potência estaria praticamente associada à definição de um determinado ângulo de *pitch* pré-definido.

A partir do contexto anteriormente apresentado, são descritas na Figura 5.4 as respectivas malhas de controlo de potências activa e reactiva desenvolvidas no âmbito desta dissertação para o controlo da produção do aerogerador DFIWG, tendo em conta a metodologia de controlo descrita no capítulo 3.

Na Figura 5.4, o conversor ligado ao rotor do DFIWG (conversor C_1 – ver Figura 3.6 do capítulo 3) controla ambas as potências activa e reactiva de saída do aerogerador através das componentes v_{qr} e v_{dr} , respectivamente, que são obtidas a partir de dois conjuntos separados de controladores PI. Estes por sua vez apresentam-se estruturados em cascata cujos blocos

externos de controlo são usados para regular as correntes de referência do rotor, i_{qref} e i_{dref} , enquanto que os blocos internos regulam as componentes v_{qr} e v_{dr} , respectivamente.

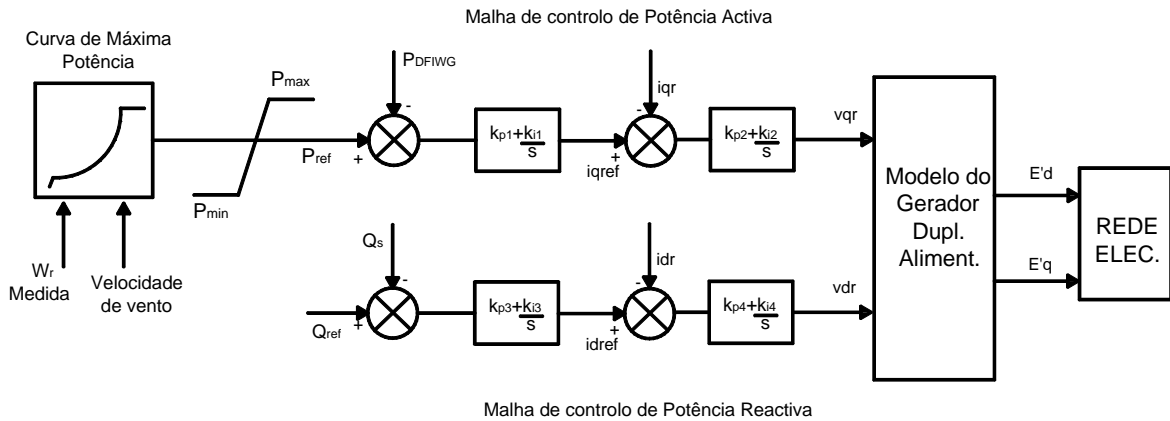


Figura 5.4. Esquema geral das malhas de controlo do conversor ligado ao rotor do DFIWG.

De referir na Figura 5.4, que P_{ref} corresponde a potência activa de entrada de referência para a malha de controlo de potência activa do aerogerador, obtida a partir da curva de potência óptima pré-definida; P_{DFIWG} é a potência total ($P_{estator} + P_{rotor}$) de saída da máquina; Q_{ref} é a potência reactiva de entrada de referência para a malha de controlo de potência reactiva; Q_s corresponde a potência reactiva do estator.

É importante comentar que apesar de não ser referido no esquema da Figura 5.4, o conversor ligado à rede é controlado para manter constante a tensão do barramento CC tendo em conta o equilíbrio de potência activa entre o rotor e a rede eléctrica, conforme se descreveu em pormenor no capítulo 3.

Para completar a abordagem de controlo, uma estratégia de controlo de *pitch* foi também incluída, dominando o controlo de potência activa para elevadas velocidades de vento. Ou seja, quando a velocidade de vento estiver abaixo do valor limite de velocidade de vento que tende a produzir a potência mecânica máxima permitida para a turbina eólica, a potência activa de referência P_{ref} de entrada para a malha de controlo de potência activa do aerogerador segue a equação (5.2). O ângulo de *pitch*, β , neste caso, é estabelecido em seu valor pré-definido

associado à curva óptima de potência. Por outro lado, para velocidades de vento acima do valor limite de velocidade de vento, a potência de entrada de referência para a malha de controlo de potência activa é igual à potência máxima pré-estabelecida e o ângulo de *pitch* é regulado de forma a limitar a energia do vento extraída a partir da turbina eólica. Neste caso, o controlo de *pitch* dominará e controlará a velocidade rotacional do rotor (referida ao gerador eléctrico) até que a velocidade de vento máxima permitida para o aerogerador seja alcançada. A malha de controlo para o controlo de *pitch* é assim, definida de acordo com o esquema da Figura 5.5.

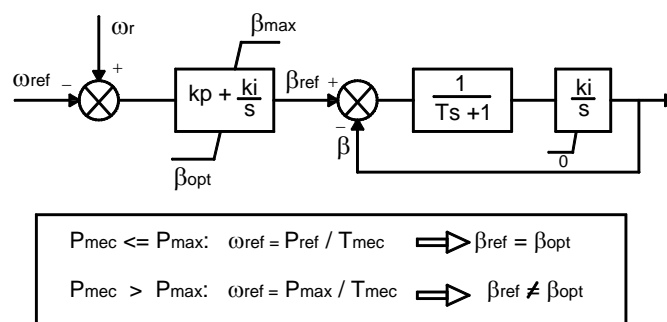


Figura 5.5. Algoritmo de controlo adoptado para o controlo de *pitch* no controlo de potência do DFIWG.

De referir na Figura 5.5, que ω_{ref} trata-se da velocidade angular de referência de entrada para a malha de controlo de *pitch* definida de acordo com o valor da potência mecânica (P_{mec}) que é produzida pela turbina eólica para uma dada velocidade de vento; ω_r é a velocidade angular do rotor referida ao gerador eléctrico; P_{max} corresponde ao valor máximo da potência mecânica definido a partir da curva de potência óptima adoptada na malha de controlo de potência activa do aerogerador; T_{mec} é o binário mecânico; β_{opt} corresponde ao ângulo de *pitch* associado à curva de potência óptima pré-definida; e β_{max} é o valor máximo que o ângulo de *pitch* pode assumir (usualmente igual a 90°).

A estruturação do controlo de potência apresentado anteriormente possibilita explorar a capacidade do aerogerador DFIWG em participar na regulação de frequência do sistema. Este facto pode ser concretizado com a implementação de uma malha de controlo adicional à malha de controlo de potência activa do DFIWG, conforme se abordará a seguir.

5.3 CONTROLO DE INÉRCIA EM AEROGERADORES DFIWG

A frequência da rede eléctrica é basicamente estabelecida por unidades síncronas convencionais dotadas de controlo primário de frequência (tradicional regulador de velocidade). O objectivo do controlo de frequência é manter a operação síncrona dos geradores síncronos no sistema como forma de salvaguardar o balanço de potência na rede eléctrica (potência gerada e potência consumida).

Correspondentemente, as inércias dos geradores síncronos que participam na regulação de frequência têm um papel fundamental na garantia da estabilidade do sistema eléctrico na sequência de uma perturbação transitória. O aparecimento súbito de um desequilíbrio entre a potência activa total suprida pelos geradores síncronos do sistema eléctrico e a potência activa total consumida pelas cargas, ocasiona mudanças nas velocidades rotacionais das unidades síncronas provocando uma alteração na frequência da rede. Isto pode ser melhor observado da equação de movimento descrita a seguir:

$$2H_T \omega_{rede} \frac{d\omega_{rede}}{dt} = P_{gen} - P_{carga} \quad (5.5)$$

Onde H_T é a constante de inércia total do sistema eléctrico que corresponde à soma de todas as constantes de inércia individuais associadas a cada gerador síncrono, respectivamente; ω_{rede} é a velocidade angular do centro de inércia do sistema que dividida por 2π conduz à frequência da rede; P_{gen} é a potência activa total fornecida por todos os geradores síncronos ao sistema; e P_{carga} corresponde a potência activa total consumida pelas cargas presente no sistema.

Observando-se a equação (5.5), nota-se que quanto mais massa rotacional (maior constante inércia) tiverem os geradores síncronos que participam na regulação de frequência menor será a mudança nas velocidades rotacionais dos mesmos durante desequilíbrios de potência e por conseguinte na frequência do sistema. A quantidade relativamente grande de massa girante presente no sistema tende a manter o mesmo estável durante perturbações na rede eléctrica.

Com um nível previsível cada vez maior de penetração de produção eólica nas redes eléctricas, nomeadamente de aerogeradores de velocidade variável, como os DFIWG e os aerogeradores síncronos de ímãs permanentes (DDPMSG), a estabilidade do sistema tende a diminuir devido a diminuição do volume de inércia que é “vista” pela rede. Isto porque o aumento da geração eólica tende a substituir as unidades síncronas convencionais, sendo que estes aerogeradores apresentam formas de controlo que praticamente desacoplam as grandezas mecânicas e eléctricas impedindo o rotor da turbina eólica de responder a variações de frequência do sistema. Tal facto pode ter consequências negativas para o sistema, especialmente em períodos de baixa carga ou em sistema de pequeno porte onde a rede é relativamente fraca. Assim, quanto menor for a inércia global do sistema de potência maior e mais rápida será a variação dos níveis de frequência na rede após súbitos desequilíbrios de geração e ou carga.

Com relação a este facto, alguns trabalhos recentes têm vindo a discutir a importância de adicionar um controlo de inércia nos aerogeradores. Em [60], por exemplo, é proposto uma malha de controlo suplementar adicionada à malha de controlo de binário electromagnético do gerador eólico, sendo possível o gerador eólico fornecer energia cinética aquando de variações de frequência na rede eléctrica. Nesta metodologia, a quantidade de potência activa adicional fornecida pelo gerador eólico à rede durante uma queda de frequência é proporcional a derivada desta. Para uma melhor compreensão, um esquema sobre a técnica é ilustrado na Figura 5.6.

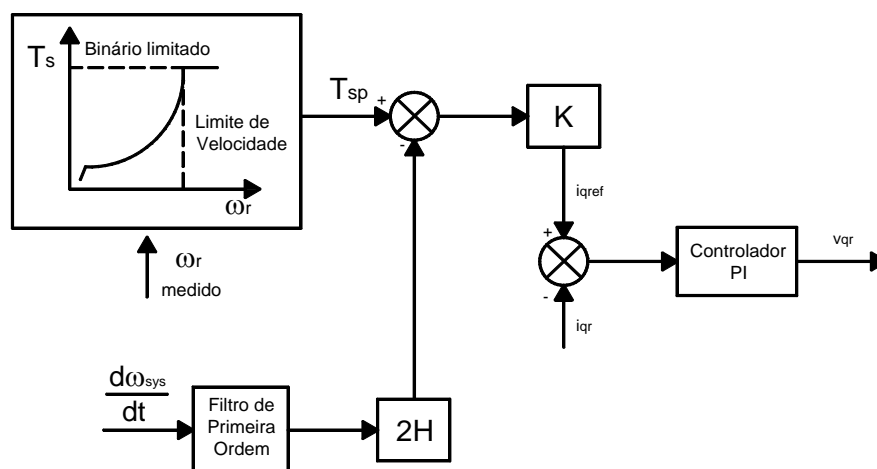


Figura 5.6. Malha de Controlo suplementar para resposta a variações de frequência [60].

A malha adicional de controlo de inércia tem por objectivo explorar a energia cinética armazenada nas massas girantes do aerogerador associada, por exemplo, às pás, à caixa de velocidade e ao próprio rotor do gerador eléctrico. Dessa forma, mesmo que se admita uma velocidade de vento constante, o gerador eólico será capaz de fornecer potência adicional ao sistema de forma semelhante às unidades síncronas convencionais durante uma queda de frequência na rede. No entanto, o facto de ser utilizado como sinal de entrada para o controlo de inércia a derivada da frequência do sistema ($d\omega_{rede}/dt$), os “ruídos” que podem estar associados ao sinal de frequência medido podem causar grandes variações no acréscimo de binário (ΔT_{sp}) que se soma ao binário proveniente da curva de binário óptimo, como ilustrado na Figura 5.6. Com o intuito de minimizar essas variações que podem causar um impacto significativo no sistema de eixos mecânicos da turbina eólica, os autores propuseram a utilização de um filtro de primeira ordem após o sinal $d\omega_{rede}/dt$, conforme se ilustra na Figura 5.6. O atraso temporal proporcionado pelo filtro ajuda não apenas a reduzir as bruscas variações do sinal $d\omega_{rede}/dt$ como também diminui a magnitude do pico deste.

Ao invés de se utilizar um controlo de inércia que utiliza directamente a derivada da frequência da rede como sinal de entrada, o autor dessa dissertação desenvolveu uma abordagem em que se sugere a utilização de um controlo de inércia semelhante ao controlo primário de frequência que é utilizado pelos geradores síncronos convencionais [46]. A filosofia de controlo adoptada é implementada através de um controlador proporcional em que o acréscimo de potência (ΔP_1) a ser adicionado à malha de controlo de potência activa, descrita de forma sintética na Figura 5.4, é obtido a partir do desvio absoluto de frequência com relação ao seu valor nominal, ou seja:

$$P_{ref} = P_{opt} - \frac{1}{R} \underbrace{(\omega_{rede} - \omega_{rede_nominal})}_{\text{Incremento } \Delta P_1} \quad (5.6)$$

Neste caso, o parâmetro R tem alguma semelhança com o estatismo das malhas de controlo de frequência das máquinas síncronas, sendo usado para produzir uma alteração na potência activa injectada pelo aerogerador DFIWG quando ocorre uma variação na frequência do sistema. Como se verifica na equação (5.6), quando a frequência do sistema sofre uma redução

o incremento de potência ΔP_1 se torna negativo e ao ser subtraído com o sinal de potência P_{opt} , proveniente da curva de máxima extracção de potência, produz um aumento no sinal de potência P_{ref} utilizado como entrada na malha de controlo de potência activa, como se ilustra na Figura 5.7.

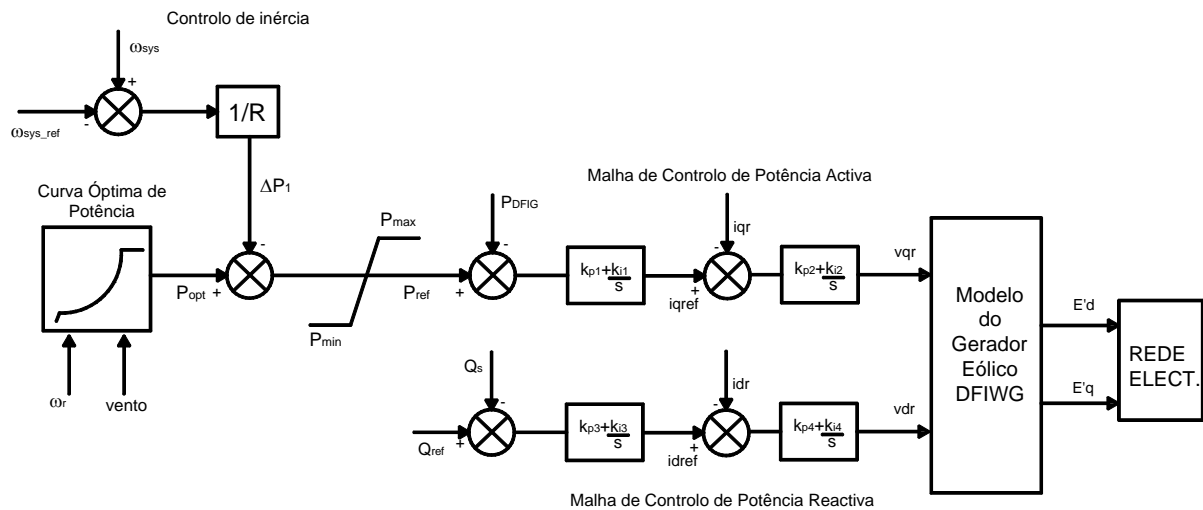


Figura 5.7. Esquema simplificado das malhas de controlo de potências activa e reactiva aplicadas ao rotor do DFIWG com o controlo de inércia.

Uma das vantagens desse tipo de controlo é que o valor de R pode ser ajustado como forma de melhor explorar a resposta do aerogerador durante variações de frequência do sistema eléctrico. Porém é importante ressaltar que o ajuste de R não pode ser tão exigente a ponto de ocasionar fadigas adicionais no sistema de eixos mecânicos do gerador eólico.

A solução descrita no esquema da Figura 5.7 apresenta, contudo, uma particularidade que impossibilita o aerogerador de participar do equilíbrio global de geração e consumo do sistema eléctrico (como as unidades síncronas convencionais) após variações de carga ou perda de geração. Isto deve-se a ausência de uma margem de reserva de potência associada à curva de potência óptima adoptada na malha de controlo de potência activa. Especificamente neste caso, a eficácia do controlo de inércia está salvaguardada a partir do momento em que as unidades síncronas convencionais apresentem capacidade de corrigir o erro de frequência do sistema, como acontece devido a actuação das malhas de controlo integral dos reguladores de

velocidade ou do AGC centralizado [61]. Com isso, o acréscimo de potência ΔP_1 proveniente da malha de controlo primário adicional se anularia quando o erro de frequência no sistema fosse nulo. Esta forma de controlo é portanto eficaz durante desequilíbrios de geração ou carga onde se pode aproveitar temporariamente a energia cinética do aerogerador para melhoria da robustez do sistema eléctrico.

Daqui resulta que a participação dos aerogeradores DFIWG no controlo primário de frequência envolvendo a participação destes no balanço global de geração e consumo do sistema eléctrico, exige a adopção de curvas óptimas de potência com margem de reserva ou que se explore especificamente, o controlo do ângulo das pás da turbina como é sugerido em [62]. No entanto, os autores alegam nesta comunicação para a necessidade de se implementar técnicas de controlo mais sofisticadas, nomeadamente para o controlo da velocidade angular rotacional do aerogerador, por forma a melhorar o comportamento dinâmico desta grandeza aquando da transição de operação do aerogerador da região em que a potência mecânica máxima é limitada para a região cúbica de máxima extracção de potência.

Tendo em conta este facto, foi desenvolvida no âmbito desta dissertação uma filosofia de controlo, suportada numa formulação matemática, para a implementação de curvas óptimas de potência com reserva a utilizar na malha de controlo de potência activa do DFIWG, sendo apresentada em [63].

5.3.1. CURVA ÓPTIMA DE POTÊNCIA ACTIVA COM MARGEM DE RESERVA DE POTÊNCIA

Com o intuito de se avaliar o desempenho da filosofia de controlo desenvolvida envolvendo a curva óptima de potência com margem de reserva (“*de-loaded optimum power curve*” na literatura anglo-saxónica), admitiu-se a sua aplicação em aerogeradores DFIWG de 660 kW, conforme se ilustra na Figura 5.8.

Neste trabalho de dissertação a margem de reserva (“*de-loading*”, na literatura anglo-saxónica) a ser adoptada para a curva óptima de potência foi de 20%. Isto corresponde a uma reserva de potência de 20% que o aerogerador dispõe caso seja solicitado a participar do balanço de potência do sistema eléctrico. Neste caso, a potência de referência P_{ref} para a malha

de controlo de potência activa do DFIWG (ver Figura 5.8) deve estar situada entre ambas as curvas de potência máxima e mínima para uma dada velocidade de vento.

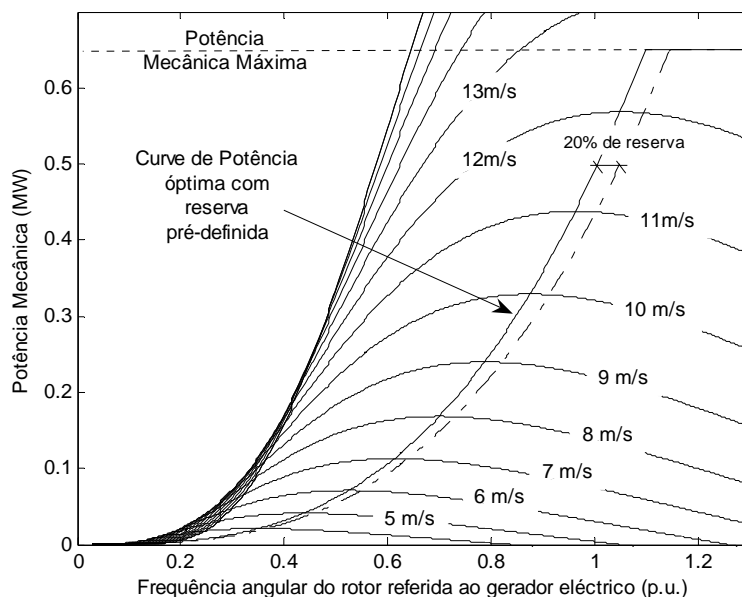


Figura 5.8. Curva óptima de potência com capacidade de reserva primária.

Observando-se a Figura 5.8, verifica-se que pode ser usada uma equação linear para descrever as mudanças de velocidade e potência para uma determinada velocidade de vento ao longo da margem de 20% de reserva. Isto encontra-se descrito na Figura 5.9.

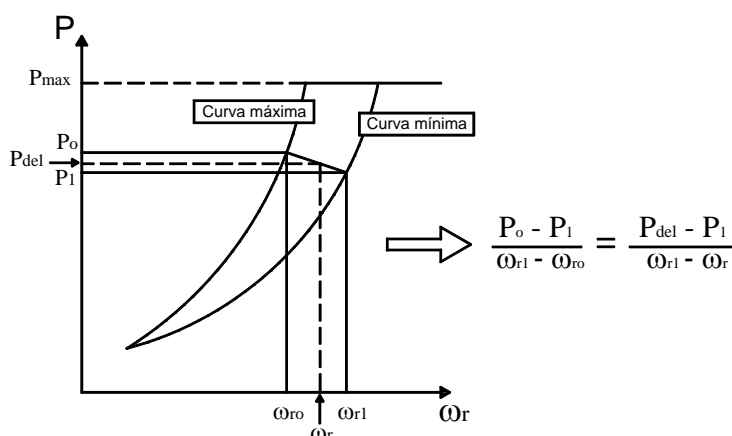


Figura 5.9. Diagrama esquemático da curva de potência óptima com reserva.

Observando-se a Figura 5.9, é fácil concluir que a potência óptima pode ser definida como:

$$P_{opt} = P_{del} = P_1 + \frac{P_o - P_1}{\omega_{r1} - \omega_{ro}} (\omega_{r1} - \omega_r) \quad (5.7)$$

Onde P_o e P_1 são as potências máxima e mínima da gama de reserva para uma dada velocidade de vento, respectivamente, sendo ω_{ro} e ω_{r1} as velocidades mínima e máxima do rotor (referida ao gerador). Todavia a relação entre P_o e P_1 é definida como:

$$P_1 = k_{del} P_o \quad (5.8)$$

Onde,

$$k_{del} = \left(1 - \frac{\% \text{ reserva}}{100} \right) \quad (5.9)$$

$$P_1 = k_{op1} \omega_{r1}^3 \quad (5.10)$$

$$P_o = k_{opo} \omega_{ro}^3 \quad (5.11)$$

Sendo k_{opo} e k_{op1} as constantes óptimas adoptadas para as curvas máxima e mínima, respectivamente, definidas como descrito em (5.4).

A partir de (5.9), (5.10) e (5.11) as velocidades máxima e mínima do rotor para uma dada velocidade de vento podem ser relacionadas por:

$$\omega_{r1} = \left(\frac{k_{del} k_{opo}}{k_{op1}} \right)^{1/3} \omega_{ro} \quad (5.12)$$

Assim, a equação (5.7) pode ser reescrita como:

$$P_{del} = \left\{ \frac{\left(\omega_r - \omega_{ro} \right) k_{del} + \left[\left(\frac{k_{del} k_{opo}}{k_{op1}} \right)^{1/3} \omega_{ro} - \omega_{r1} \right]}{\left[\left(\frac{k_{del} k_{opo}}{k_{op1}} \right)^{1/3} - 1 \right] \omega_{ro}} \right\} P_o \quad (5.13)$$

Na equação (5.13), P_{del} torna-se basicamente dependente da velocidade do rotor ω_r , assumindo-se que P_o e ω_{ro} , associadas à curva óptima de potência, são previamente conhecidas para uma dada velocidade de vento.

Na modelagem apresentada para a curva óptima de potência com margem de reserva, o controlo de potência activa desenvolvido possibilita que o aerogerador se comporte de forma similar à de um gerador síncrono convencional com controlo primário de frequência. Voltando à Figura 5.9, pode-se verificar que numa situação onde houvesse uma queda de frequência no sistema ocasionada, por exemplo, por uma perda de geração ou a um aumento de carga, o binário eléctrico do aerogerador aumentaria subitamente devido ao aumento de corrente requerido pelo novo cenário de operação do sistema eléctrico. Com isso, a velocidade do rotor do aerogerador diminuiria o que implicaria aumentar P_{del} , a ser imposto à malha de controlo de potência activa do DFIWG. O contrário se verifica para um cenário em que a frequência do sistema aumentasse devido a uma perda de carga, pelo que a velocidade rotacional do DFIWG aumentaria em simultâneo, conduzindo proporcionalmente a uma diminuição de P_{del} .

No entanto, para salvaguardar a robustez do controlo proposto, o controlo de *pitch* deve actuar simultaneamente com os conversores seguindo uma estratégia semelhante à que foi discutida anteriormente na secção 5.2.

5.3.2. ESTRATÉGIA DA CONTROLO DE *PITCH* ADOPTADA PARA A CURVA ÓPTIMA COM RESERVA DE POTÊNCIA

O projecto de uma curva óptima de potência com capacidade de reserva requer atempadamente a definição de dois ângulos de *pitch* pré-definidos associados a ambas as

curvas óptimas máxima ($\beta_{opt_curva}^{max}$) e mínima ($\beta_{opt_curva}^{min}$), respectivamente. No entanto, para que exista um equilíbrio perfeito entre a potência mecânica produzida pela turbina eólica e a potência eléctrica imposta pelo controlo de potência activa ao aerogerador DFIWG (P_{del} que é definida entre ambas as curvas óptimas de potência máxima e mínima), o controlo de *pitch* deve variar o ângulo das pás adequadamente, tal que o valor mínimo que este ângulo deve assumir no controlo corresponda ao ângulo de *pitch* pré-definido da curva óptima de potência máxima ($\beta \geq \beta_{opt_curva}^{max}$). Isto descreve-se melhor na Figura 5.10.

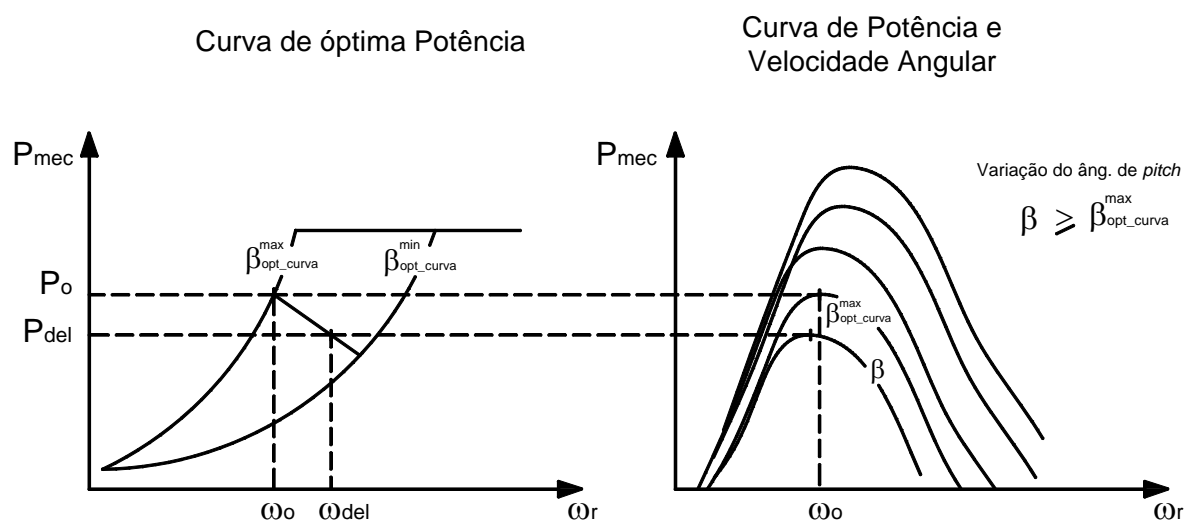


Figura 5.10. Variação do ângulo de *pitch* de forma a obedecer a potência definida pelas curvas óptimas de potência máxima e mínima.

De acordo com a Figura 5.10, à medida que P_{del} diminui para uma dada velocidade de vento o ângulo das pás da turbina aumenta, pois para modo de controlo do ângulo das pás por *pitch*, quanto maior for o ângulo das pás menor é a potência mecânica produzida pela turbina eólica, conforme se descreveu no capítulo 3.

Ao se exigir um aumento ou diminuição da potência activa ao aerogerador a partir da malha de controlo de potência activa do conversor electrónico ligado ao rotor, o ângulo de *pitch* não pode permanecer constante, nomeadamente se a velocidade de vento estiver constante.

Dessa forma, o controlo de *pitch* deve assumir a seguinte estratégia de controlo:

- Para velocidades de vento abaixo do valor limite de velocidade de vento, a potência activa P_{del} que alimenta a malha de potência activa do aerogerador DFIWG segue a equação (5.13) e a velocidade de referência de entrada para a malha de controlo de *pitch* é definida como:

$$\omega_{ref} = \frac{P_{del}}{T_{mec}} \quad (5.14)$$

- Para velocidade de vento superiores à velocidade de vento limite, a regulação do ângulo de *pitch* das pás da turbina domina o controlo de potência do DFIWG e limita a energia do vento capturada pela turbina eólica. Neste caso, o controlo de *pitch* controlará a velocidade do rotor, conforme é definido na equação (5.16), até que a velocidade máxima de vento admitida seja alcançada o que pode conduzir o rotor a operar com uma velocidade de 20% acima de seu valor nominal (1,2 p.u)

$$\omega_{ref} = \frac{P_{max}}{T_{mec}} \quad (5.16)$$

O uso combinado entre o conversor electrónico ligado ao rotor e o controlo do ângulo de *pitch* utilizando a abordagem de controlo apresentada anteriormente, possibilita uma maior flexibilidade de controlo, evitando o uso de uma tabela de dados pré-determinados (“*look-up table*”, na literatura anglo-saxónica) que relacione as grandezas a serem controladas, ou seja, o ângulo de *pitch*, a potência mecânica e a velocidade do rotor do aerogerador previamente medidos.

Tendo em conta a capacidade do aerogerador DFIWG de participar do equilíbrio de geração e consumo de potência de geração durante e após variações na frequência do sistema eléctrico, a metodologia de controlo desenvolvida possibilita assim que as suas produções sejam exploradas de forma secundária por um centro de despacho de produção eólica. Isto abre um novo horizonte de investigação envolvendo sobretudo o desenvolvimento de ferramentas que permitam um adequado despacho da produção eólica.

No capítulo 6 são apresentados resultados extensos, obtidos por simulação computacional, que demonstram o sucesso da aplicação desta solução de controlo.

5.4 LIMITAÇÃO DA PRODUÇÃO DE PARQUES EÓLICOS – REGULAÇÃO SECUNDÁRIA

Em geral, o sistema de controlo secundário que actua sobre os grupos geradores síncronos de uma rede eléctrica tem por objectivo anular os desvios entre a carga (incluindo as perdas) e a produção total de geração de forma a anular o desvio de frequência, no qual o controlo primário das máquinas não é capaz de realizar. À medida que a carga se altera de forma contínua, os geradores, dotados com controlo secundário, ajustam as suas produções automaticamente para restabelecer a frequência de volta ao seu valor nominal. Esta técnica é usualmente conhecida como Controlo Automático de Geração (“*Automatic Generation Control - AGC*”, na literatura anglo-saxónica). No entanto, o AGC deve obedecer algumas especificações tendo em conta as características de operação da rede eléctrica. Isto é:

Para uma rede isolada: A regulação de frequência é habitualmente repartida por um número relativamente grande de centrais geradoras ou por centrais que apresentam maior capacidade de geração. A soma das parcelas de potência activa que cada central reguladora injecta na rede durante uma variação de carga (ou perda de geração) constitui a gama total de potência necessária para anular o desvio de frequência no sistema eléctrico. Para satisfazer esta especificação, um controlo integral é usualmente adicionado à malha de controlo primário de frequência dos geradores síncronos, como descreve a Figura 5.11.

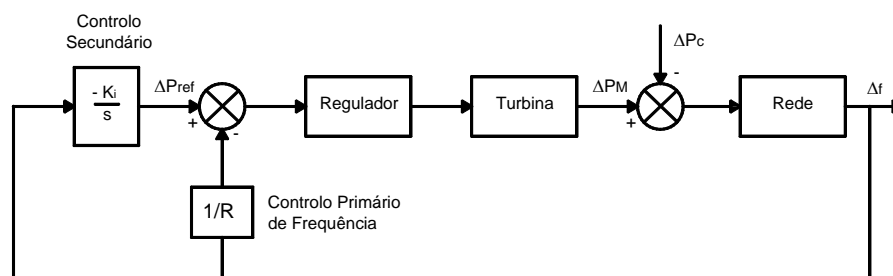


Figura 5.11. Configuração dos controlos primário e secundário de uma unidade síncrona convencional em uma rede isolada.

Na Figura 5.11, ΔP_M corresponde a variação de potência mecânica da turbina, ΔP_c é a variação de carga no sistema, Δf é a variação de frequência na rede eléctrica, e ΔP_{ref} é a gama de potência que o gerador síncrono deve compensar para anular o desvio de frequência.

Em redes interligadas: Cada rede (ou subsistema) apresenta o seu próprio sistema de controlo automático de geração (AGC) que procura tanto restaurar o equilíbrio de produção e consumo da rede na qual é responsável, como manter o trânsito de potências nas linhas de interligação no valor especificado, a fim de cumprir contratos de compra e venda pré-estabelecidas. Idealmente neste caso, o controlo secundário deverá actuar, correctivamente, apenas na rede (ou subsistema) na qual se verificou a variação de carga ou perda de geração. Esta exigência decorre do facto de que cada área deverá resolver as ocorrências que nela se verificam, sem afectar a(s) rede(s) vizinha(s). Um esquema simplificado caracterizando os controlos primários e secundários de unidades síncronas em dois sistemas interligados é descrito na Figura 5.12 [61].

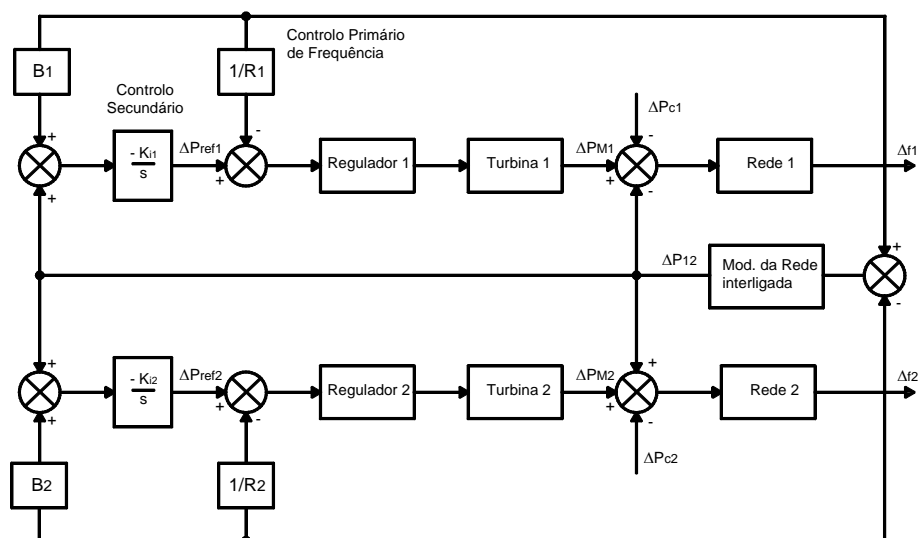


Figura 5.12. Esquema simplificado de duas rede interligadas e suas respectivas unidades síncronas [61].

Na Figura 5.12, ΔP_{12} é a potência que transita na linha de interligação entre as duas redes eléctricas, e B_1 e B_2 são os factores de ponderação que representam a taxa de resposta transitória da área controlada à variações de carga ou perda de geração [64].

Além do controlo secundário pode existir também um controlo terciário que tem como principais objectivos assegurar o despacho económico das unidades geradores e salvaguardar a segurança do sistema perante situações emergenciais, ordenando a entrada ou retirada de serviço de unidades geradoras. Uma descrição em detalhe dos diferentes níveis de controlo que podem ter lugar em uma unidade de geração convencional é ilustrada na Figura 5.13 [64].

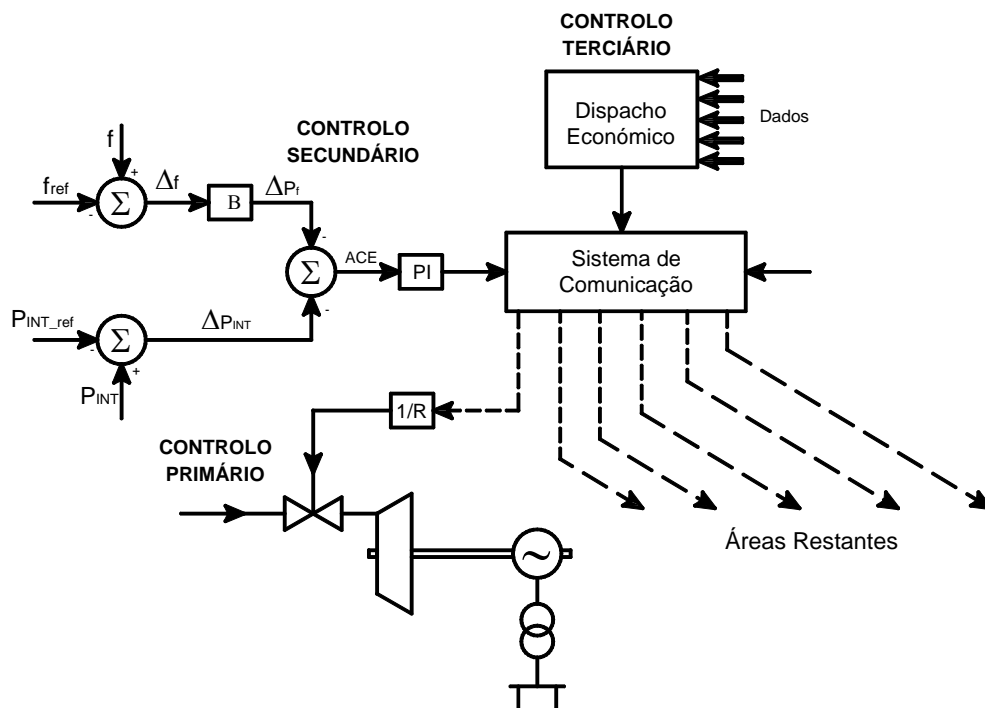


Figura 5.13. Níveis de controlo automático de geração [64].

No caso de parques eólicos o conceito de regulação secundária assume um papel semelhante ao conceito de controlo de produção aplicado às unidades de geração convencionais. O objectivo deste controlo secundário, é alterar o ponto de operação dos aerogeradores de um parque eólico de forma a garantir uma determinada solicitação do operador do parque, seja por razões de despachabilidade, seja por necessidade de resolução de congestionamentos na rede, seja por razões emergenciais. Conforme se ilustrou no início deste capítulo na Figura 5.1, no caso de várias centrais eólicas, as produções de cada uma delas poderia ser definida atempadamente por um Centro de Despacho de Produção Eólica (CDPE) que, por conseguinte as enviaria para os respectivos centros de controlo de cada central eólica.

Actualmente o conceito de controlo de produção de parques eólicos encontra-se ainda na sua infância. Existe ainda a necessidade de se definir e desenvolver ferramentas de controlo e

de gestão adequadas que permitam explorar robustamente a produção de uma central ou *clusters* de centrais eólicas. Algumas técnicas de controlo de potências activa e reactiva de centrais eólicas têm vindo a ser discutidas em [25], [26] e [27], conforme se mencionou no capítulo 2, porém os estudos apresentados não estão propriamente voltados para o despacho da produção eólica.

Tendo em conta este cenário, apresenta-se a seguir uma metodologia inovadora a ser usada pelo sistema gestor do parque eólico para o despacho optimizado de produção de um parque eólico. A metodologia abrange especificamente a determinação de pontos de operação (*set points*) de potências activas e reactivas individuais para cada DFIWG através da resolução de um problema de optimização. Face a uma solicitação de ajuste da produção a um parque eólico feita pelo CDPE, os pontos de operação de cada aerogerador são calculados de forma a garantir o cumprimento da solicitação do CDPE, tendo em conta as perdas activas internas do parque e a disponibilidade de vento em cada aerogerador.

Na formulação do problema de optimização, assume-se que os aerogeradores DFIWG apresentam as malhas de controlo de potência activa e reactiva conforme descrito na Figura 5.7, onde são adoptadas curvas óptimas de potência activa com margem de reserva de potência na malha de controlo de potência activa.

5.4.1. FORMULAÇÃO DO PROBLEMA DE OPTIMIZAÇÃO PARA O DESPACHO DE PARQUE EÓLICO

Em geral, um parque eólico é constituído por geradores eólicos ligados uns aos outros em cascata formando uma pequena rede radial como ilustrada na Figura 5.14. Parte da potência activa e reactiva entregue pelos geradores eólicos é perdida na rede do parque. A satisfação da solicitação do CDPE tem pois que tomar em consideração estas perdas.

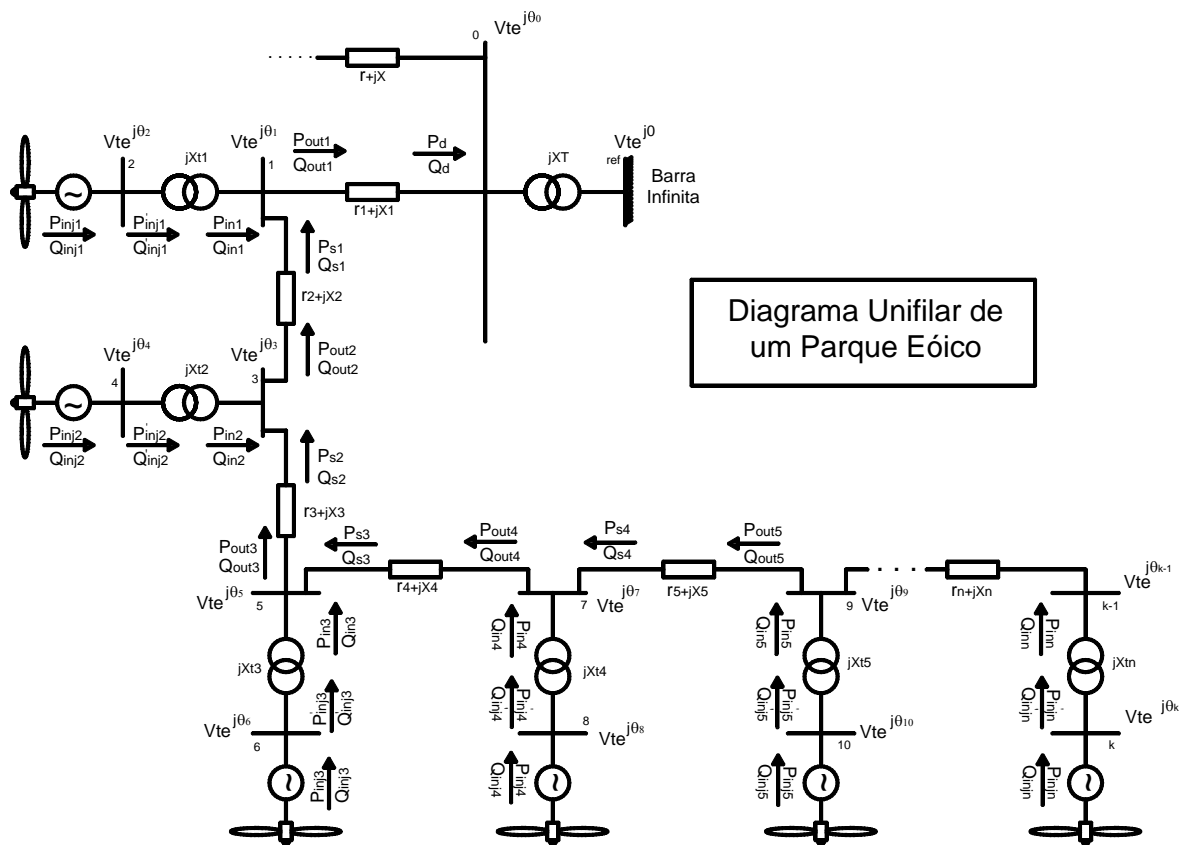


Figura 5.14. Topologia comumente adoptada para um parque eólico.

A formulação do problema de optimização proposto para a determinação dos *set points* individuais de cada DFIWG visa obter um desvio mínimo entre as potências totais activa e reactiva entregue pelo parque à rede eléctrica face a solicitação do CDPE. O algoritmo de optimização desenvolvido aborda sobretudo dois cenários a serem estudados:

- Mínimo desvio da produção de potência activa e reactiva do parque eólico considerando apenas a solicitação do CDPE;
- Mínimo desvio de produção de potência activa e reactiva do parque eólico considerando a solicitação do CDPE tendo em conta, a minimização das perdas de potência associadas aos ramos da rede eléctrica e transformadores internos do parque.

Tomando como exemplo o parque eólico da Figura 5.14, o problema de optimização foi formulado da seguinte forma:

$$\text{Min} \left\{ \underbrace{p_1 (P_d - P_{total})^2}_{1^\circ \text{ parcela}} + \underbrace{p_2 (Q_d - Q_{total})^2}_{2^\circ \text{ parcela}} + \underbrace{p_3 \left[(P_{out_i} - P_d)^2 + \sum_{i=2}^n (P_{out_i} - P_{S_{i-1}})^2 \right]}_{3^\circ \text{ parcela}} \right\} \quad (5.18)$$

s.a.

$$P_{out_i}(V, \theta) = P_{in_i}(V, \theta) + P_{S_i}(V, \theta) \quad (5.19)$$

$$Q_{out_i}(V, \theta) = Q_{in_i}(V, \theta) + Q_{S_i}(V, \theta) \quad (5.20)$$

$$P_{inj_i} = P'_{inj_i}(V, \theta) \quad (5.21)$$

$$Q_{inj_i} = Q'_{inj_i}(V, \theta) \quad (5.22)$$

$$P_{\min_i} \leq P_{inj_i} \leq P_{o_i} \quad (5.23)$$

$$Q_i^m \leq Q_{inj_i} \leq Q_i^M \quad (5.24)$$

$$V_i^m \leq V_i \leq V_i^M \quad (5.25)$$

$$\theta^m \leq \theta_i \leq \theta^M \quad (5.26)$$

$$i = 1, \dots, n$$

Onde,

- P_{out} , P_{in} , P_S , P'_{inj} , P'_{inj} , bem como Q_{out} , Q_{in} , Q_S , Q'_{inj} representam as potências activas e reactivas que fluem nos ramos da rede interna do parque eólico de acordo com a Figura 5.14, sendo calculadas através das conhecidas equação de fluxo de potência entre dois barramentos que podem ser consultadas, por exemplo, em [38];
- V e θ correspondem as tensões e ângulos de fase das barras da rede;

- P_d e Q_d são as potências activa e reactiva totais de saída do parque respectivamente, calculadas pelas mesmas equações de fluxo de potência descritas em [38];
- P_{inj} e Q_{inj} são as potências activa e reactiva injectadas por cada aerogerador DFIWG na rede interna do parque eólico a serem determinadas pela solução do problema de optimização;
- P_{total} e Q_{total} são as potências activa e reactiva totais solicitada pela CDPE;
- p_1 , p_2 e p_3 são os factores de peso definidos especificamente para cada cenário a ser considerado para análise;
- n corresponde ao número de aerogeradores do parque eólico.

A função objectivo definida em (5.18) está dividida em três partes: a primeira parcela procura minimizar o desvio quadrático entre a potência activa total de saída do parque (P_d) e a potência activa total solicitada pelo CDPE (P_{total}); a segunda parcela visa minimizar o desvio quadrático entre a potência reactiva total de saída do parque (Q_d) e a potência reactiva total solicitada pela CDPE (Q_{total}); e a terceira parcela objectiva reduzir o desvio quadrático entre as perdas de potência activa associadas a transformadores e linhas da rede do parque.

As três partes da função objectivo estão relacionadas através de factores de peso que representam a influência que cada parcela da equação (5.18) tem nas situações definidas para análise. Assim, para a abordagem a) $p_1 = 1$, $p_2 = 0,5$ e $p_3 = 0$, e para a abordagem b) $p_1 = 1$, $p_2 = 0,5$ e $p_3 = 0,5$. É importante ressaltar que outras funções objectivo podem ser facilmente consideradas no problema de optimização consoante o interesse particular do operador do parque eólico.

Os limites operacionais de cada gerador eólico são mostrados nas equações (5.23)-(5.26) onde a máxima potência que cada DFIWG pode produzir (P_{o_i}) de acordo com (5.23), depende

da disponibilidade de vento (valor da velocidade de vento) e da curva óptima de potência pré-definida com margem de reserva de potência utilizada na malha de controlo de potência activa aplicada ao rotor do aerogerador DFIWG. Por sua vez, a potência mínima produzida (P_{min}) é uma função de P_{o_i} , conforme se descreveu anteriormente na secção 5.3.1.

Os limites de potência reactiva (Q_i^m e Q_i^M) de cada gerador eólico, bem como aos limites das tensões (V_i^m e V_i^M) e ângulos de fase (θ_i^m e θ_i^M) das barras da rede interna do parque, são definidos de acordo com os limites e características destes equipamentos. No capítulo 6 definem-se estes limites físicos para um caso particular e apresentam-se soluções para a resolução deste problema quando aplicado a um caso concreto.

O problema de optimização formulado em (5.18)-(5.26) trata-se de um problema não linear sendo solucionado neste trabalho de dissertação recorrendo ao método de Pontos Interiores Primal-Dual Predictor-Corrector [65]. A partir das soluções de potência activa e reactiva encontradas pelo algoritmo de optimização para cada aerogerador, são definidos os sinais de referências usados nas respectivas malhas de controlo de potência activa e reactiva do DFIWG. Estes sinais são calculados de acordo com as equações (5.27) e (5.28) e integradas no sistema de controlo do aerogerador, conforme descrito no esquema representado na Figura 5.15.

$$P_{ref} = P_{del} + (\Delta P_2 - \Delta P_1) \quad (5.27)$$

$$Q_{ref} = Q_{inj} \quad (5.28)$$

Sendo $\Delta P_2 = P_{inj} - P_{del}$

Recorda-se que P_{del} é definida pela equação (5.13)

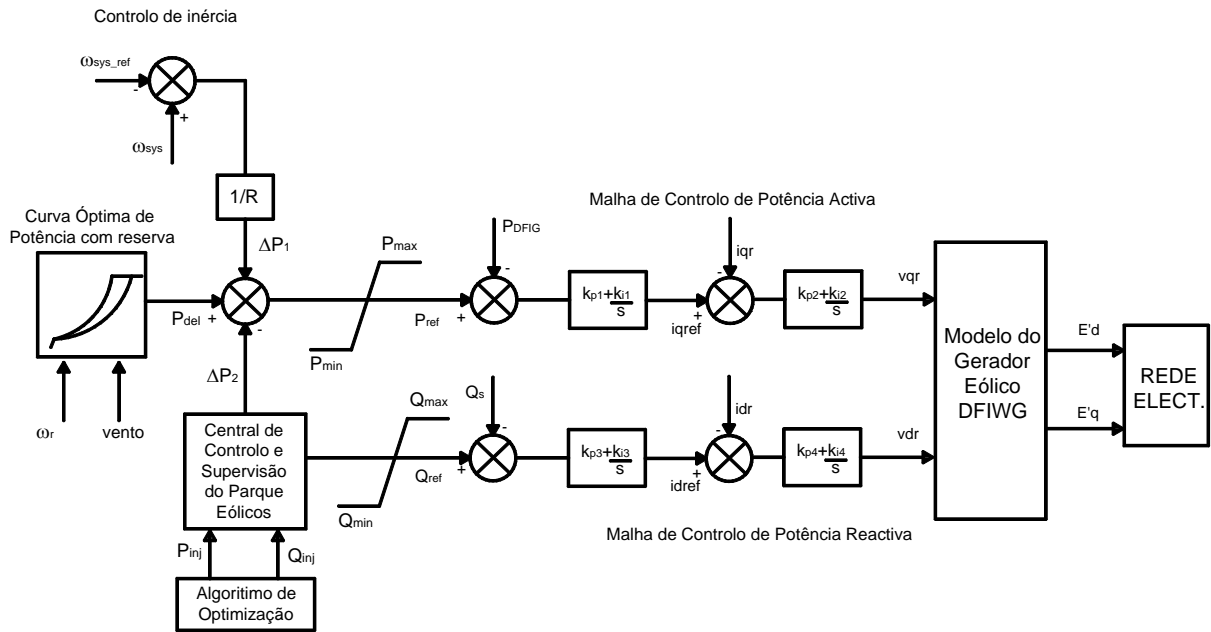


Figura 5.15. Esquema completo de controlo de potência do conversor ligado ao rotor do DFIWG.

De referir que em alguns parques eólicos se recorre para a gestão da potência reactiva a elementos capacitivos ou indutivos em derivação (*shunt*), que podem ser inserido ou removidos de forma a propiciar um adequado controlo desta potência. Se esses elementos estiverem instalados em paralelo com os geradores eólicos — o que representa uma situação bastante usual — a contribuição desses elementos deve ser levada em conta na definição de Q_{ref} , ou seja, a equação (5.28) seria reescrita como:

$$Q_{ref} = Q_{inj} - V^2 y_{sh} \quad (5.29)$$

Onde Q_{inj} corresponde à solução do problema de optimização de potência reactiva para um determinado aerogerador; V é a tensão na barra onde se encontra ligado o gerador eólico resultante também da solução do problema de optimização; e y_{sh} representa a admitância *shunt* do elemento capacitivo ou reactivo ligado em paralelo com o aerogerador. Todavia, o número de elementos *shunt* a serem ligados devem assegurar a condição $|V^2 y_{sh}| \leq |Q_{inj}|$.

5.5 CONCLUSÃO

Neste capítulo foram apresentadas e discutidas soluções para o controlo de aerogeradores DFIWG de forma a contribuírem para o fornecimento de inércia ao sistema, participarem na regulação primária de frequência e no controlo da potência de saída no âmbito de um conceito de regulação secundária. Estas soluções envolveram a definição de uma curva óptima de potência adoptada na malha de controlo de potência activa do aerogerador.

O controlo de inércia proposto neste trabalho corresponde a um controlo proporcional similar ao que é utilizado pelas unidades síncronas convencionais. A adição deste controlo na malha de potência activa óptima do DFIWG possibilita que parte da energia cinética do aerogerador seja transferida para a rede eléctrica sob a forma de potência eléctrica durante variações de frequência no sistema eléctrico.

No entanto, devido à malha de controlo de potência activa do DFIWG adoptar apenas uma curva óptima de potência pré-definida, a capacidade de resposta do aerogerador relativamente à variações de frequência torna-se eficaz apenas em situações onde as unidades síncronas convencionas são capazes de anular o erro de frequência do sistema. Neste caso, a contribuição do aerogerador para a melhoria da robustez do sistema está associada apenas com a transferência de energia cinética do gerador eólico para a rede eléctrica.

Como forma de superar este problema, foi proposto e descrito o projecto de uma curva óptima com reserva de potência. A adopção deste tipo de curva na malha de controlo de potência activa do gerador eólico permite não apenas que o mesmo participe no equilíbrio de geração e consumo global do sistema quando houver um desvio absoluto da frequência do sistema com relação ao seu valor nominal, como também responda a modificações dos pontos de operação impostos por um centro de despacho de produção eólica (CDPE).

O facto do DFIWG ser capaz de responder a novos pontos de operação de potência requeridos por um CDPE, devido sobretudo a flexibilidade de controlo proporcionada pela adopção da curva óptima de potência com reserva, permitiu explorar um conceito de optimização para a definição de novos pontos de operação (potência activa e reactiva) para

cada gerador eólico do parque, tal que a contribuição total dos mesmos corresponda à solicitação total de potência requerida pelo centro de despacho.

Extensos resultados de simulação computacional envolvendo o comportamento dinâmico do aerogerador DFIWG para as soluções de controlo propostas neste capítulo, tendo em conta as os novos pontos de operação de potência activa e reactiva a serem aplicados aos geradores eólicos, obtidos pela resolução do problema de optimização, estão detalhadamente descritos no capítulo 6.

Capítulo 6

RESULTADOS DE SIMULAÇÕES COM ESTRATÉGIAS DE CONTROLO APLICADAS AOS AEROGERADOR DE INDUÇÃO DUPLAMENTE ALIMENTADO

6.1 INTRODUÇÃO

O objectivo deste capítulo consistiu em apresentar os resultados das simulações computacionais referentes ao comportamento dinâmico do gerador eólico de indução duplamente alimentado realizados em diferentes cenários de operação envolvendo, sobretudo, as estratégias de controlo que foram descritas anteriormente nos capítulos 4 e 5.

Tendo em conta o modelo matemático adoptado para o aerogerador DFIWG, adoptou-se para efeitos de simulação o modelo global do comportamento de sistema multi-máquina em coordenadas $d-q$ para a representação de uma rede eléctrica, como proposto por Stravakakis *et al* [66] e [67]. Neste modelo, as correntes internas dos geradores eléctricos são calculadas através de uma simples relação matricial eliminando-se uma série de cálculos intermediários, pelo que simplifica bastante o processo de simulação computacional, conforme se descreve no Anexo B.

Nas primeiras secções deste capítulo, descrevem-se resultados que demonstram a flexibilidade de controlo proporcionada pelos conversores electrónicos neste tipo de aerogerador, mostrando como é possível definir distintas estratégias de controlo envolvendo diferentes modos de operação do aerogerador DFIWG.

Todos os resultados das simulações apresentados neste capítulo foram obtidos recorrendo a de algoritmos codificados em MATLAB[®] desenvolvidos para cada caso de estudo, conforme se descreve nas secções seguintes.

6.2 FUNCIONAMENTO DO AEROGERADOR DFIWG

Com o objectivo de disponibilizar uma plataforma de simulação para a avaliação do comportamento dinâmico do modelo do gerador eólico de indução duplamente alimentado, descrito em detalhe no capítulo 3, foi desenvolvido um pequeno programa de simulação dinâmica em MATLAB[®], cuja a janela principal é ilustrada na Figura 6.1 [68]. Explorando este programa, efectuaram-se várias simulações do comportamento dinâmico de uma pequena rede teste integrando geradores DFIWG e geradores de indução convencionais para várias perturbações. O diagrama unifilar da rede teste — denominada nesta secção como RE-01 — é apresentado na Figura 6.2. Os parâmetros eléctricos e mecânicos dos diferentes componentes associados a esta rede estão descritos, em detalhe, no Anexo B.

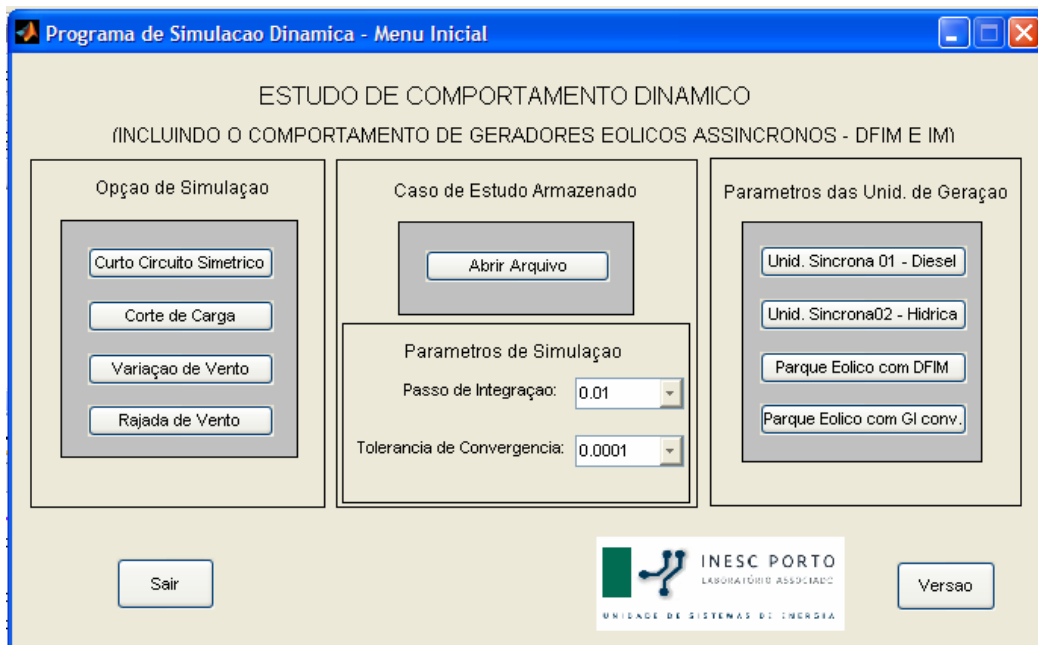


Figura 6.1. Janela Principal do programa de simulação dinâmica.

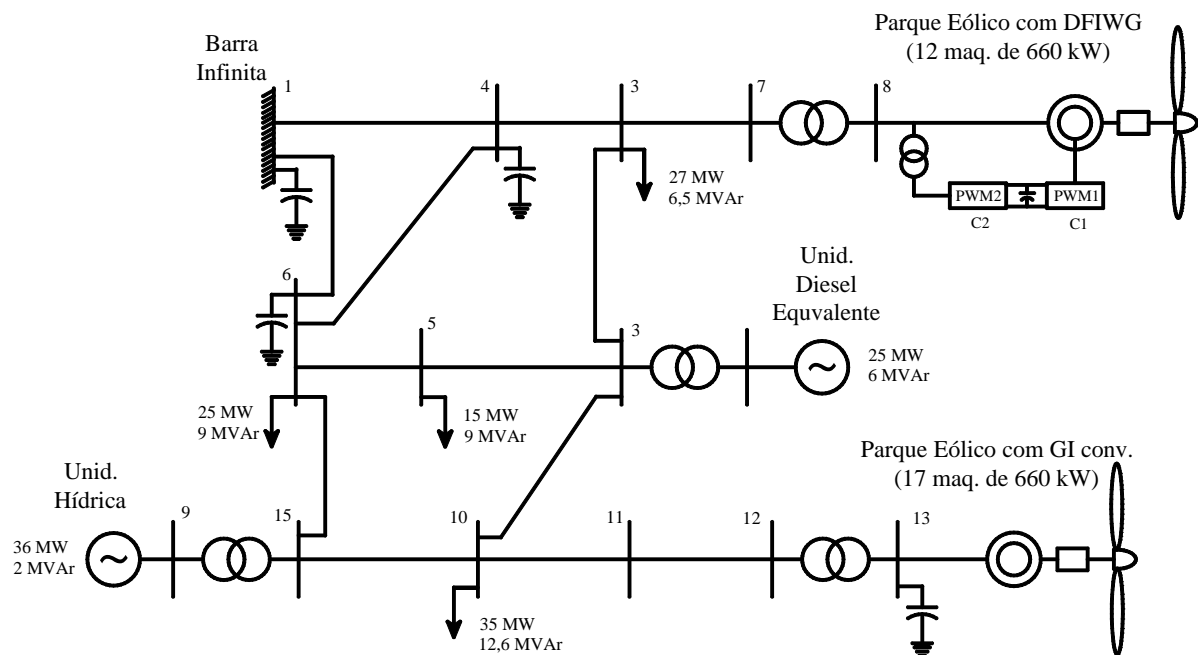


Figura 6.2. Rede eléctrica teste RE-01.

Para efeitos das análises a realizar recorreu-se a equivalentes dinâmicos para os parques eólicos referenciados na Figura 6.2. O comportamento do grupo de 12 aerogeradores DFIWG bem como do grupo de 17 geradores eólicos de indução convencionais, supostos com as mesmas características técnicas e sob as mesmas condições de vento, foi analisado através de geradores equivalentes, cujos os parâmetros para “n” máquinas foram definidos como [66]:

$$H_n = nH ; T_{o_n}' = T_o' ; R_{s_n} = \frac{R_s}{n} ; R_{r_n} = \frac{R_r}{n} ; X_{s_n} = \frac{X_s}{n} ; X_{r_n} = \frac{X_r}{n} ; X = \frac{X}{n} ; X_n' = \frac{X'}{n}$$

Onde os parâmetros H , T_o' , R_s , R_r , X_s , X_r , X e X' do gerador correspondem, respectivamente à constante de inércia, à constante de tempo de circuito aberto, à resistência do circuito de estator, à resistência do circuito rotórico, à reactância indutiva do circuito de estator, à reactância indutiva do circuito rotórico, à reactância de circuito aberto e à reactância transitória dos aerogeradores.

De referir que se adoptaram neste trabalho de investigação modelos expeditos para os equivalentes dinâmicos dos parques, com o objectivo primordial de avaliar o comportamento

dos aerogeradores e suas estratégias de controlo sobre o comportamento dinâmico do sistema. A definição de equivalentes dinâmicos de parques eólicos é, contudo, um problema complexo que requer em alguns casos um tratamento mais elaborado, que foi, no entanto, considerado fora do âmbito desta dissertação.

O aerogerador DFIWG equivalente ligado à barra 8 da rede RE-01, representa assim um parque eólico com capacidade nominal de 7,92 MW (12 x 660 kW) e apresenta controlo de velocidade angular do rotor e de tensão terminal, cujas as respectivas malhas de controlo são apresentadas na Figura 6.3. Os valores dos ganhos e constantes de tempo atribuídos a tais controladores, bem como os parâmetros relativos a um único gerador eólico do tipo DFIWG podem ser consultados no Anexo B.

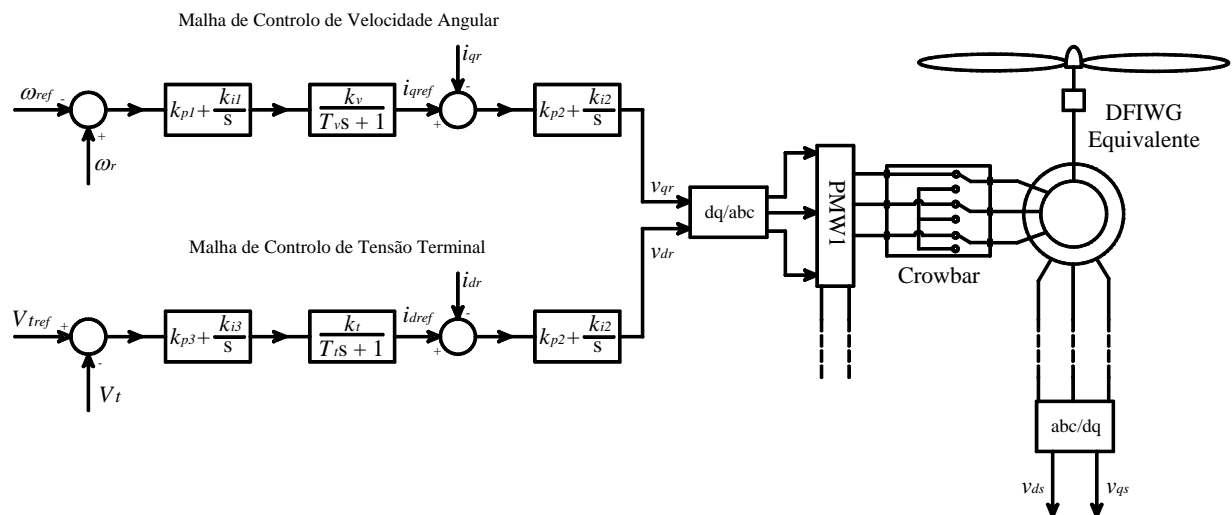


Figura 6.3. Diagramas de bloco das malhas de controlo de tensão terminal e velocidade angular do rotor do DFIWG equivalente da rede RE-01.

Nesta primeira versão do programa de simulação dinâmica, o gerador eólico DFIWG equivalente opera com os ângulos das pás da turbina fixos, obedecendo à curva característica descrita na Figura 6.4. Esta curva corresponde a um ângulo de *pitch* igual a 0° .

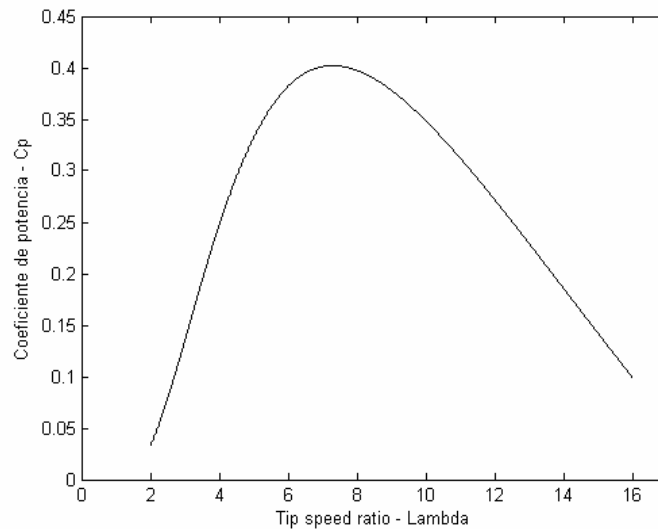


Figura 6.4. Curva característica adoptada para o aerogerador equivalente DFIWG na rede RE-01.

A ferramenta de simulação foi desenvolvida sob o modelo matemático descrito no anexo B, envolvendo uma formulação das grandezas de estado eléctricas num referencial geral $d-q$. A integração das equações diferenciais de estado é efectuada recorrendo ao método de Runge-Kutta de 6º ordem com coeficientes de Fehlberg [69]. O passo de integração pode ser seleccionado numa das janelas de diálogo da ferramenta de simulação.

Como mostra a Figura 6.1, o programa de simulação oferece em “Opções de Simulação” a possibilidade de simular quatro tipos de contingências definidas como: curto-circuito simétrico; corte de carga; variação de vento e rajadas de vento. De entre as perturbações que esta ferramenta de simulação computacional tem capacidade de analisar, optou-se por, nesta secção, uma breve descrição sobre o desempenho do DFIWG perante situações de curto-circuito impedante simétrico. O facto de se ter optado por esta perturbação resulta de que os conversores estáticos, que representam um papel importante para o controlo da máquina duplamente alimentada, podem vir a sair de serviço quando o limite máximo de corrente do rotor é ultrapassado, influenciando significativamente o desempenho da mesma. Durante a retirada temporária dos conversores, o rotor da máquina é curto-circuitado e, por conseguinte, a máquina opera temporariamente como uma máquina de indução convencional. Dependendo do valor limite da corrente do rotor, os conversores podem ser retirados várias vezes ao serem

novamente religados, devido aos picos de corrente durante o reengate. O desempenho do gerador eólico DFIWG para este caso específico de simulação será apresentado a seguir.

6.2.1. SIMULAÇÃO DE CURTO-CIRCUITO TRIFÁSICO SIMÉTRICO

Ao se executar o caso de curto-circuito simétrico a partir da janela principal do programa de simulação dinâmica, surge o menu referente aos parâmetros necessários para rodar o caso solicitado, de acordo com a Figura 6.5.

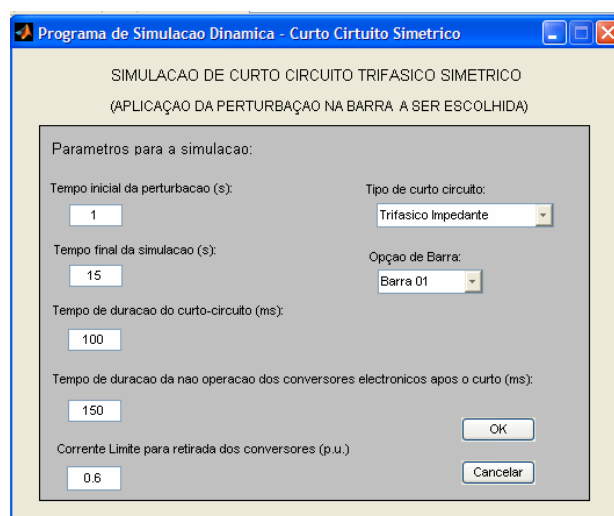


Figura 6.5. Janela de parâmetros para simulação de curto-circuito trifásico simétrico aplicado a rede RE-01.

Os parâmetros de entrada são definidos como:

- Tempo inicial da perturbação em segundos;
- Tempo final da simulação em segundos;
- Tempo de duração da não operação dos conversores eletrônicos após o defeito em milissegundos;
- Corrente limite para a retirada dos conversores em p.u.;

- Tipo de curto-circuito;
- Opções da barra.

Onde:

O Tempo inicial da perturbação (por defeito igual a 1 seg.) define o instante em que o curto-circuito é aplicado na barra escolhida em “Opção de barra” da rede eléctrica teste (Ver Figura 6.5).

O Tempo final de simulação (por defeito igual a 15 seg.) define o tempo total de simulação pretendido.

O Tempo de duração do curto circuito (por defeito igual a 100ms) corresponde, como a própria denominação indica, ao tempo de duração do curto-circuito. Este tempo é extremamente importante e deve ter-se o cuidado de o definir com um valor diferente do valor por defeito. Este tempo é fundamental para a verificação da estabilidade do sistema eléctrico.

O Tempo de não operação dos conversores após o curto (por defeito igual a 150ms) corresponde ao tempo em que os conversores estáticos do gerador eólico DFIWG são retirados de operação. Durante este tempo, o rotor da máquina duplamente alimentada é curto-circuitado pela actuação do *Crowbar* (ver Figura 6.3) e por conseguinte, a máquina opera exactamente como uma máquina de indução convencional do tipo gaiola de esquilo.

Em Corrente limite (por defeito igual a 0.2 p.u na base do sistema) define-se o valor de corrente do rotor, que quando ultrapassado, faz com que os conversores sejam retirados de operação durante o intervalo de tempo definido em Tempo de não operação dos conversores após o curto (por defeito igual a 150 ms). O valor de corrente do rotor adoptado por defeito embora represente um valor para uma máquina equivalente, foi definido a partir das características de operação de apenas uma máquina de indução.

Por fim, a opção Tipo de curto-circuito permite escolher um curto-circuito franco, definido como “trifásico simétrico sólido”, ou um curto-circuito impedante definido como “trifásico

impedante”. O curto-circuito trifásico impedante é caracterizado como um defeito de menor intensidade que um curto-circuito trifásico simétrico franco, conforme se apresenta a seguir.

6.2.1.1. AVALIAÇÃO DO COMPORTAMENTO DINÂMICO PERANTE UM CURTO-CIRCUITO TRIFÁSICO SIMÉTRICO IMPEDANTE.

A avaliação do comportamento dinâmico foi efectuada aplicando à barra 10 da rede eléctrica teste RE-01 um curto-circuito trifásico impedante. O objectivo de se aplicar esse tipo de perturbação no sistema resultou do facto de se pretender avaliar o comportamento do sistema sem que ocorram variações de tensão significativas ($\pm 15\%$ dos valores nominais) aos terminais dos geradores, o que, admitindo não estarem os aerogeradores dotados de Capacidade de Sobrevivência à Afundamentos de Tensão (CSAT), na prática ocasionaria a sua retirada de serviço.

Nas Figuras 6.6 e 6.7 podem observar-se os comportamentos das grandezas controladas pelos conversores estáticos, ou seja, da tensão terminal (controlada em 1.02 p.u. – valor assumido por defeito no programa de simulação dinâmica) e da velocidade angular do rotor do gerador DFIWG (controlada em 1.01 p.u. – por defeito) durante o curto-circuito. Ressalta-se que a malha de controlo de velocidade utilizada pelo DFIWG equivalente impede que este apresente uma subida abrupta de velocidade aquando da ocorrência do defeito, como acontece com o gerador de indução equivalente ligado à barra 13, conforme mostra a Figura 6.8.

Ambos os comportamentos da tensão terminal e da velocidade angular do rotor do DFIWG são influenciado pela saída de serviço dos conversores estáticos da máquina. A desconexão dos conversores pode ser verificada pela observação do comportamento da curva da potência do rotor, conforme mostra a Figura 6.9.

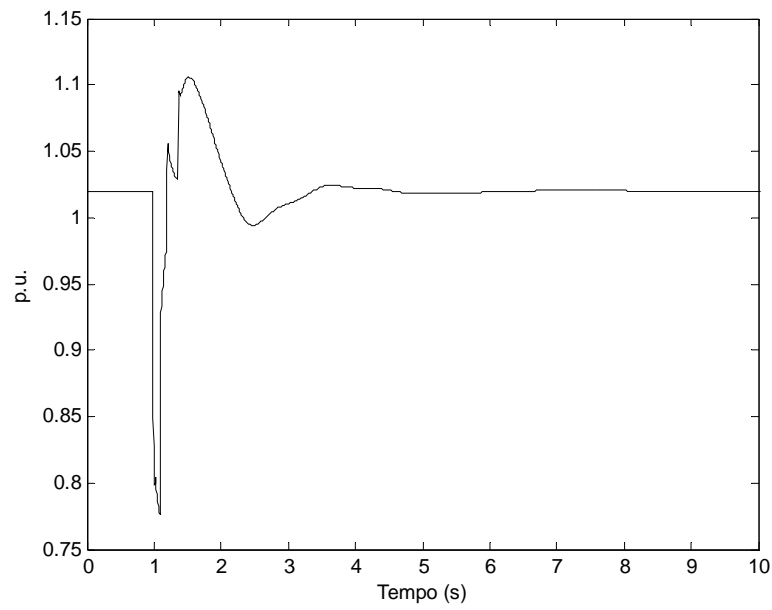


Figura 6.6. Comportamento da tensão terminal do aerogerador DFIWG equivalente ligado à rede RE-01.

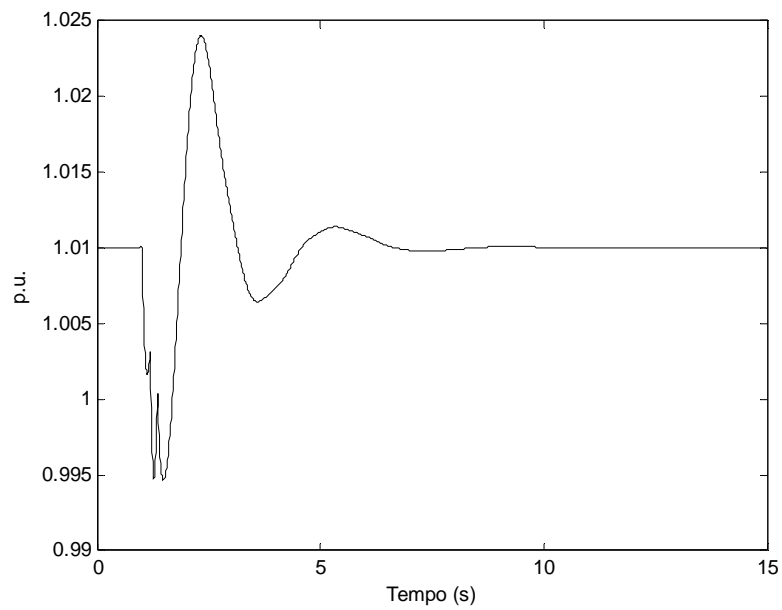


Figura 6.7. Comportamento da velocidade angular do rotor do DFIWG equivalente ligado à rede RE-01 .

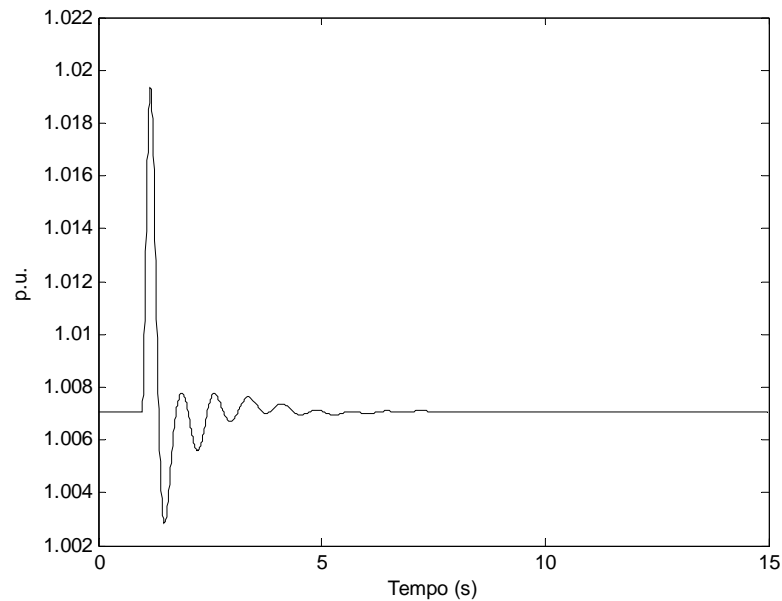


Figura 6.8. Comportamento da velocidade angular do aerogerador de indução equivalente convencional ligado à rede RE-01 durante o curto-circuito

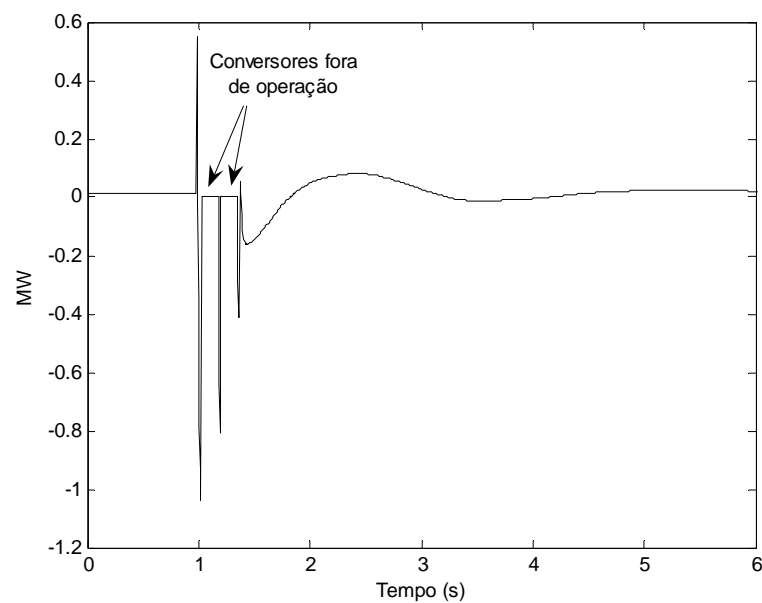


Figura 6.9. Potência activa do rotor durante o curto-circuito do DFIWG equivalente ligado à rede RE-01.

Para esta avaliação, foi definido uma duração de 100 ms para o curto-circuito, sendo os conversores retirados de operação durante 150 ms após a corrente do rotor ultrapassar o valor limite, que foi estabelecido em 0.2 p.u. (o que corresponde a 1,3184 kA para cada máquina). O

comportamento da corrente do rotor é observável na Figura 6.10, onde se verifica que a corrente atinge novamente o seu limite após o reengate dos conversores.

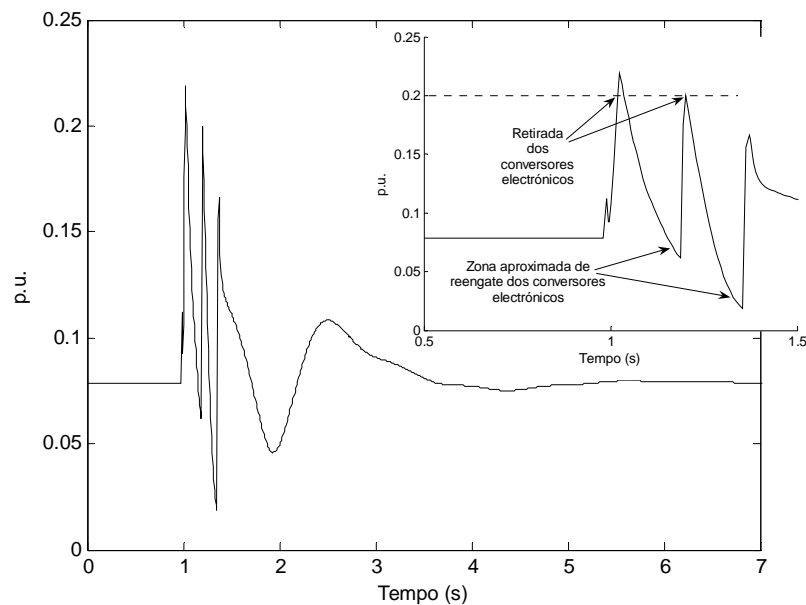


Figura 6.10. Comportamento da corrente do rotor durante o curto-circuito simétrico impedante.

No caso de os conversores eletrônicos serem retirados completamente de operação, o aerogerador DFIWG equivalente tenderia a operar em outro ponto de operação de tensão terminal e frequência angular do rotor, como mostra a Figura 6.11. Além disso, nota-se que na ocorrência da saída dos conversores, as mesmas grandezas apresentam oscilações muito menores durante o curto-circuito do que na situação em que os conversores são retirados de serviço por alguns milissegundos, como se mostrou anteriormente as Figuras 6.6 e 6.7, respectivamente. Isto deve-se ao comportamento imposto às tensões controladas no rotor da máquina pelos conversores quando estão em operação, de forma a manter a tensão terminal e a velocidade do rotor controladas nos seus valores de referência.

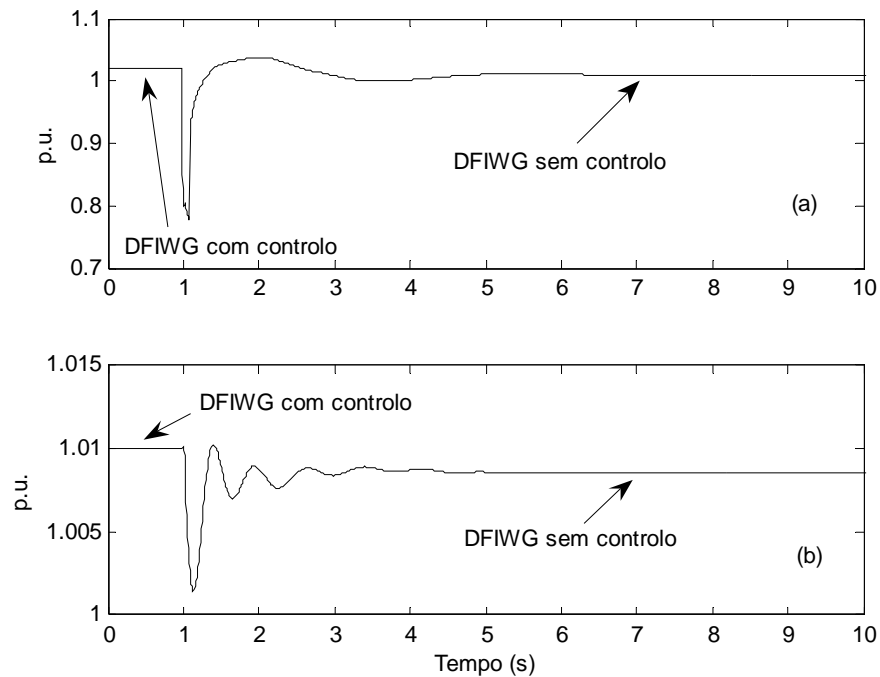


Figura 6.11. Comportamento da tensão terminal em (a) e da velocidade do rotor em (b), aquando da saída permanente dos conversores electrónicos durante o curto-circuito trifásico impedante.

Uma outra grandeza importante no controlo dos conversores, e portanto da máquina, consiste no controlo da tensão do barramento CC. A falta de controlo sobre esta tensão pode ocasionar danos irreversíveis ao condensador aí instalado (neste caso, é o componente utilizado no barramento CC), o que levaria a retirada dos dispositivos electrónicos. A Figura 6.12 mostra a variação desta grandeza durante o defeito (por defeito igual a 4,5 p.u. calculado para um condensador equivalente). O comportamento desta tensão está directamente relacionado com o balanço de potência entre o rotor e a rede eléctrica, sendo portanto, afectado pelo comportamento da potência do rotor.

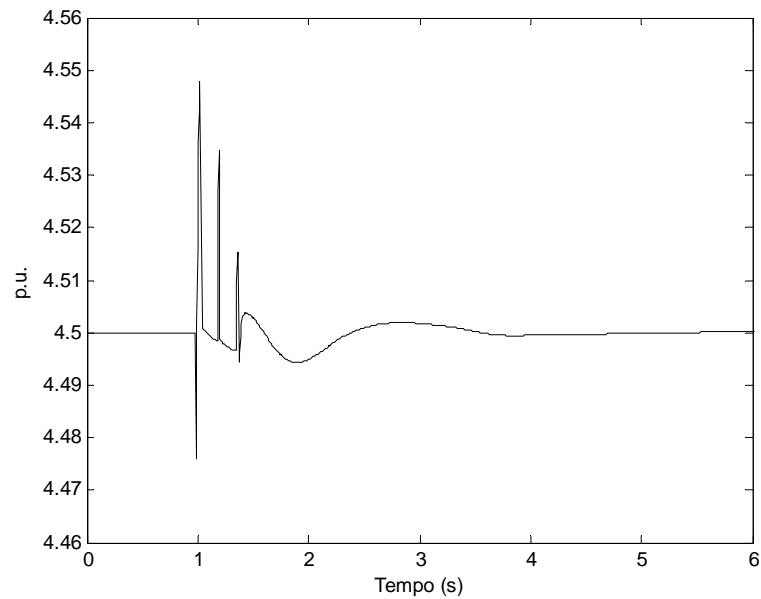


Figura 6.12. Comportamento da tensão do barramento CC durante o curto-circuito.

Um outro aspecto importante para se apresentar neste breve estudo, consiste na capacidade do conversor ligado à rede eléctrica de injectar potência reactiva no sistema através da filosofia de controlo baseada na teoria da potência instantânea, conforme se descreveu em detalhe no capítulo 3.

Com esta filosofia, a máquina pode operar com um factor de potência unitário, visto que o conversor ligado à rede eléctrica é capaz de compensar a potência reactiva consumida pela máquina. Nas Figuras 6.13 e 6.14 são mostradas a potência total (máquina/conversor) para diferentes valores de potência reactiva injectada pelo conversor ligado à rede e o perfil da tensão da barra 8 onde está ligado o DFIWG equivalente, aquando da ocorrência do curto-circuito.

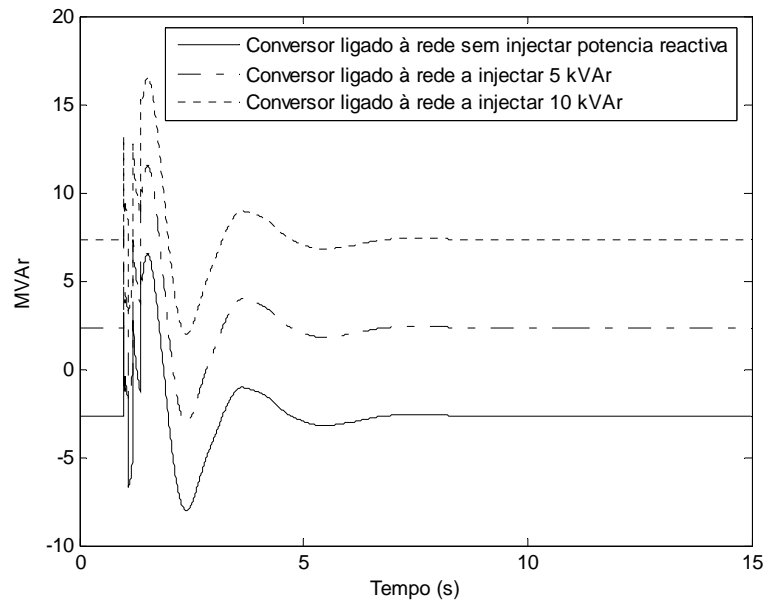


Figura 6.13. Potência total do conjunto máquina/conversor para diferentes valores de potência reactiva injectada pelo conversor ligado à rede.

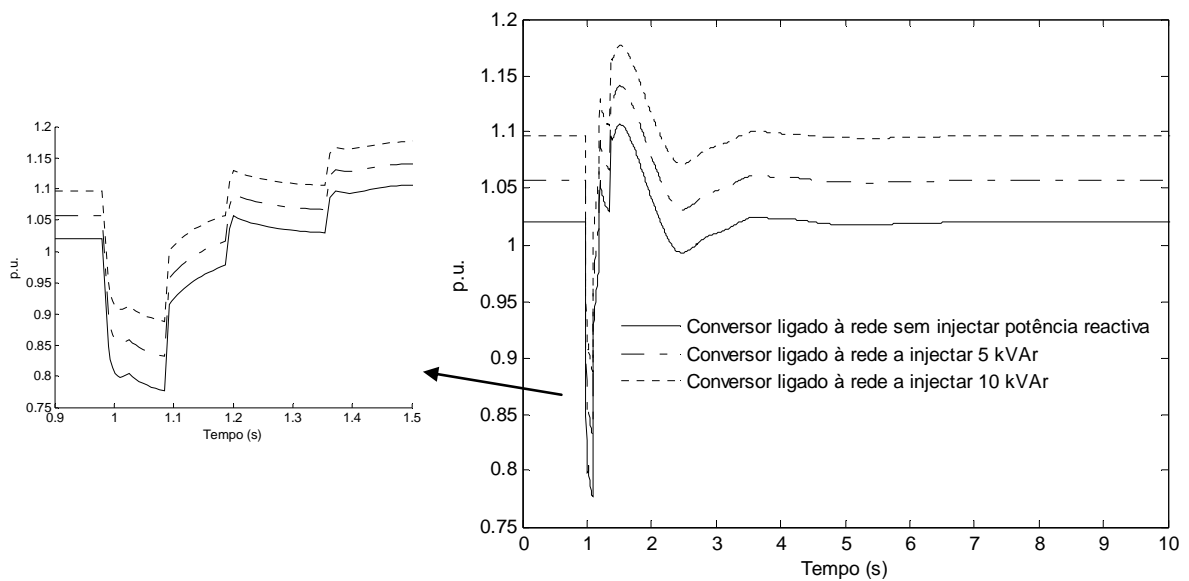


Figura 6.14. Comportamento da tensão da barra 8 onde se encontra ligado o parque eólico com DFIWG com destaque para a melhora do perfil de tensão naquela barra.

Observando o gráfico em destaque na Figura 6.14, verifica-se que através de uma estratégia específica de controlo, o conversor ligado à rede pode ser usado para melhorar o perfil de

tensão na ocorrência de curtos-circuitos, tanto da barra onde está ligado o parque eólico como de barras vizinhas, pelo que se torna uma solução eficaz no sentido de contribuir para a capacidade de sobreviver a afundamentos de tensão (CSAT) por parte dos geradores eólicos.

6.2.2. OPERAÇÃO SUPERSÍNCRONA E SUBSÍNCRONA DO AEROGERADOR DFIWG.

Nesta secção, descreve-se o comportamento esperado das máquinas de indução duplamente alimentadas funcionando como gerador em regime subsíncrono ($\omega_s = 2\pi f_s$, sendo $f_s = 50$ Hz ou 60 Hz).

Nas máquinas de indução convencionais, a operação como gerador ocorre somente quando a velocidade do rotor está acima da velocidade de síncrona ($s < 0$, deslizamento negativo). Abaixo desse patamar de velocidade a máquina comporta-se como motor ($s > 0$, deslizamento positivo). Em outras palavras, pode-se dizer que os parques eólicos com geradores de indução convencionais só devem permanecer ligados à rede eléctrica quando as condições de vento forem suficientes para que os mesmos possam operar com deslizamento negativo, ou seja, como geradores. Caso contrário, eles absorveriam potência activa da rede ao invés de injectá-la no sistema eléctrico.

No caso do aerogerador DFIWG, o facto de se poder aplicar tensões controladas no rotor do gerador, faz com que o mesmo funcione de forma semelhante à de uma máquina síncrona convencional, onde o módulo da tensão ($\sqrt{v_{dr}^2 + v_{qr}^2}$) de controlo proveniente do conversor electrónico ligado ao rotor seria equivalente à tensão de campo usada para controlar a tensão terminal.

De forma a verificar-se a capacidade do aerogerador DFIWG em operar nas regiões subsíncrona e supersíncrona, foi realizado uma pequena variação em degrau da velocidade angular do rotor (de 1.01 p.u. para 0.99 p.u.) em torno da velocidade de sincronismo passando o aerogerador a operar da região supersíncrona (neste caso $s = -0,01$) para a região subsíncrona ($s = 0,01$).

Para este cenário, assumiu-se uma velocidade de vento constante e igual a 15 m/s, o que impede que uma variação em degrau maior da velocidade angular do rotor seja realizada, pois exigiria variações grandes das tensões de controlo, o que pode causar um aumento súbito da corrente do rotor conduzindo, conseqüentemente, a retirada dos conversores electrónicos.

Contudo, apesar da pequena alteração de velocidade, pode-se verificar que o aerogerador continua a injectar potência activa na rede eléctrica tendo em conta a contribuição da potência do rotor que se soma com a potência activa do estator quando o aerogerador está a operar na região supersíncrona. Os comportamentos da velocidade angular do rotor, do deslizamento, e das potências activa do rotor e total injectada pelo aerogerador são observados nas Figuras 6.15 - 6.16, respectivamente.

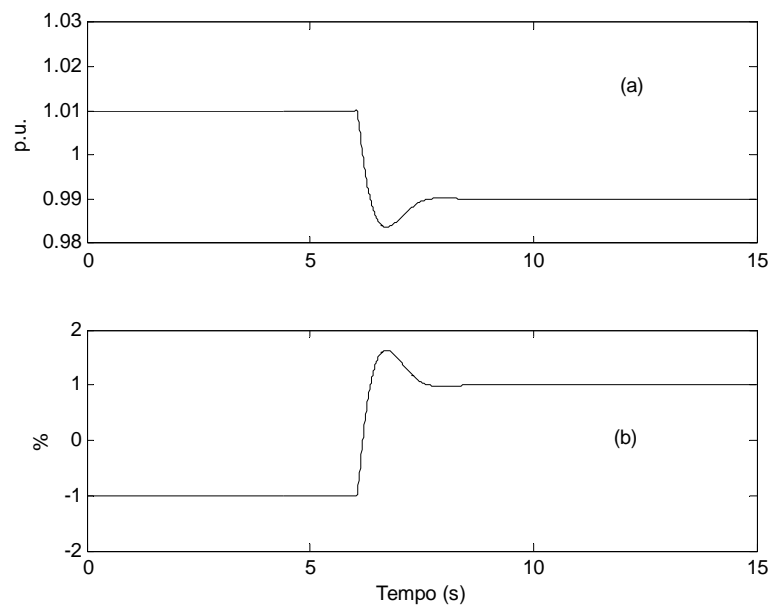


Figura 6.15. Comportamento das seguintes grandezas do aerogerador DFWIG: (a) Variação em degrau da velocidade angular do rotor; (b) Deslizamento.

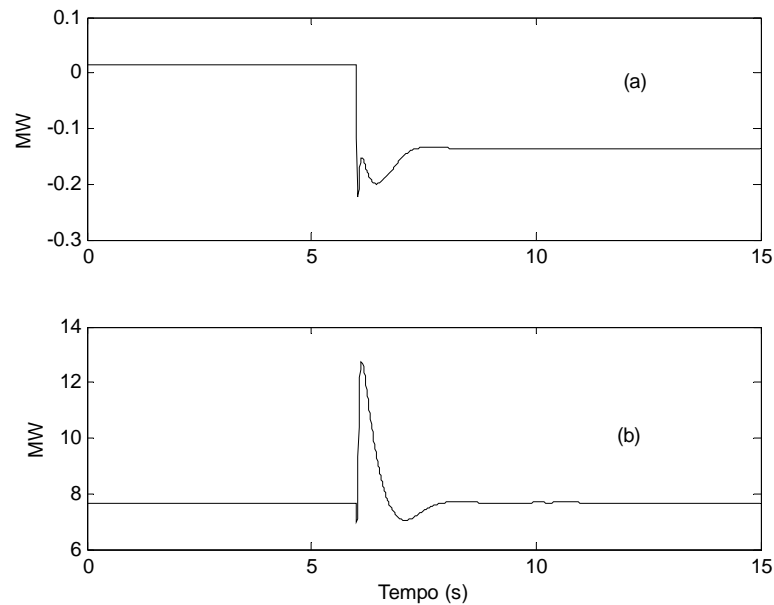


Figura 6.16. Potências activas do aerogerador DFIWG durante a variação em degrau da velocidade angular do rotor: (a) Potência do rotor; (b) Potência total entregue pela máquina.

Além do controlo de tensão terminal e de velocidade angular do rotor aplicado ao aerogerador DFIWG, outras formas de controlo podem ser exploradas a partir dos conversores electrónicos, conforme se descreve a seguir.

6.2.3. AVALIAÇÃO DO COMPORTAMENTO DO DFIWG COM CONTROLO DE POTÊNCIA ACTIVA E REACTIVA.

Estudou-se também neste trabalho de investigação a possibilidade de se controlar a potência activa e reactiva do aerogerador DFIWG, conforme se descreveu na secção 5.2 do capítulo 5. A estrutura de controlo é apresentado na Figura 6.17.

Conforme se verifica na Figura 6.17, o valor da potência activa de referência a ser injectada pelo gerador DFWIG na malha de controlo de potência activa é obtida a partir da curva de extracção de potência máxima pré-definida, para a determinação da qual se devem ter em conta as características de vento do local onde se encontra instalado o parque eólico. Por outro lado, a potência reactiva de referência para a malha de controlo deve ser definida considerando-se o perfil de tensão terminal da máquina, de forma a que os limites admissíveis não sejam

ultrapassados. Todavia, é possível definir-se o valor de referência de potência reactiva a partir de uma malha de controlo de tensão suplementar, como se descreve em [27] e [36].

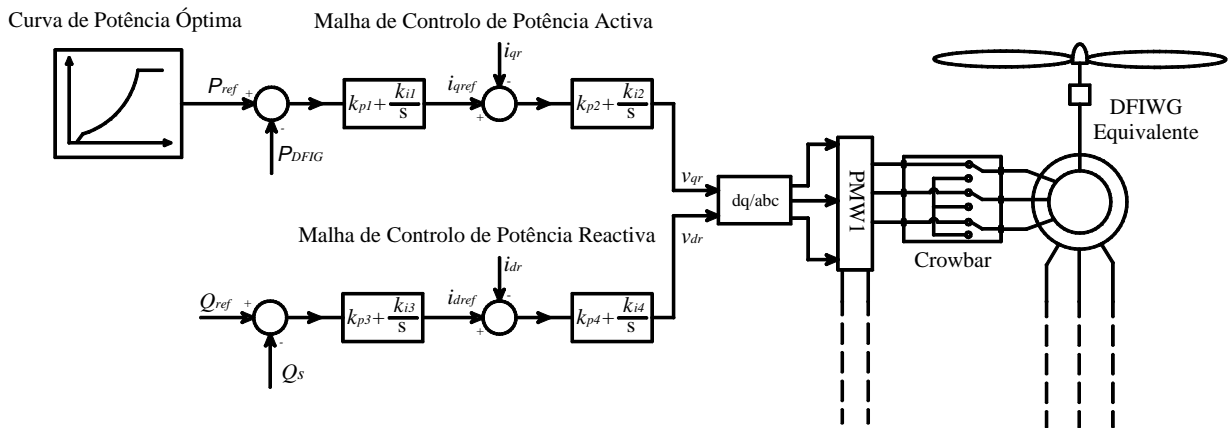


Figura 6.17. Controlo de potência activa e reactiva do DFIWG.

Nesta nova estrutura de controlo além dos reajustes dos ganhos proporcionais e integrais das malhas de controlo de potência activa e reactiva, foram retirados os atrasos que foram considerados na primeira versão do programa de simulação para as malhas de controlo de tensão terminal e de velocidade angular do rotor. Por outro lado, foram adicionados os parâmetros referente ao controlo de *pitch* agora implementado no gerador de indução equivalente duplamente alimentado. Os parâmetros de controlo para o DFIWG utilizado nesta nova versão do programa de simulação dinâmica são detalhados no Anexo B.

6.2.3.1. DEFINIÇÃO DA CURVA DE POTÊNCIA MÁXIMA

Conforme se referiu no capítulo 5, a definição de uma curva de máxima extracção de potência para operação de um determinado parque eólico não é uma tarefa trivial, pois exige um conhecimento do comportamento do vento do local onde o parque deve ser instalado, de forma a assegurar o correcto funcionamento das malhas de controlo, tendo em conta as características de operação para as quais estas foram projectadas.

Neste trabalho assumiu-se o conhecimento do perfil de vento e, por conseguinte, adoptou-se a curva de máxima potência descrita na Figura 6.18. Esta curva pré-definida é obtida a partir da equação linear que relaciona o coeficiente de potência (C_p) com a taxa de velocidade de extremidade λ (“*tip speed ratio*”, na literatura anglo-saxónica) para um dado ângulo de *pitch* pré-definido (definido neste caso para $\beta = 16^\circ$), conforme se descreveu pormenorizadamente no capítulo 5.

A partir da curva de potência óptima pré-definida verifica-se que a turbina tende a operar em duas regiões distintas, como mostra a Figura 6.18. Para velocidades de vento altas onde a turbina tende a operar na região limite (região linear), o controlo de *pitch* domina o controlo de potência controlando a velocidade de rotação do gerador e, por conseguinte, limitando a potência mecânica no valor máximo pré-estabelecido. Quando a potência mecânica estiver abaixo do valor de potência máximo pré-estabelecido (região cúbica), a velocidade de referência na malha de controlo do ângulo de *pitch* deve ser definida de acordo com a curva cúbica de máxima potência, como mostra a Figura 6.18. É importante comentar que o controlo de *pitch* só deve actuar quando a potência mecânica da turbina estiver acima do valor máximo pré-estabelecido. Na região cúbica, o controlo de *pitch* torna-se um controlo passivo.

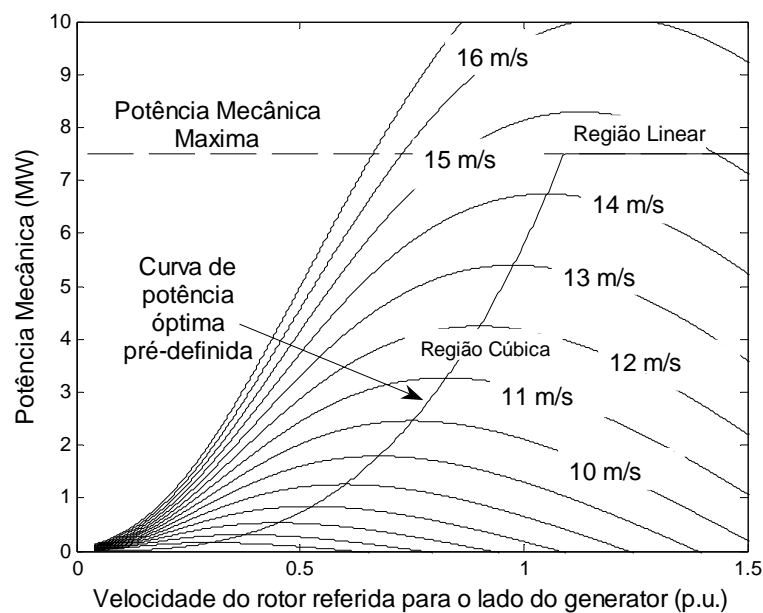


Figura 6.18. Curva pré-definida de máxima potência mecânica.

Como forma de se avaliar o comportamento do gerador eólico equivalente com as novas filosofias de controlo, foi provocada uma variação de vento consistindo em degraus de velocidade de vento com variações definidas percentualmente, tomando-se como referência o valor adoptado para a velocidade de vento inicial (vento inicial de 13,5 m/s). Ao analisar-se o caso de variação de vento recorrendo ao programa de simulação desenvolvido, surge a janela referente aos parâmetros necessários para a execução do caso solicitado, como mostra a Figura 6.19.

De acordo com a Figura 6.19, verifica-se ser possível considerar dois degraus crescente de velocidade de vento considerados nos instantes iniciais e intermédio da simulação e um degrau decrescente para o restante período de simulação. O objectivo principal desta forma de variação de vento consiste em mostrar a capacidade de operação do aerogerador nas duas regiões de operação (região cúbica e linear) com a entrada em operação do controlo de *pitch* para as simulações onde a potência mecânica tende a ultrapassar o limite máximo pré-estabelecido.

Programa de Simulação Dinâmica - Variacao de Vento

SIMULACAO DE VARIACAO DE VENTO

Parametros para a simulacao:

Tempo inicial da perturbacao (s): 5

Duração do primeiro degrau de vento (s): 30

Duração do segundo degrau de vento (s): 30

Duração do terceiro degrau de vento (s): 30

Variação de subida de Vento (degrau 1) (%): 10

Variação de subida de Vento (degrau 2) (%): 10

Variação de descida de Vento (degrau 3) (%): 15

Tempo final de simulacao (s): 125

Escolha do Parque Eolico: DFIM

OK Cancelar

Figura 6.19. Menu de referência ao parâmetro de entrada para a simulação de variação de vento.

Na Figura 6.20 mostra-se a variação de velocidade de vento assumindo-se uma subida da velocidade de vento para o primeiro e segundo degraus de 10% e 15%, respectivamente, enquanto que para o terceiro degrau se admite uma descida da velocidade de vento de 15%. O tempo total da simulação corresponde a 125 segundos.

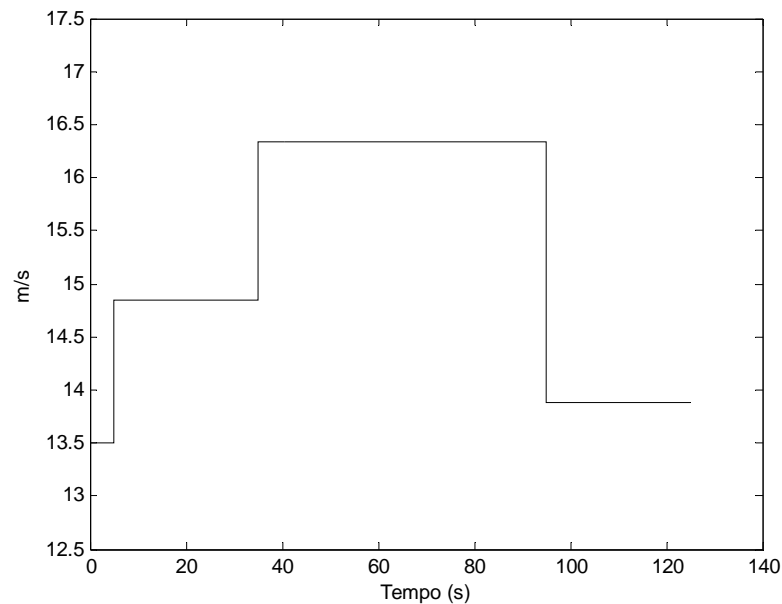


Figura 6.20. Variação da velocidade de vento aplicado ao parque eólico com gerador equivalente DFIWG.

Voltando-se a observar a Figura 6.18 no que concerne à curva de máxima extracção de potência, verifica-se que o máximo valor de potência que o gerador equivalente de indução pode injectar na rede eléctrica corresponde a 7,5 MW. Isto pode ser constatado nas Figuras 6.21 e 6.22 onde são mostradas, respectivamente, as potências mecânicas e eléctricas. Nota-se, porém, na Figura 6.21 a entrada em acção do controlo de *pitch* por forma a manter a potência mecânica máxima da turbina no valor pré-estabelecido quando a turbina eólica passa a operar fora da região cúbica.

No entanto, o súbito aumento da velocidade do vento conduz a uma brusca variação da potência mecânica que aumenta rapidamente e proporcional ao cubo da velocidade de vento. A acção do controlo de *pitch*, neste caso é de extrema importância, pois além de limitar esta potência tenta atenuar o mais rápido possível a súbita variação desta grandeza. Os

comportamentos do ângulo de *pitch* e da velocidade angular do rotor são descritos nas Figuras 6.23 e 6.24, respectivamente.

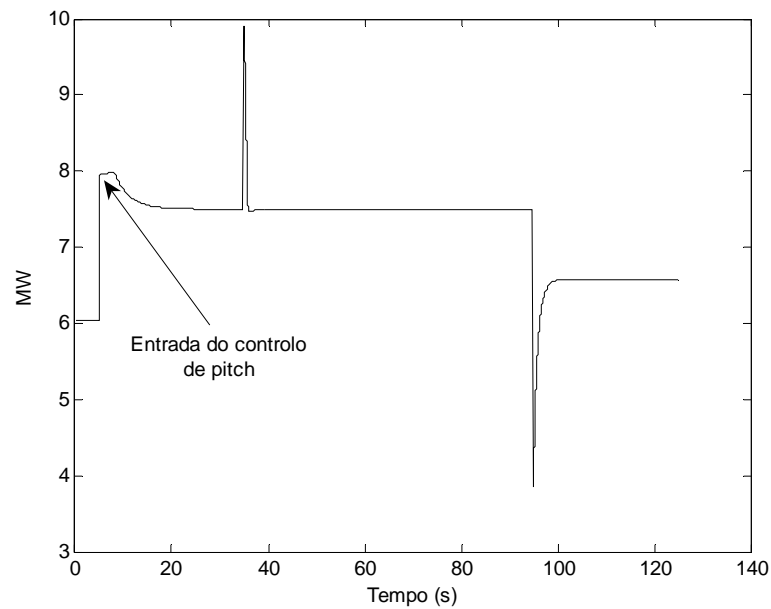


Figura 6.21. Comportamento da potência mecânica da turbina eólica.

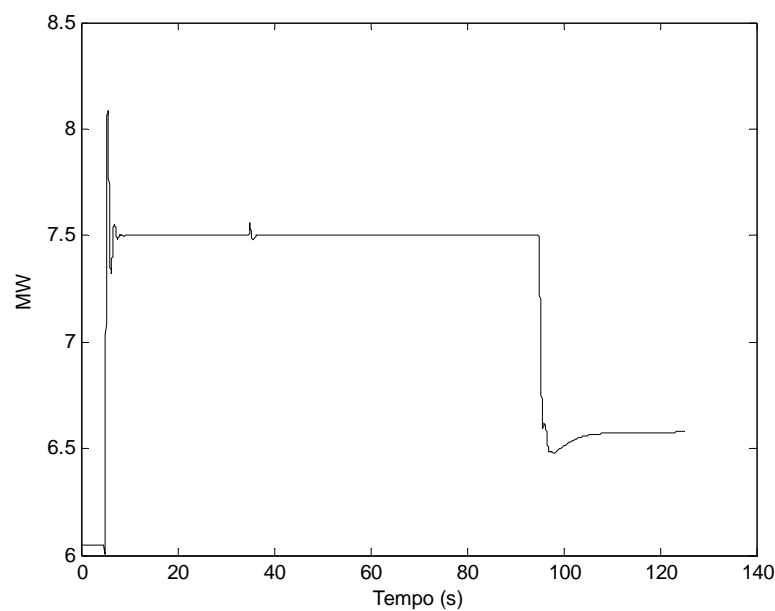


Figura 6.22. Comportamento da potência eléctrica total injectada pelo aerogerador.

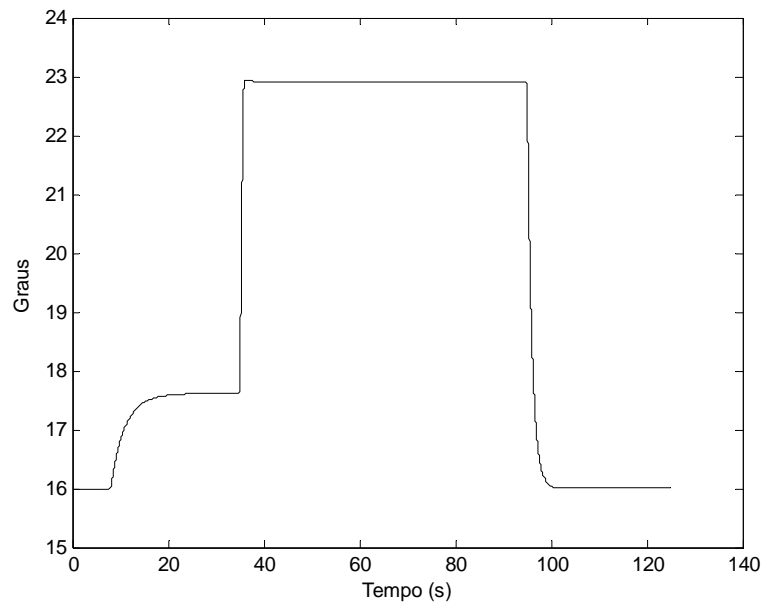


Figura 6.23. Comportamento do ângulo de *pitch* das pás da turbina eólica.

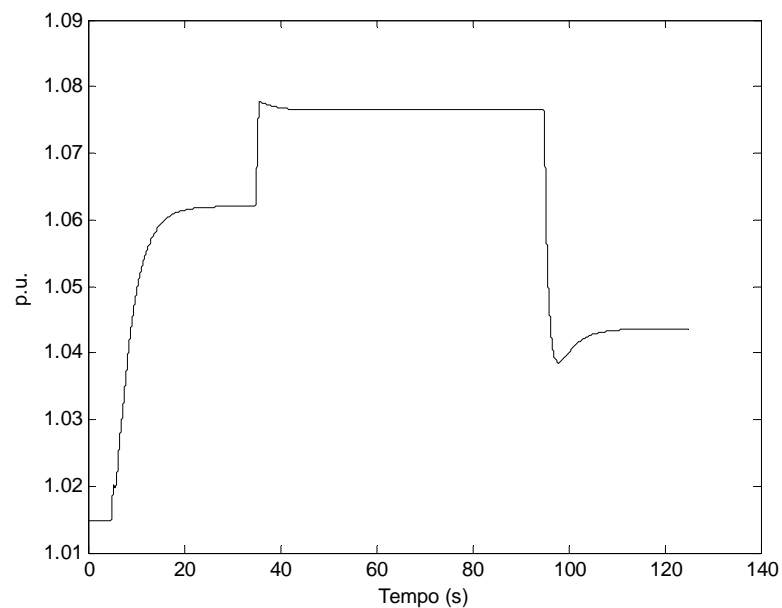


Figura 6.24. Comportamento da velocidade angular do rotor do gerador.

Normalmente um gerador de indução convencional absorve potência reactiva da rede eléctrica devido a suas características construtivas. No caso do aerogerador DFIWG, esta potência pode ser injectada na rede através do estator da máquina pela actuação da malha de controlo de potência reactiva. Para o presente caso de simulação, o gerador DFWIG é

controlado para injectar um valor pré-estabelecido de 1MVA_r de potência reactiva na rede eléctrica através do estator. Os comportamentos verificados para a potência reactiva injectada e para a tensão terminal da máquina são apresentados nas Figuras 6.25 e 6.26, respectivamente.

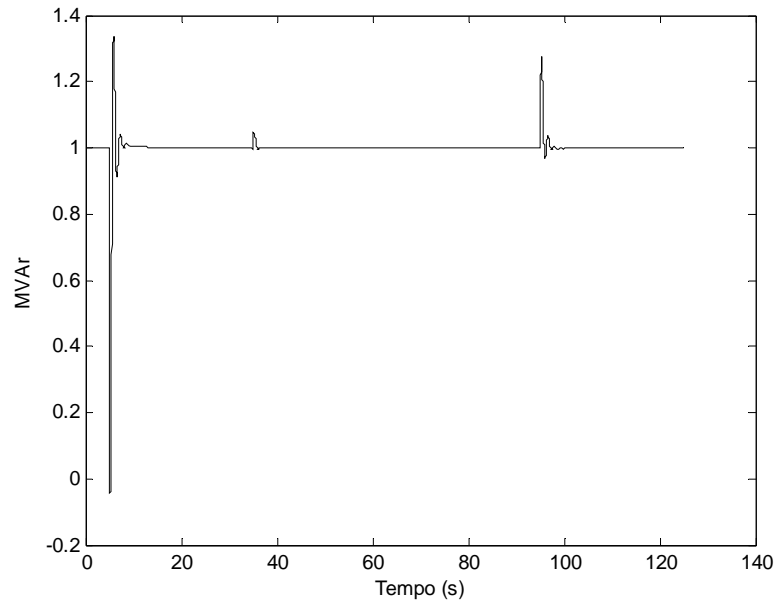


Figura 6.25. Comportamento da potência reactiva injectada pelo aeroogerador equivalente duplamente alimentado.

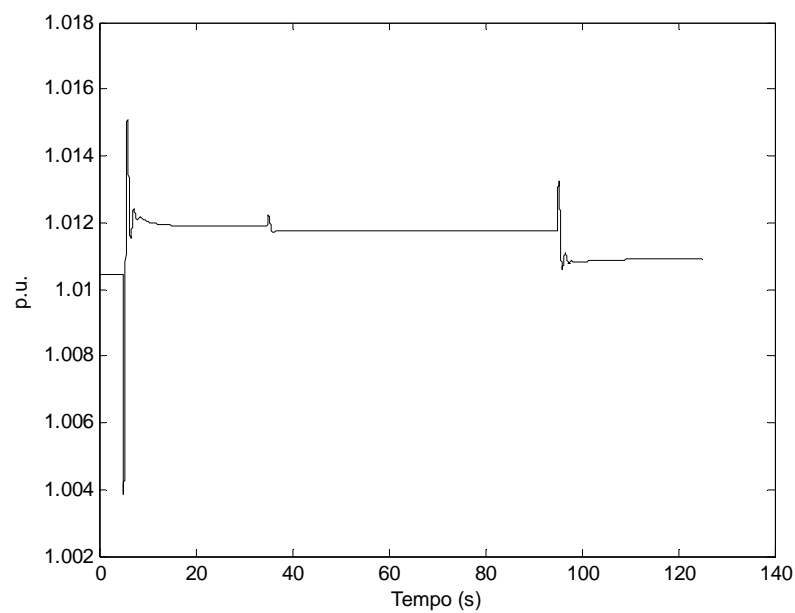


Figura 6.26. Perfil de tensão terminal do aeroogerador.

Da observação e análise dos casos de estudo apresentados anteriormente, pode-se concluir que o aerogerador DFIWG pode ser controlado por diferentes formas de controlo e recorrendo a diferentes variáveis de referência como a tensão terminal e a velocidade angular do rotor, bem como as potências activa e reactiva do aerogerador. Com base nas formas de controlo anteriormente apresentadas, descreve-se a seguir o comportamento dinâmico do aerogerador DFIWG tendo em conta as filosofias de controlo que foram descritas nos capítulos 4 e 5, respectivamente.

6.3 MELHORAMENTO DO COMPORTAMENTO DINÂMICO DO DFIWG QUANDO CONTROLADO POR CONTROLADORES DIFUSOS.

Nesta secção é discutida a capacidade do controlo difuso em limitar a corrente no rotor do aerogerador DFIWG permitindo que este continue a ser controlado pelos conversores electrónicos durante a ocorrência de um curto-circuito. Conforme se descreveu anteriormente, o desempenho do aerogerador neste tipo de defeito é influenciado pela saída dos conversores devido a actuação da protecção do *Crowbar* no instante em que a corrente do rotor ultrapassa um determinado valor limite. O objectivo da estratégia que foi descrita no capítulo 4 é a de tentar garantir a permanência dos conversores electrónicos durante a ocorrência de curtos-circuitos evitando que sejam retirados temporariamente de operação.

É importante ressaltar que um defeito de grande intensidade na rede eléctrica tende a provocar indubitavelmente a actuação das protecções dos aerogeradores. Porém, um controlo robusto quando utilizado pelos mesmos pode representar uma excelente alternativa de melhorar a resposta dinâmica das máquinas, permitindo que suportem cavas de tensão com níveis que provocariam uma retirada em massa de geração eólica pela a actuação de suas protecções, o que poria em risco garantia da estabilidade do sistema eléctrico.

Para este efeito, apresenta-se a seguir uma avaliação do desempenho do aerogerador DFIWG quando controlado por controladores difusos e quando controlados por controladores do tipo proporcional-integral [54]. Esta análise comparativa do desempenho do aerogerador é fundamental para avaliar a qualidade da solução de controlo proposta.

6.3.1. RESULTADOS DE SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL

Para este caso foi utilizada a rede eléctrica teste RE-02, como mostra a Figura 6.27. Nesta rede foram aplicadas diferentes perturbações para se avaliar o comportamento do aerogerador equivalente DFIWG com as diferentes técnicas de controlo adoptadas. Os dados dos componentes desta rede são apresentados no Anexo B.

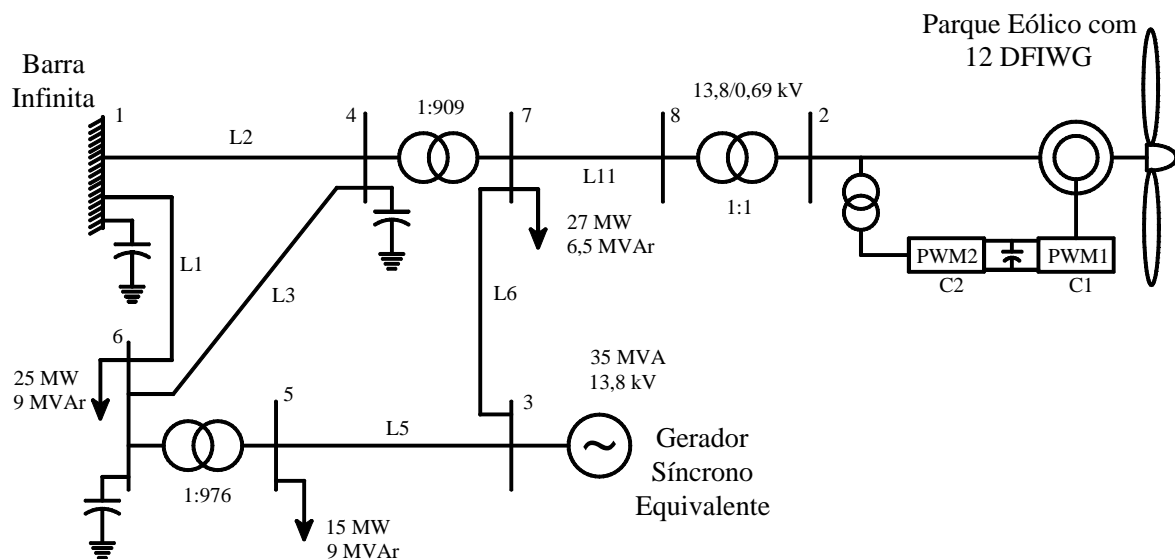


Figura 6.27. Rede eléctrica teste RE-02.

Neste estudo, o aerogerador DFIWG equivalente apresenta controlo de tensão terminal e de velocidade angular do rotor, cujas as estruturas das malhas de controladores do tipo proporcional-integral são exactamente iguais às que foram descritas na Figura 6.3. Os parâmetros definidos para os respectivos controladores PI são apresentados na tabela 6.1 [54].

Quanto aos controladores difusos para o controlo da velocidade angular do rotor (denominado como controlador difuso FCL-01) e da tensão terminal (definido como controlador difuso FCL-02) do DFIWG equivalente, recorda-se que estes foram descritos pormenorizadamente na secção 4.4.2 do capítulo 4, abrangendo-se sobretudo os universos de discurso, as funções de pertença e as tabelas de regras difusas associados a tais controladores.

Ganhos	Valores
k_{p1}	20,27
k_{i1}	15,76
k_{p2}	0,04434
k_{i2}	0,00321
k_{p3}	15,06
k_{i3}	10,50
k_v	0,0321
k_t	0,0321
Constantes de Tempo	Valores
T_v	0,4434
T_t	0,0321

Tabela 6.1. Ganhos e Constantes de tempo assumidos para os controladores PI para o aerogerador DFIWG equivalente ligado a rede eléctrica RE-02.

As perturbações provocadas na rede RE-02 resumem-se a: a) Corte de carga na barra 5; e b) Curto-circuito trifásico simétrico na barra 6 (através de uma pequena impedância entre essa barra e a terra). Em ambos os cenários de simulação as condições de operação do aerogerador DFIWG foram definidas de forma a que este opere com velocidade angular igual a 1.01 p.u. e tensão terminal igual a 1.02 p.u. É assumida uma velocidade de vento constante e igual a 15 m/s durante todo o período de simulação computacional.

6.3.1.1. AVALIAÇÃO DURANTE PERDA DE CARGA NA BARRA 5.

A simulação de perda de carga é caracterizada nesta secção pela súbita desligação da carga de 17,493 MVA ligada à barra 5 (ver Figura 6.27) no instante de simulação $t = 1$ s. Na Figura 6.28 mostra-se o comportamento da velocidade angular do rotor para o DFIWG com controlo PI e com controlo difuso, respectivamente. Para ambos os controladores PI e difusos, a velocidade do aerogerador alcança o regime permanente em aproximadamente 5 segundos, apresentando, porém, uma menor excursão (*overshoot*) quando o DFIWG é controlado por controlador difuso.

Similar comportamento é verificado na Figura 6.29 para a tensão terminal da máquina. É importante observar que os controladores difusos não utilizam informação sobre a corrente do

rotor como os controladores PI notando-se um melhor desempenho do gerador eólico com controlo difuso.

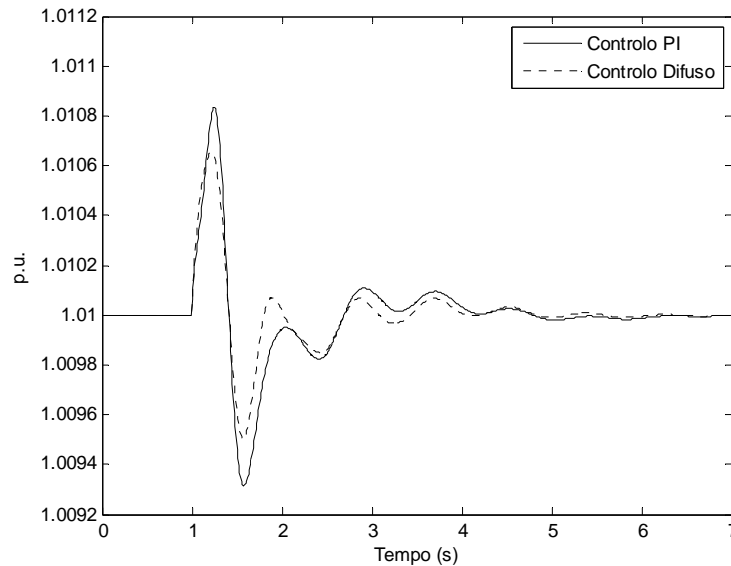


Figura 6.28. Comportamento da velocidade angular do rotor para o DFIWG com controlo PI e controlo difuso durante perda de carga na barra 5.

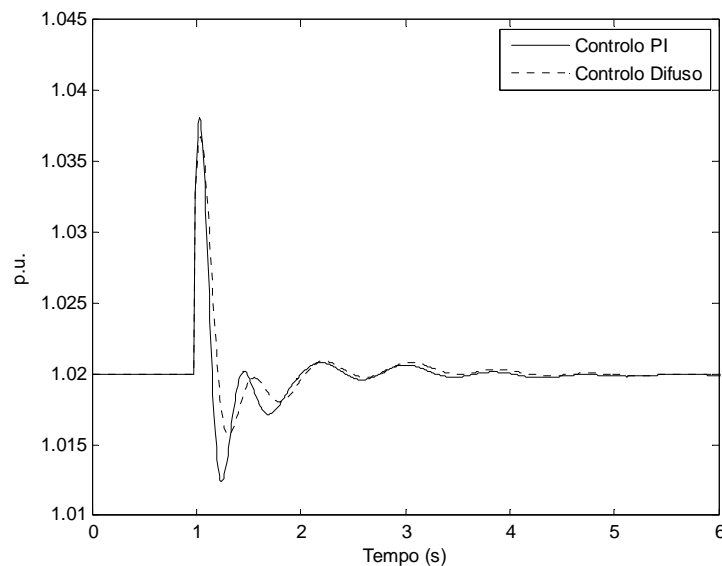


Figura 6.29. Comportamento da tensão terminal para o DFIWG com controlo PI e controlo difuso durante a simulação de corte de carga.

Caso o aerogerador equivalente DFIWG não fosse controlado por malhas de controlo de tensão e de velocidade, após a perda de carga na barra 5, a tensão terminal do gerador eólico

tenderia a aumentar. No entanto, esse aumento de tensão seria mais significativo do que a diminuição da corrente que é injectada pela máquina na rede eléctrica. Com efeito, o binário eléctrico tenderia a aumentar provocando um decréscimo da velocidade angular do rotor.

De forma a manter a máquina com velocidade e tensão terminal controladas, as respectivas malhas de controlo PI e difusas respondem aumentando v_{qr} e v_{dr} , respectivamente como mostra a Figura 6.30. Este facto aumenta o fluxo magnético do rotor e, conseqüentemente, a corrente do rotor. Em outras palavras, o aerogerador DFIWG consome mais potência reactiva após a perda de carga na rede eléctrica. Contudo, o conversor electrónico ligado à rede pode ser usado para compensar a potência reactiva consumida pela máquina através de uma estratégia adequada de controlo de forma a melhorar o factor de potência do sistema de conversão de energia eólica. Os comportamentos da corrente do rotor e da potência reactiva do DFIWG equivalente são apresentados nas Figuras 6.31e 6.32, respectivamente.

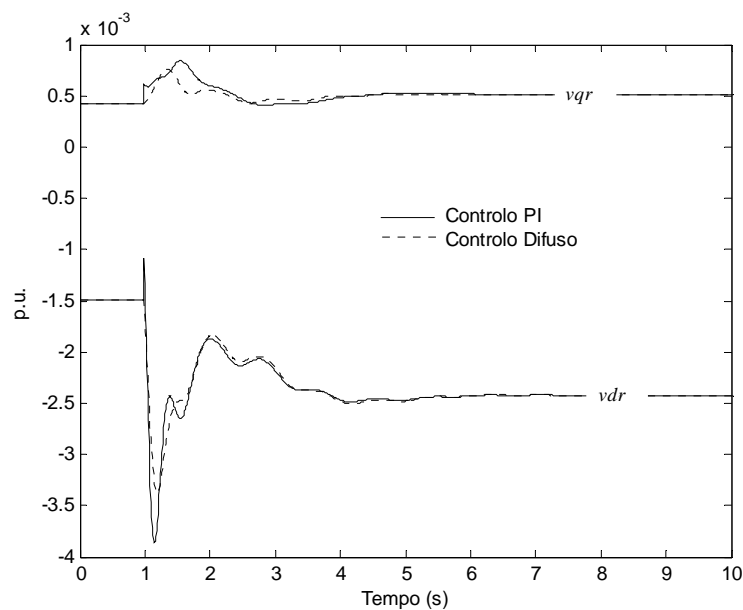


Figura 6.30. Comportamento das tensões de controlo v_{qr} e v_{dr} provenientes das malhas de controlo de velocidade angular do rotor e de tensão terminal, respectivamente, durante corte de carga da barra 5.

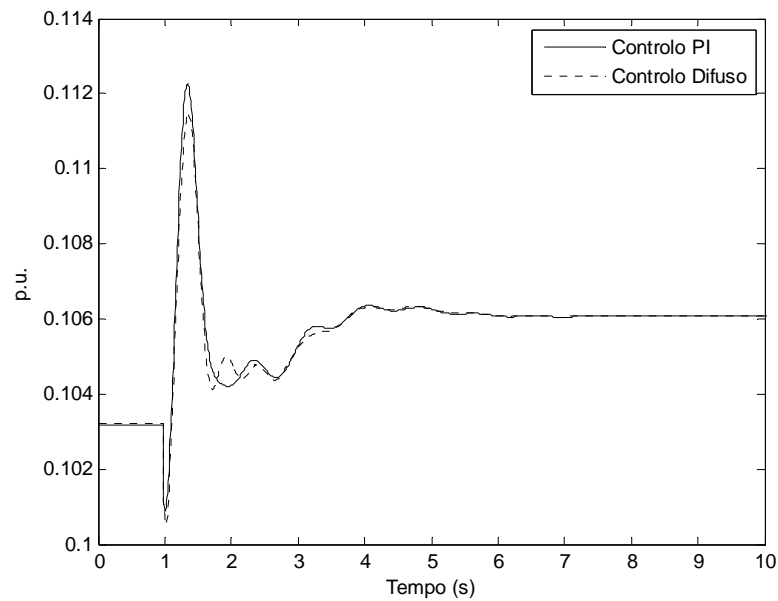


Figura 6.31. Comportamento da corrente do rotor para o corte de carga na barra 5.

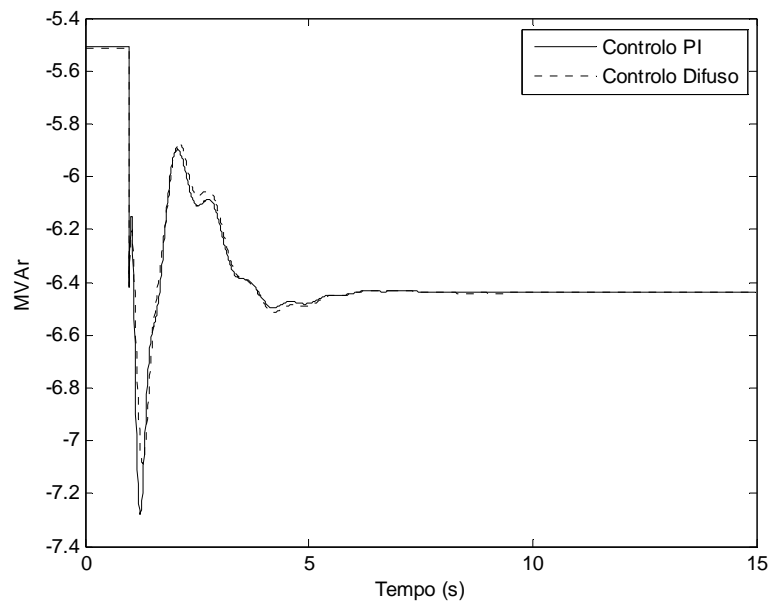


Figura 6.32. Comportamento da potência reactiva do DFIWG equivalente para o corte de carga na barra 5.

6.3.1.2. AVALIAÇÃO DURANTE UM CURTO-CIRCUITO TRIFÁSICO SIMÉTRICO.

O objectivo desta simulação foi o de avaliar os desempenhos de ambos os controladores (PI e difusos) tendo em conta o interesse em assegurar a estabilidade dinâmica do sistema quando

submetido a uma perturbação mais severa. Isto inclui uma avaliação do comportamento da corrente do rotor que pode provocar a actuação do *crowbar* quando o limite de protecção é excedido, reduzindo desta maneira a capacidade de controlo do aerogerador DFIWG durante o curto-circuito, conforme foi descrito na secção 6.2.1.1. Considerou-se que o *crowbar* actuaria se a corrente do rotor $i_r > 0,18$ p.u. na base da máquina (isto é equivalente a $i_r > 1,25$ kA para cada máquina).

Por outro lado, para este cenário de simulação foi assumido que a máquina teria de ser desligada da rede eléctrica através de relés de protecção quando a tensão na barra de ligação do parque à rede estiver fora da gama de $1,15 < V_t < 0,7$ p.u. Os limites de tensão e correntes foram definidos tendo em conta os aspectos operacionais e as capacidades nominais do aerogerador e dos conversores electrónicos, respectivamente.

Para a eliminação do curto-circuito foi assumido um tempo típico de 100 ms. Durante este período, se a corrente do rotor exceder o valor limite de corrente, o rotor é curto-circuitado através do *crowbar* e após a eliminação da falta, a configuração CA-CC-CA de conversores é novamente ligada ao rotor após 150 ms.

No instante de tempo $t = 1$ s da simulação computacional é aplicado um curto-circuito trifásico simétrico na barra 6 da rede RE-02. As Figuras 6.33 – 6.36 descrevem os comportamentos da velocidade angular do rotor, da tensão terminal, da corrente do rotor e do binário eléctrico aquando da ocorrência do defeito, respectivamente. Verifica-se que o controlo difuso seria capaz de manter o aerogerador DFWIG equivalente ligado à rede, enquanto que para a máquina com controlo PI este facto não seria possível devido o limite superior de tensão ser excedido.

No entanto, quando o aerogerador é controlado por controladores PI, o *Crowbar* é activado e os pontos de operação da máquina são alterados durante um curto período de tempo. Entretanto, se o limite de corrente definido para a actuação do *Crowbar* fosse mais restrito e os controlos não apresentassem capacidade de amortecer as oscilações da corrente do rotor, o *Crowbar* poderia ser activado diversas vezes consecutivas devido à picos de corrente do rotor resultante de cada religação dos conversores electrónicos, conforme se descreveu

anteriormente na secção 6.2.1.1. Neste caso, o desempenho da máquina seria significativamente mais pobre.

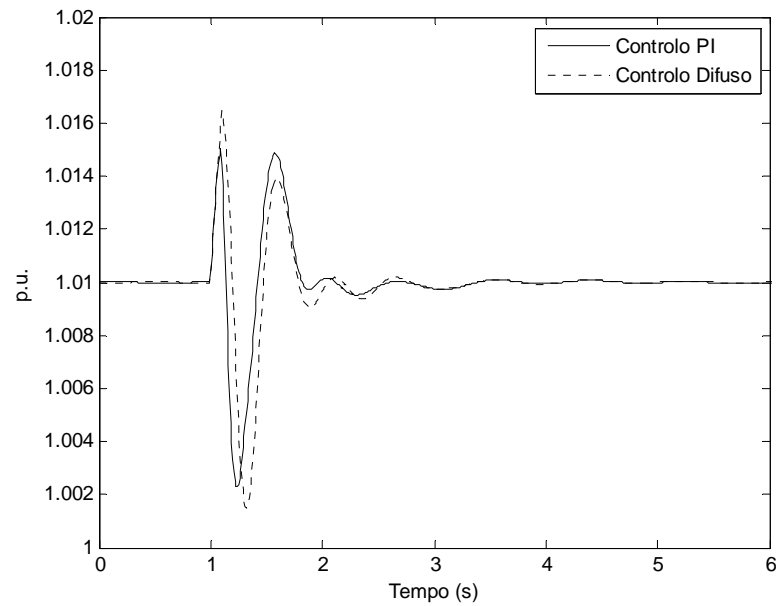


Figura 6.33. Comportamento da velocidade angular do rotor para o DFIWG com controle PI e difuso durante um curto-circuito trifásico simétrico na barra 6.

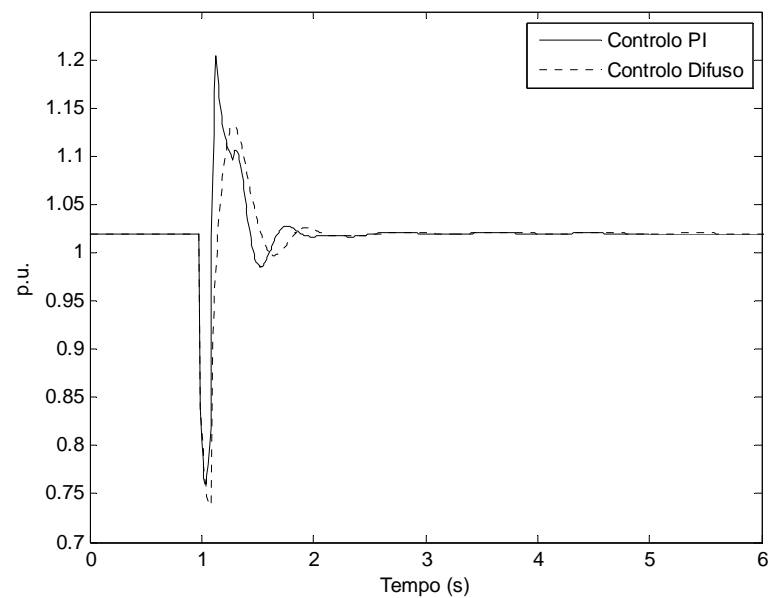


Figura 6.34. Comportamento da tensão terminal para o DFIWG com controle PI e difuso durante um curto-circuito trifásico simétrico na barra 6.

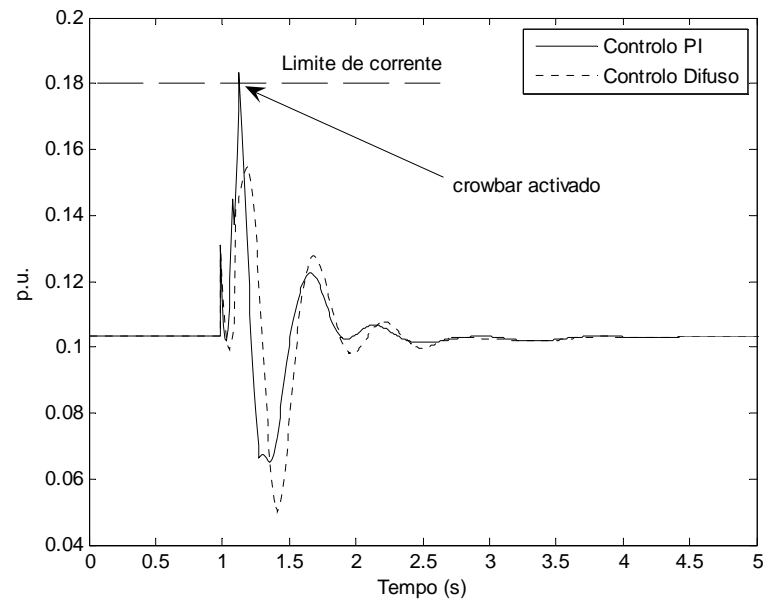


Figura 6.35. Comportamento da corrente do rotor para o DFWIG com controlo PI e controlo difuso durante o curto-circuito trifásico simétrico na barra 6.

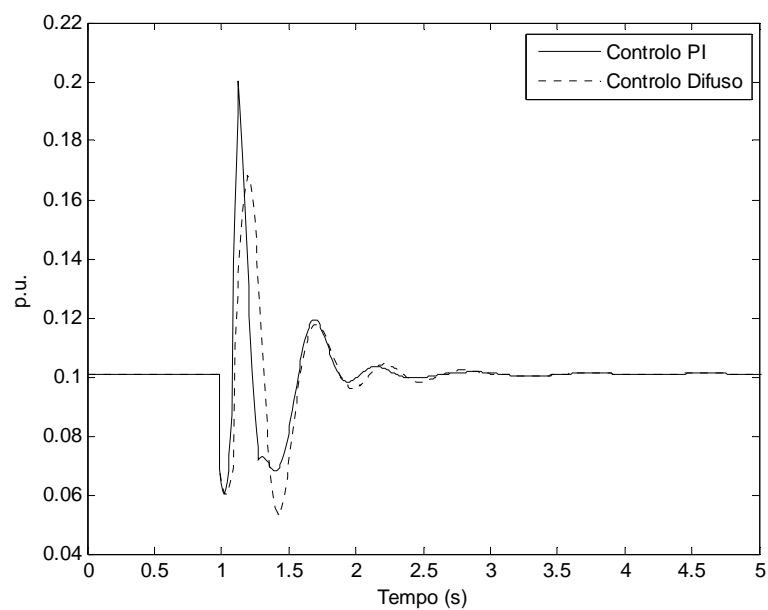


Figura 6.36. Comportamento do binário eléctrico do DFIWG com controlo PI e difuso durante um curto-circuito trifásico na barra 6.

Na Figura 6.36 pode ser observado o comportamento do binário eléctrico para ambas as filosofias de controlo adoptadas para o DFIWG equivalente. Uma oscilação de maior

amplitude é verificada no DFIWG com controlo PI como resultado da influência dos termos não lineares e de acoplamento associados ao modelo do aerogerador, que provocam a actuação do *Crowbar* influenciando negativamente o desempenho da máquina. Durante o defeito, os controladores difusos comportam-se de forma mais robusta. Apesar de não terem sido utilizados métodos de optimização para o ajuste de parâmetros concernentes a ambos os controladores PI e difusos, os controladores difusos podem ter um melhor desempenho em sistemas que estão sujeitos a grandes perturbações como os sistemas eléctricos de energia.

É assim importante ressaltar que controlo difuso adoptado neste trabalho, substituindo os controladores PI convencionais, apresenta um melhor desempenho quando os valores dos sinais de entrada em ambos os controladores PI e difusos são elevados (maior excursão em relação ao valor de entrada de referência). No entanto, as duas estratégias de controlo apresentam desempenhos similares quando os sinais de entrada nas malhas de controlo PI e difusas são pequenos. Isto resulta da acção não linear inerente de controladores difusos [70].

Uma outra estratégia de controlo a ser explorada no aerogerador DFIWG e que pode contribuir para aumentar a robustez de exploração do sistema de energia face às grandes perturbações diz respeito à participação destes aerogeradores no controlo primário de frequência. Esta filosofia de controlo será pormenorizadamente estudada a seguir.

6.4 PARTICIPAÇÃO DE GERADORES EÓLICOS DFIWG NA REGULAÇÃO DE FREQUÊNCIA DO SISTEMA ELÉCTRICO DE ENERGIA.

O objectivo desta secção consistiu em descrever os resultados de simulação computacional referentes a capacidade do aerogerador de indução duplamente alimentado em participar na regulação primária de frequência de um sistema eléctrico de energia.

Como se descreveu no capítulo 5, a capacidade de participação na regulação de frequência do aerogerador DFIWG está associada a um controlo proporcional em que o acréscimo de potência a ser adicionada à malha de controlo de potência activa desse gerador eólico é obtido a partir do desvio absoluto de frequência do sistema em relação ao seu valor nominal. A estratégia de controlo aqui aplicada pode ser revista na Figura 5.7 do capítulo 5.

eléctrico descrito na Figura 6.37: 1) Com geradores eólicos DFIWG sem participação na regulação de frequência; e 2) Com todos os geradores eólicos DFIWG com participação na regulação de frequência.

Os geradores eólicos são controlados para operarem com potência máxima para uma dada velocidade de vento. No entanto, tendo em conta o facto de um parque eólico ser representado por um aerogerador equivalente, a curva de potência óptima adoptada para a malha de controlo de potência activa do gerador equivalente deve ser definida com base na potência activa total que o parque pode entregar à rede eléctrica. Assim, foram definidas para as malhas de controlo de potência activa dos aerogeradores DFIWG equivalentes que representam 12 máquinas (ligados às barras 17 e 18 da rede RE-03) ou 15 máquinas (ligados às barras 8 e 13), as respectivas curvas de potência máxima pré-definidas descritas na Figura 6.38.

Além dos controlos de potência activa e reactiva, os aerogeradores equivalentes apresentam também controlo de *pitch* que domina o controlo de potência quando a velocidade de vento atinge um certo valor limite. O comportamento do aerogerador quando estiver a operar fora da região cúbica da curva de máxima potência é semelhante aos gráficos descritos, nomeadamente na secção 6.2.3.1 deste capítulo.

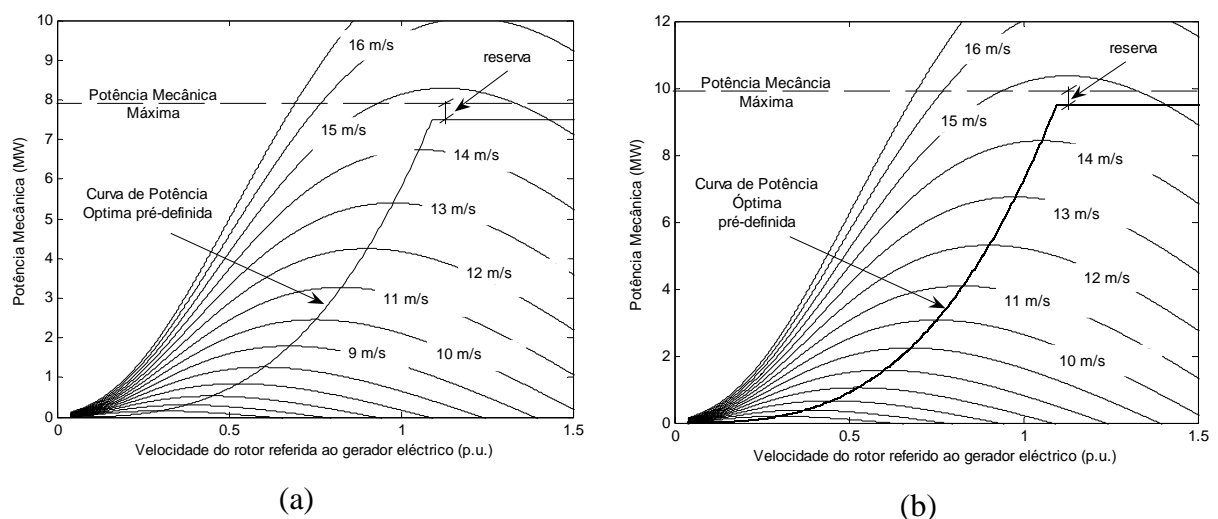


Figura 6.38. Curvas de potência óptimas pré-definidas para: (a) Gerador eólico DFIWG equivalente a representar 12 máquinas; (b) Gerador eólico DFIWG equivalente a representar 15 máquinas.

6.4.1. RESULTADOS DE SIMULAÇÃO

Dois tipos de perturbações foram simulados para avaliar o efeito do DFIWG na melhoria do comportamento dinâmico do sistema. Essas perturbações foram definidas como: 1) Aumento de carga na barra 5 da rede RE-03; e 2) Curto-circuito trifásico simétrico impedante aplicado à barra 10. Conforme se descreveu, a rede RE-03 apresenta 4 parques eólicos representados por aerogeradores equivalentes. Optou-se, porém, por se apresentar nesta secção apenas os desempenhos dos aerogeradores ligados às barras 13 (com 15 máquinas) e 17 (com 12 máquinas), respectivamente, dado que verificam resultados semelhantes nos parques com as mesmas características operacionais.

A velocidade de vento durante o processo de simulação é assumida constante e igual a 14 m/s e 13 m/s para os parques ligados às barras 13 e 17, respectivamente (para os outros parques ligados às barras 8 e 18, a velocidade de vento corresponde a 14 m/s).

6.4.1.1. AUMENTO DE CARGA.

O aumento de carga na rede foi simulado através de um súbito aumento da carga existente na barra 5 em 50% do seu valor, no instante $t = 1$ s. Este aumento de carga equivale aproximadamente a um aumento de 10% da carga total existente na rede eléctrica RE-03, aproximadamente.

Inicialmente foi considerado que todas as unidades síncronas estavam em operação e que a penetração de produção eólica para as condições de vento definidas antecipadamente (13 e 14 m/s) corresponde aproximadamente a 21,7% da geração total presente na rede RE-03. A Figura 6.39 mostra o comportamento da frequência do sistema (frequência do centro de inércia) com e sem os aerogeradores equivalentes a participarem na regulação primária de frequência.

Da observação da Figura 6.39 é possível concluir que o controlo integral de frequência dos geradores síncronos convencionais traz de volta a frequência do sistema para o seu valor nominal, após a perturbação que ocorreu na rede eléctrica. Para este cenário, foram assumidos diferentes valores de estatismo (5% e 10 % em p.u. na base da máquina) para a malha de controlo de inércia dos aerogeradores.

No instante em que a frequência do sistema cai devido ao aumento de carga, os parques eólicos com controlo de inércia participam na regulação de frequência injectando potência activa em simultâneo com as unidades síncronas convencionais. Para um estatismo de 10% usado no controlo de frequência dos aerogeradores DFIWG já se verifica algum apoio por parte destes geradores ao sistema eléctrico durante os primeiros momentos que se seguem à perturbação. Um estatismo de 5% conduz a uma injeção maior de potência por parte dos geradores eólicos aumentando a robustez da operação do sistema. Esta robustez está directamente associada à menor quantidade de potência activa que é injectada pelas unidades síncronas convencionais na rede eléctrica tendo em conta a contribuição dos geradores eólicos, o que ocasiona uma menor potência de desaceleração na equação de movimento dos geradores síncronos, e consequentemente, na queda da frequência do centro de inércia do sistema eléctrico.

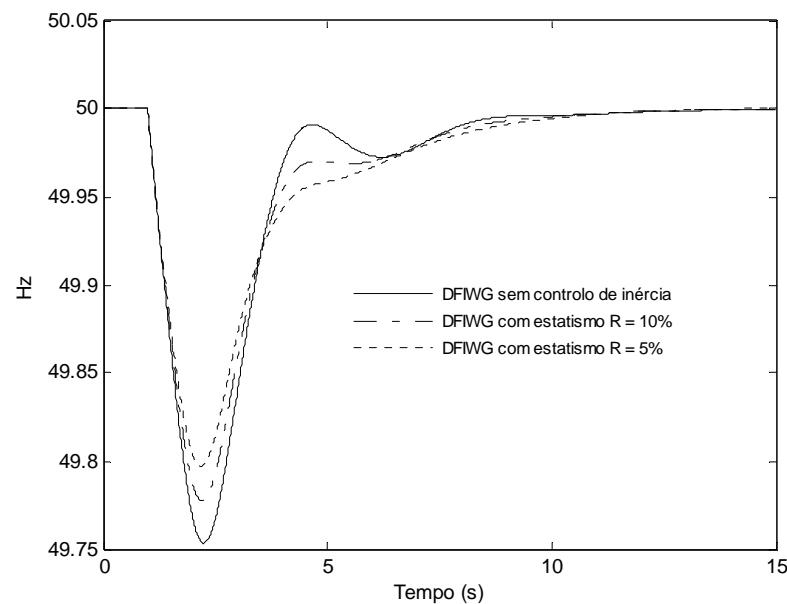


Figura 6.39. Comportamento da frequência do sistema com e sem DFIWG a participarem na regulação primária de frequência durante aumento de carga na rede RE-03.

Na Figura 6.40 são mostrados os comportamentos das potências activas injectadas pelos aerogeradores DFIWG equivalentes com e sem controlo de inércia (ligados nas barras 13 e 17 da rede RE-03).

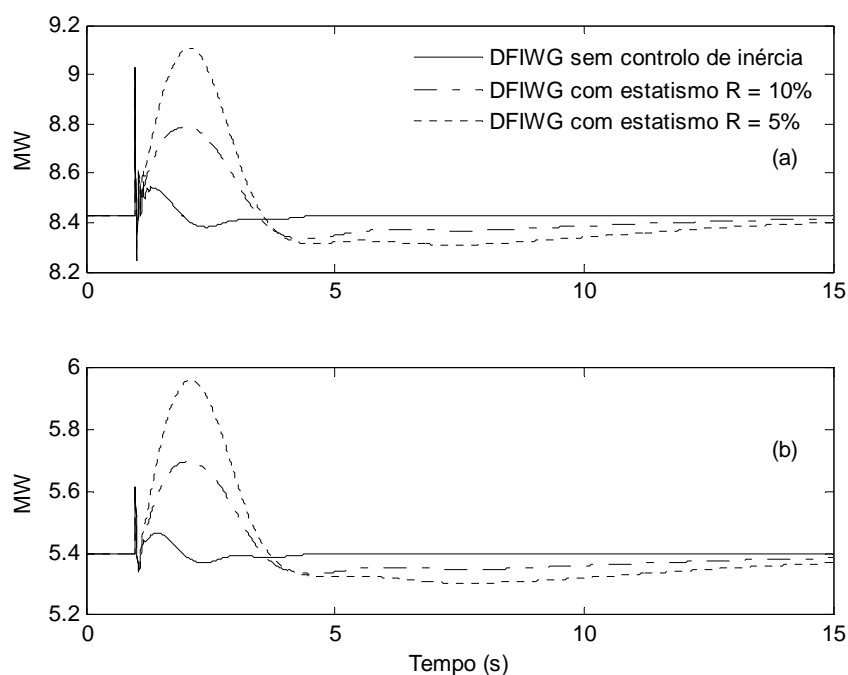


Figura 6.40. Potência active injectada pelos aerogeradores DFIWG equivalentes ligados: (a) na barra 13; (b) na barra 17.

Durante a queda da frequência do sistema, o controlo de inércia do DFIWG impõe um acréscimo de potência (ΔP_1) que é adicionado ao sinal de potência proveniente da curva de potência máxima pré-definida, adoptada na malha de controlo de potência activa do aerogerador, como se pode ver na Figura 6.41. No entanto, devido esta curva não apresentar margem de reserva de potência (*de-loading*), parte da potência resultante que é imposta ao controlo de potência activa do aerogerador está associada a energia cinética armazenada nas partes girantes do conjunto turbina/gerador. Com efeito, a velocidade do rotor do gerador eólico com controlo de inércia tende a sofrer uma queda mais significativa devido a transferência de energia cinética para a rede. Este facto é mais relevante quando é adoptado um estatismo de 5% na malha de controlo de inércia em que é exigida uma quantidade maior de potência a ser injectada pelo DFIWG na rede eléctrica. Os comportamentos das velocidades do rotor dos aerogeradores DFIWG equivalentes ligados às barras 13 e 17 são ilustrados na Figura 6.42.

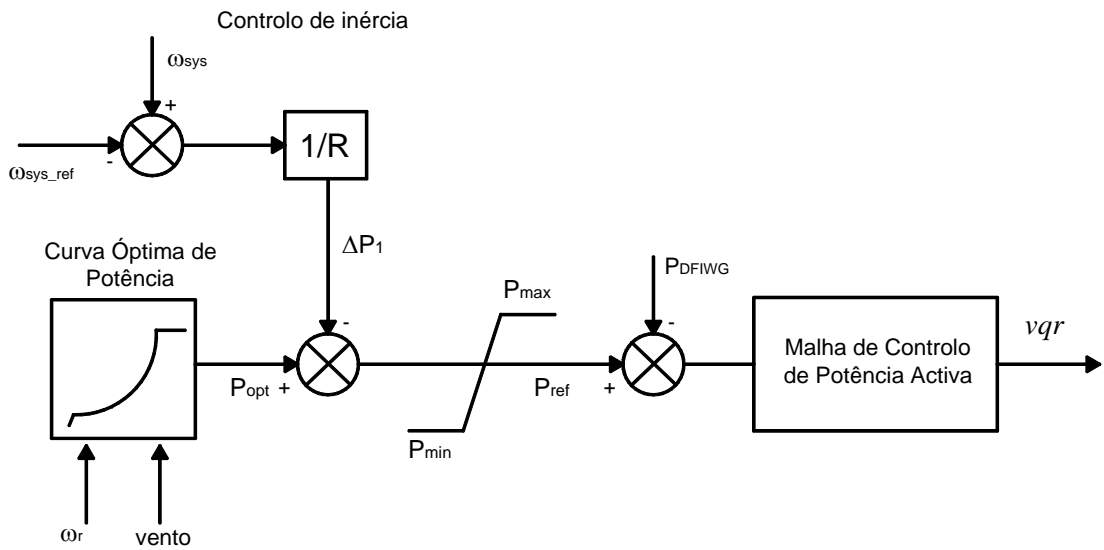


Figura 6.41. Esquema simplificado do controlo de potência do aerogerador DFIWG com controlo de inércia.

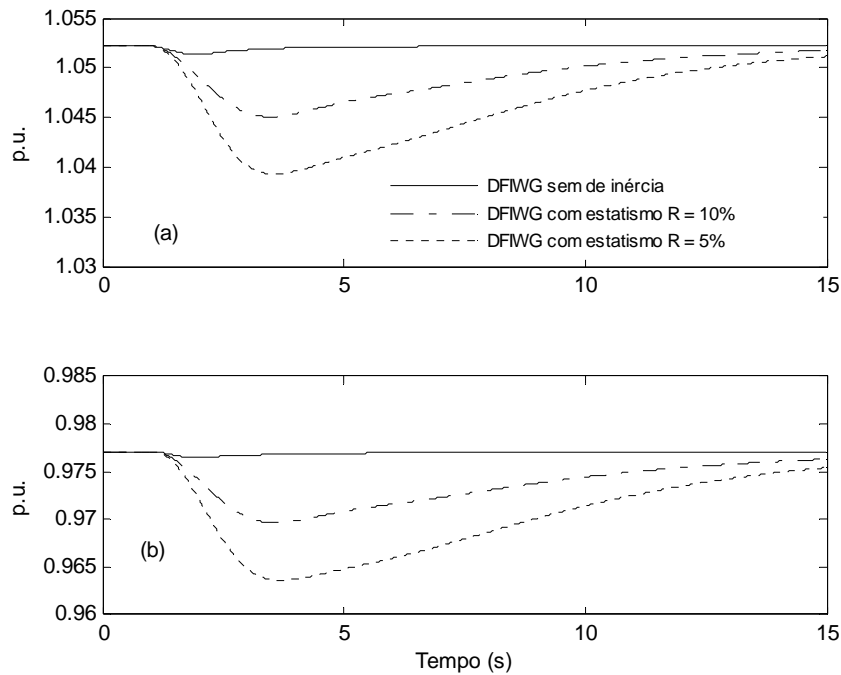


Figura 6.42. Velocidade do rotor dos DFIWG equivalentes ligados: (a) na barra 13; (b) na barra 17.

Na secção seguinte descreve-se um outro caso de estudo envolvendo o mesmo aumento de carga na barra 5, considerando-se, porém, um aumento de geração eólica. O objectivo deste caso é mostrar que o aumento de geradores eólicos dotados de controlo de inércia pode

melhorar o comportamento da frequência do sistema aquando da saída temporária de serviço de unidades síncronas convencionais.

6.4.1.2. AUMENTO DE CARGA COM AUMENTO DE GERAÇÃO EÓLICA

As unidades síncronas convencionais suprem a maior parte da potência activa consumida pela rede eléctrica e são responsáveis por restabelecer a frequência global do sistema eléctrico. Uma redução do número de geradores síncronos em operação poderia diminuir a inércia “vista” pela rede eléctrica o que pode afectar, significativamente, a capacidade de regulação de frequência, reduzindo, assim, a robustez do sistema eléctrico face à ocorrência de eventuais perturbações. Estas situações são particularmente críticas em redes isoladas.

Nesta secção será analisado um caso de simulação onde se assume que unidades síncronas a Diesel foram colocadas fora de serviço, sendo a potência total produzida por estas unidades substituída pelo aumento de geração eólica o que exigem um aumento do número de aerogeradores instalados.

Dois casos foram analisados tendo-se considerado: (1) O sistema eléctrico a operar com as unidades a Diesel em serviço e com produção eólica correspondendo a 21,7% da geração total, ou seja, sem aumento de geração eólica; e (2) Novos geradores eólicos são instalados no sentido de compensar a falta das unidades Diesel, aumentando a penetração de produção eólica para 38,2%. Em ambos os casos (1) e (2) foram considerados os aerogeradores DFWIG com e sem o controlo de inércia para as mesmas condições de vento definidas na secção anterior. As características dos parques eólicos com e sem aumento de aerogeradores são resumidas na Tabela 6.2.

No instante $t = 1$ s de simulação, é aplicado o mesmo aumento de carga na barra 5, como definido na secção anterior. O valor do estatismo usado para o controlo primário dos aerogeradores DFIWG foi de 5% (em p.u. na base da máquina). O comportamento da frequência do sistema para os casos (1) e (2) caracterizados em detalhe na tabela 6.2 é ilustrado na Figura 6.43.

CONDIÇÕES DE SIMULAÇÃO					
Case (1)			Case (2)		
Barras de reed	Potências Activa (MW)	Vel. de Vento (m/s)	Barras da rede	Potência Activa (MW)	Vel. de Vento (m/s)
8	8.43	14	8	14.04	14
13	8.43	14	13	14.04	14
17	5.4	13	17	9	13
18	6.74	14	18	11.24	14
Total	29			48.32	
AUMENTO DE DFIWG (caso (2))					
Barras da rede		Aerogeradores adicionados			
8 and 13		10			
17 and 18		8			

Tabela 6.2. Dados referentes aos parques eólicos para os casos de simulação considerados.

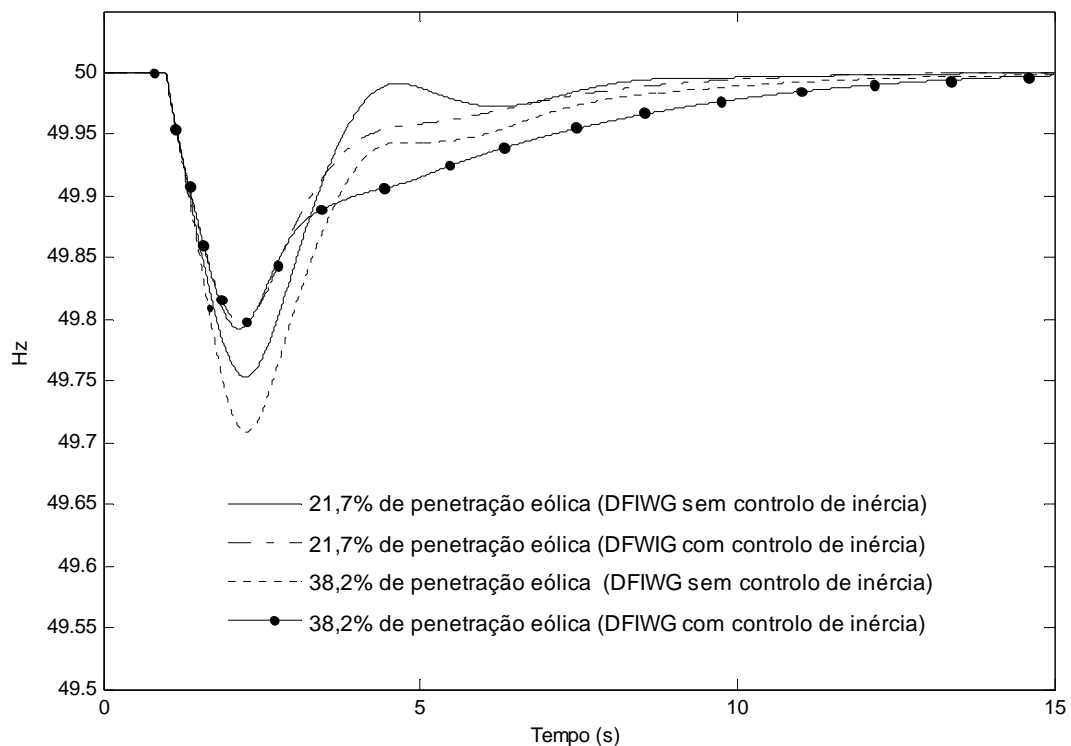


Figura 6.43. Comportamento da frequência do sistema da rede RE-03 com as unidades Diesel em operação ou fora de serviço com parques eólicos com e sem aumento de aerogeradores DFIWG.

Na Figura 6.43 pode ser constatado que quando os aerogeradores com controlo de inércia participam no controlo de frequência primária, verifica-se um expressivo melhoramento da resposta do sistema face ao desequilíbrio de carga. A substituição das unidades síncronas Diesel por aerogeradores não reduz neste caso a robustez da operação do sistema.

Além de desequilíbrios de carga na rede eléctrica que podem ocasionar variações significativas na frequência do sistema, é apresentado a seguir o caso de curtos-circuitos, pelo grande impacto que provocam na frequência do sistema eléctrico.

6.4.1.3. CURTO-CIRCUITO TRIFÁSICO SIMÉTRICO IMPEDANTE.

Em princípio, para se avaliar o comportamento dos aerogeradores DFIWG equivalentes com controlo de inércia e a influência destes no comportamento da frequência do sistema durante e após um curto-circuito, foi assumido que todos os geradores eólicos e seus conversores electrónicos são capazes de sobreviverem a afundamentos de tensão. Um defeito do tipo trifásico simétrico impedante com duração de 100 ms foi aplicado à barra 10 da rede eléctrica RE-03, no instante $t = 1$ s da simulação computacional.

Nas Figuras 6.44 - 6.46 são apresentados os comportamentos da frequência do sistema, das potências activas injectadas pelos geradores DFIWG equivalentes ligados às barras 13 e 17 e das velocidades angulares dos rotores referentes a tais aerogeradores aquando da ocorrência do curto-circuito.

Observa-se para este caso de simulação que o controlo de inércia além de responder rapidamente ao defeito ajuda a melhorar levemente resposta global do sistema, como mostra a Figura 6.44. A pouca contribuição dos geradores DFIWG quando dotados de controlo de inércia para a melhoria da frequência do sistema durante o defeito, deve-se à acentuada queda das potências activas que são injectadas pelos aerogeradores, na sequência das cavas de tensão que se propagam na rede, conforme se ilustra na Figura 6.45.

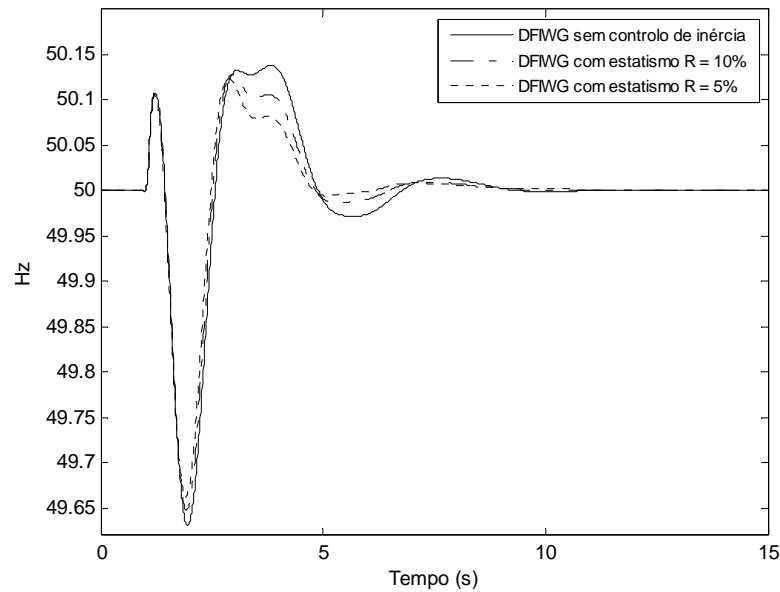


Figura 6.44. Comportamento da frequência do sistema durante um curto-circuito trifásico simétrico impedante na barra 10 da rede RE-03.

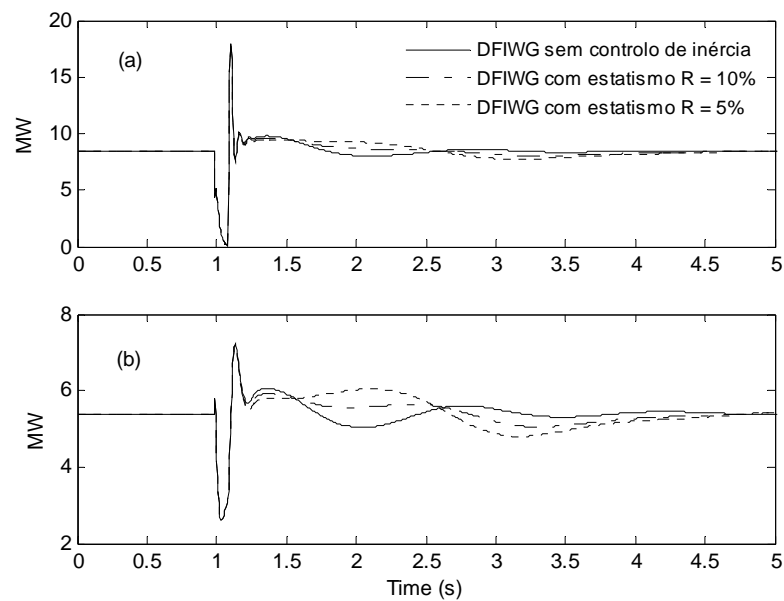


Figura 6.45. Potência activa injectada durante um curto-circuito trifásico simétrico impedante pelo parque eólicos ligados: (a) na barra 13; (b) na barra 17 da rede RE-03.

À medida que as tensões terminais das máquinas recuperam, e consequentemente, as potências activas injectadas pelas mesmas, nota-se uma acção mais clara do controlo de inércia dos geradores DFIWG, pelo que se verifica, após a eliminação do defeito, uma queda mais significativa das velocidades angulares dos rotores desses aerogeradores, devido à transferência das suas energias cinéticas para o sistema eléctrico, conforme mostra a Figura 6.46.

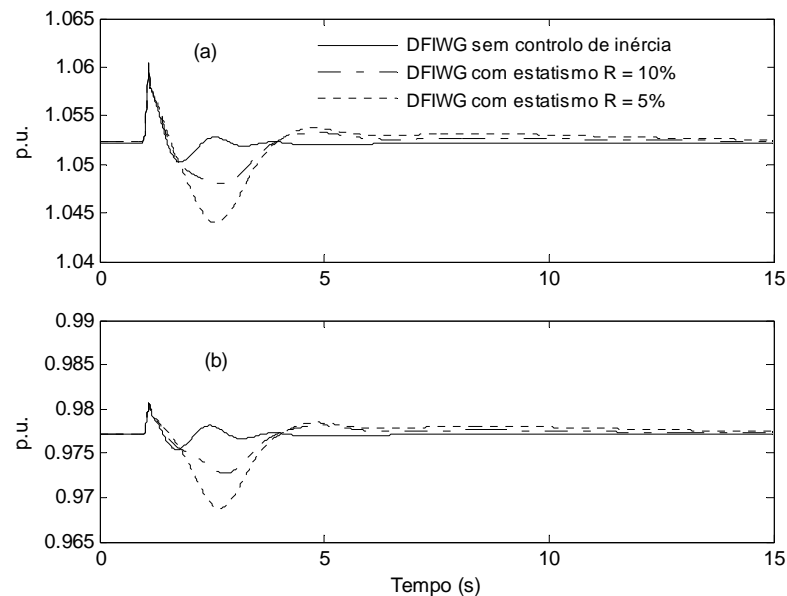


Figura 6.46. Comportamento da velocidade do rotor durante o curto-circuito trifásico impedante para os parques eólicos ligados: (a) na barra 13; e (b) na barra 17.

Recorda-se que desde que as unidades síncronas sejam capazes de corrigir o erro de frequência do sistema, o controlo de inércia dos aerogeradores DFIWG comporta-se de forma eficiente. No entanto, para que estes aerogeradores possam participar no equilíbrio produção/consumo quando os geradores síncronos não forem capazes de corrigir o erro de frequência do sistema, ou seja não forem dotados de controlo integral de frequência, deverá ser adoptado uma curva de potência óptima com reserva na malha de controlo de potência activa dos geradores eólicos, conforme se descreveu no capítulo 5. Este assunto será discutido, em pormenor, na secção a seguir.

6.5 CONTROLO DE ÓPTIMO DE GERAÇÃO EM PARQUES EÓLICOS A PARTIR DE SOLICITAÇÃO DO OPERADOR DO PARQUE.

No capítulo 5 foi descrita a capacidade do aerogerador DFIWG de poder aumentar ou diminuir a sua potência activa injectada para uma dada velocidade de vento, quando uma curva de potência óptima com reserva de potência é adoptada na malha de controlo de potência activa. Esta característica de operação permite, por sua vez, desenvolver o conceito de despachabilidade de um parque eólico de forma a que pontos de operação (*set points*) de potência activa e reactiva possam ser impostos aos aerogeradores para a atender uma dada solicitação de potência requerida pelo operador do parque. Nesta secção são apresentados os resultados de simulações efectuadas, envolvendo o problema de optimização descrito na secção 5.4.1 do capítulo 5, visando a identificação dos pontos de operação de cada aerogerador.

Para testar a metodologia proposta foi adoptado um pequeno parque eólico (denominado de PE-01) com 5 aerogeradores DFIWG, como mostra a Figura 6.47.

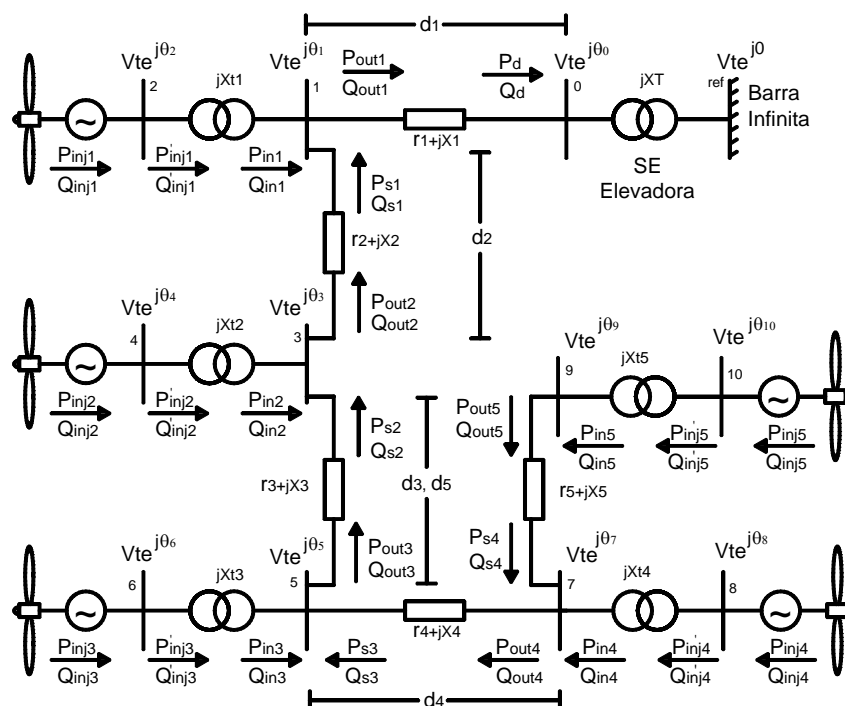


Figura 6.47. Configuração do parque eólico PE-01.

Os parâmetros dos transformadores e das linhas do parque eólico da Figura 6.47 são descritos na tabela 6.3 (os valores estão em p.u. na base do sistema). Os parâmetros referentes ao aerogerador DFIWG de 660kW, bem como os valores de base assumidos para a definição das grandezas em p.u. podem ser consultados no Anexo B.

	Line impedance p.u.	Dist. (Km)	*X _t (p.u.)
Z ₁	0.7690+j0.0603	d ₁ = 1.200	6.667
Z ₂	0.1986+j0.0156	d ₂ = 0.310	6.667
Z ₃	0.1986+j0.0516	d ₃ = 0.310	6.667
Z ₄	0.1986+j0.0516	d ₄ = 0.310	6.667
Z ₅	0.1986+j0.0516	d ₅ = 0.310	6.667

* Consiste na reactância do transformador que liga o aerogerador ao parque eólico

Tabela 6.3. Parâmetros das linhas e transformadores do parque eólico.

Os cenários de optimização estudados nesta secção implicam os casos:

- (a) Mínimo desvio da produção activa e reactiva do parque eólico considerando apenas a solicitação do operador do parque;
- (b) Mínimo desvio de produção de potência activa e reactiva do parque considerando a solicitação do operador do parque, tendo em conta a minimização das perdas associadas aos ramos da rede eléctrica e transformadores internos do parque.

Assumiu-se para ambos os casos (a) e (b) que todas as turbinas eólicas operam com a mesma velocidade de vento e que adoptam a mesma curva de potência óptima pré-definida com uma margem de reserva de 20%, como mostra a Figura 6.48.

Recorda-se porém, que todos os aerogeradores DFIWG do parque eólico além de apresentarem malhas de controlo de potência activa e reactiva são dotados de controlo de *pitch* que actua em simultâneo com os conversores electrónicos, conforme se descreveu na secção 5.3.2 do capítulo 5. Seguidamente serão descritos os resultados de simulação para ambos os cenários de optimização considerados.

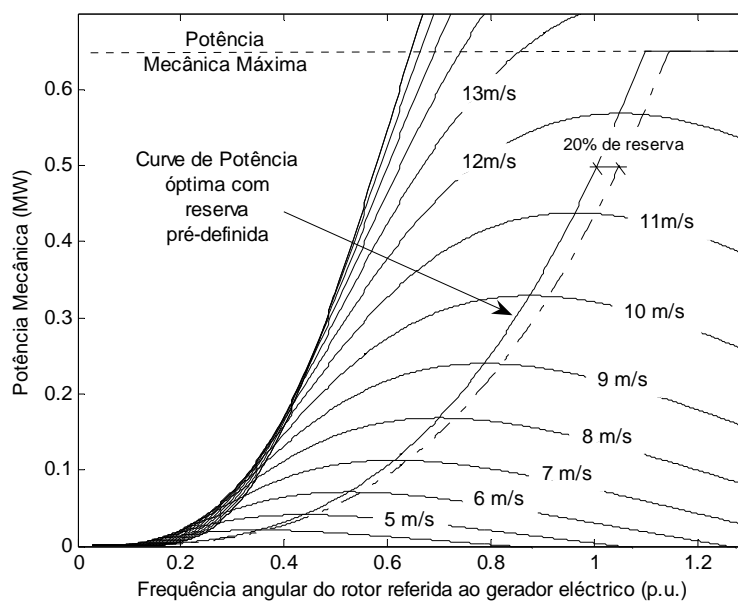


Figura 6.48. Curva de potência óptima com reserva pré-definida adoptada para aerogeradores DFIWG de 660 kW.

6.5.1. DEFINIÇÃO DOS PONTOS DE OPERAÇÃO DE POTÊNCIA ACTIVA E REACTIVA ATRAVÉS DA SOLUÇÃO DO PROBLEMA DE OPTIMIZAÇÃO

Para este efeito, a velocidade de vento foi assumida igual a 12 m/s para todos os 5 aerogeradores DFIWG do pequeno parque eólico. Para esta condição de vento, supõe-se que cada máquina está a operar com máxima potência activa o que corresponde a 0.005685 p.u. (0.5685 MW), em conformidade com a curva de potência óptima ilustrada na Figura 6.48. Neste caso, a potência activa total que o parque eólico está a injectar à rede eléctrica corresponde a 0.284258 p.u. ($5 \times 0,5685 \cong 2,85$ MW), aproximadamente.

Admitiu-se ainda que inicialmente cada máquina estava a injectar 0.0027 p.u. (0.27 MVar) de potência reactiva, o que equivale a dizer que cada gerador eólico opera com um factor de potência de 0.928 ($\text{tang } \varphi = 0,4$) capacitivo.

A partir deste cenário inicial de operação dos aerogeradores, os limites estabelecidos para as restrições que constam no programa de optimização passam a ser os seguintes:

$$\text{Potência Activa Injectada:} \quad 0,004548 \leq P_{inj} \leq 0,005685 \quad \text{p.u.} \quad (6.1)$$

$$\text{Potência Reactiva:} \quad -0,0028 \leq Q_{inj} \leq 0,0028 \quad \text{p.u.} \quad (6.2)$$

$$\text{Tensão das Barras:} \quad 0,9 \leq V \leq 1,1 \quad \text{p.u.} \quad (6.3)$$

$$\text{Ângulo das Barras:} \quad -\pi \leq \theta \leq \pi \quad \text{rad} \quad (6.4)$$

Onde o valor 0,004548 p.u. na equação (6.1) corresponde a potência activa mínima que cada gerador pode injectar para a velocidade de vento de 12 m/s definida de acordo com a margem de reserva de 20%, conforme a Figura 6.48. Por outro lado, os limites de potência reactiva bem como os limites de tensão das barras definidos nas equações (6.2) e (6.3), respectivamente, foram estabelecidos de acordo com os limites e características operacionais das máquinas.

Para exemplificar a forma como os novos pontos de operação de potência activa e reactiva são identificados pelo programa de optimização para cada aerogerador, partiu-se do pressuposto de que havia sido requerido uma redução de produção ao sistema de gestão do parque, implicando uma redução das potências activa e reactiva totais injectadas pelo parque na rede eléctrica de 2,85 MW e 1,35 MVA_r para 2,5 MW e 1,0 MVA_r, respectivamente. Isto corresponde a uma redução de 12,28% da potência activa total entregue pelo parque, e supõe-se a acontecer no instante $t = 5$ s de simulação computacional.

A tabela 6.4 descreve as novas condições de operação de cada gerador eólico após a execução do programa de optimização para a solicitação de potência que é requerida pelo operador do parque, tendo em conta os cenários de optimização (a) e (b) descritos anteriormente.

Gerador Eólicos ligado à barra	Caso (a)		Caso(b)	
	Potência Activa Injectada (MW)	Potência Reactiva Injectada (MVar)	Potência Activa Injectada (MW)	Potência Reactiva Injectada (MVar)
02	0.5142	0.2097	0.5685	0.2800
04	0.5164	0.2458	0.5685	0.2800
06	0.5144	0.2479	0.5223	0.1813
08	0.5140	0.2479	0.4550	0.2404
10	0.5139	0.2479	0.4548	0.2165
Total	2.5729	1.1992	2.5690	1.1982
Perdas Activa	Total = 46.157 kW		Total = 44.446 kW	
Potência Total entregue pelo parque à rede eléctrica	MW	MVar	MW	MVar
	2.5	1.0	2.498 1	0.9983

Tabela 6.4. Resultado do processo de optimização.

No caso (a), todas os geradores eólicos injectam aproximadamente a mesma potência activa, quando as perdas activa não são consideradas no problema de optimização, conforme se verifica na tabela 6.4 e graficamente na Figura 6.49.

A redução da potência activa dos aerogeradores DFIWG é inicialmente realizada pela exploração da reserva de 20% disponível a partir da curva de potência máxima adoptada nas malhas de controlo de potência activa das máquinas. Com feito, a velocidade angular do rotor aumenta quando a potência activa é reduzida, e como consequência, o ângulo de *pitch* é ajustado para um ângulo maior visando reduzir a potência mecânica. Os comportamentos dinâmicos da potência reactiva, velocidade angular do rotor e do ângulo de *pitch* são ilustrados nas Figura 6.50, 6.51 e 6.52, respectivamente.

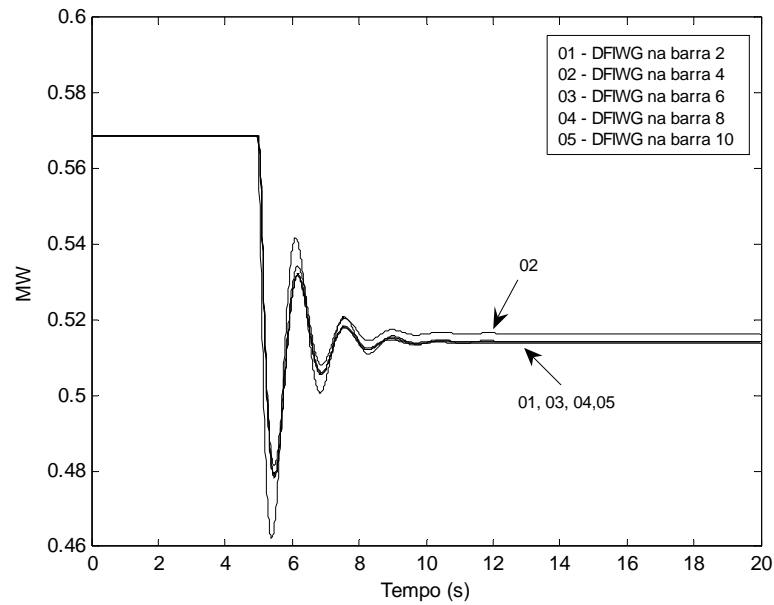


Figura 6.49. Potência activa injectada por cada aerogerador para o caso (a).

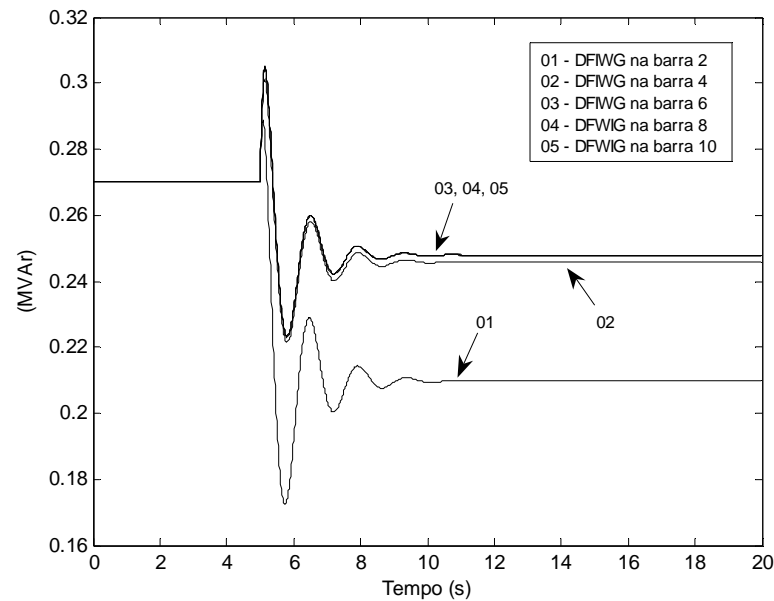


Figura 6.50. Potência reactiva injectada por cada DFIWG para o caso (a).

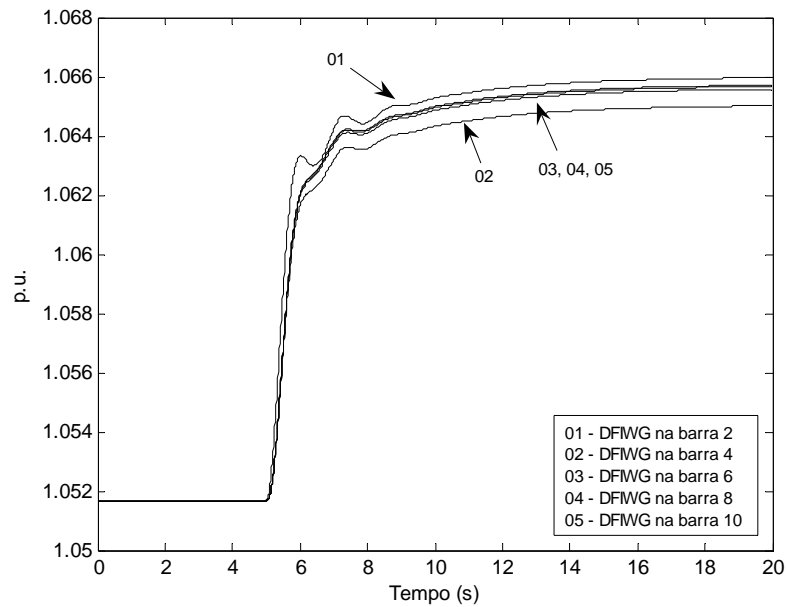


Figura 6.51. Comportamento da velocidade angular do rotor referida ao gerador eléctrico de cada DFWIG para o caso (a).

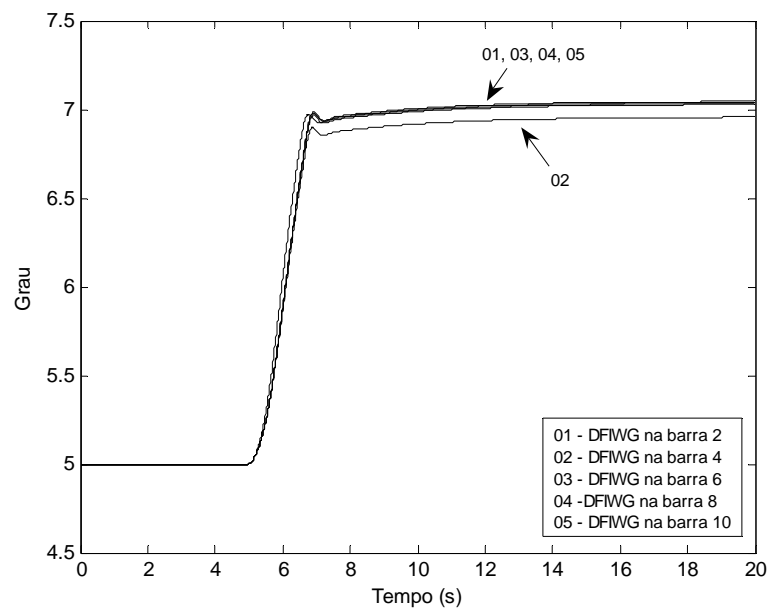


Figura 6.52. Comportamento do ângulo de *pitch* de cada DFWIG para o caso (a)

Após a execução do programa de optimização, foi verificado que mais potências activa e reactiva são produzidas pelas máquinas no caso (a) que no caso (b). Isto porque no primeiro

caso, as perdas activa e reactiva contribuem para a redução do erro entre as potências activa e reactiva totais entregues pelo parque à rede eléctrica e aquelas que são solicitadas pelo operador de rede ou pelo CDPE.

Por outro lado, poderiam ocorrer duas situações extremas para o caso (a): 1) Quando a potência activa requerida pelo operador de rede fosse maior do que aquela que o parque poderia entregar à rede eléctrica, em que a solução encontrada pelo programa de optimização seria a alocação da potência activa máxima que cada aerogerador poderia oferecer para uma dada velocidade de vento; 2) Quando o operador de rede solicitasse uma grande redução da potência activa total produzida pelo parque. Neste caso, todos os aerogeradores injectariam um valor mínimo potência activa para as condições de vento a que estão submetidos.

Para o caso (b) onde se considerou a minimização de perdas activas, verifica-se que para as máquinas mais afastadas do ponto de ligação à rede eléctrica (neste caso a subestação elevadora), nomeadamente, os geradores eólicos ligados às barras 8 e 10 (ver Figura 6.47), respectivamente, reduzem significativamente as suas potências activas injectadas, de forma a reduzir as perdas activas, no parque. Por outro lado, as turbinas mais próximas do ponto de ligação estão a injectar a potência activa máxima disponível. Para esta configuração, há uma redução nas perdas activa de 1,71 kW em relação ao caso (a).

Não obstante, uma vez que as perdas de potência reactiva não foram consideradas no processo de optimização, as potências reactivas injectadas por todos os aerogeradores DFIWG em ambos os casos de simulação são ajustadas adequadamente, respeitando as restrições de tensão e limites dos geradores eléctricos. No entanto, devido o interesse em minimizarem as perdas activa, os aerogeradores mais próximos do ponto de ligação à rede aumentam a potência reactiva injectada — neste caso, os geradores eólicos nas barras 2 e 4 operam com máxima potência reactiva — enquanto que as máquinas mais distantes reduzem a potência reactiva que injectam.

Os comportamentos das potências activa e reactiva, bem como da velocidade angular do rotor e do angulo de *pitch* para todas os aerogeradores DFIWG para o caso (b) são descritos nas Figuras 6.53 - 6.56, respectivamente.

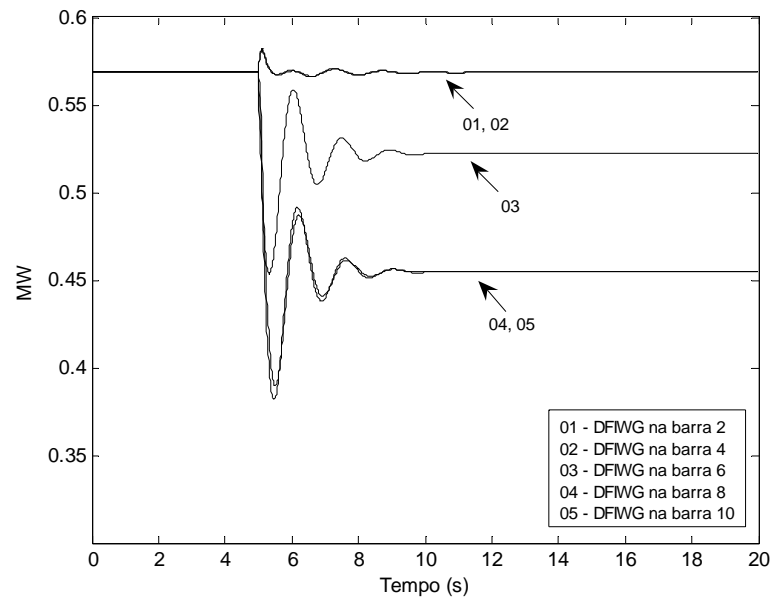


Figura 6.53. Potência activa injectada por cada DFIWG para o caso (b).

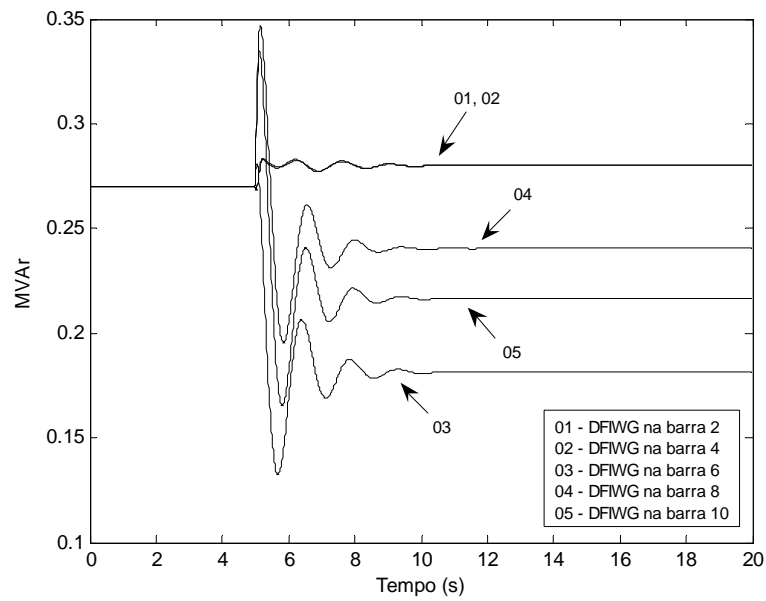


Figura 6.54. Potência reactiva injectada por cada DFIWG para o caso (b).

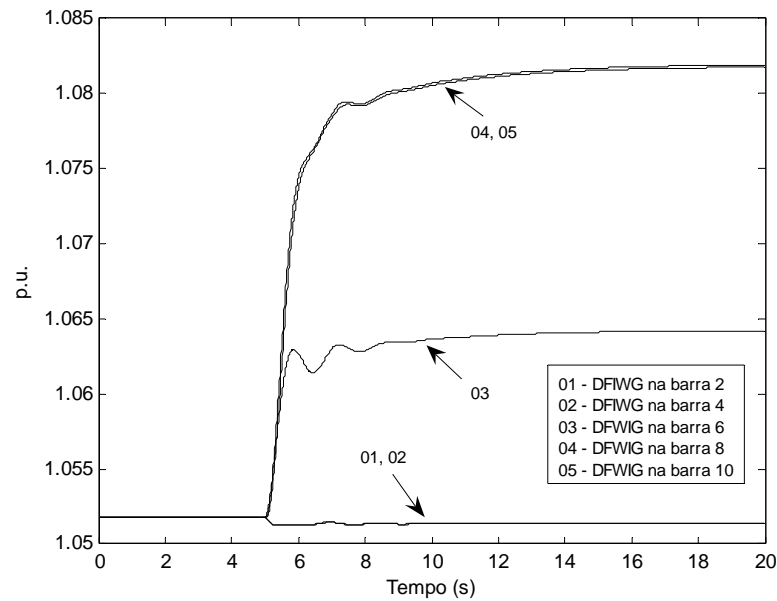


Figura 6.55. Comportamento da frequência do rotor referida ao gerador eléctrico de cada DFIWG para o caso (b).

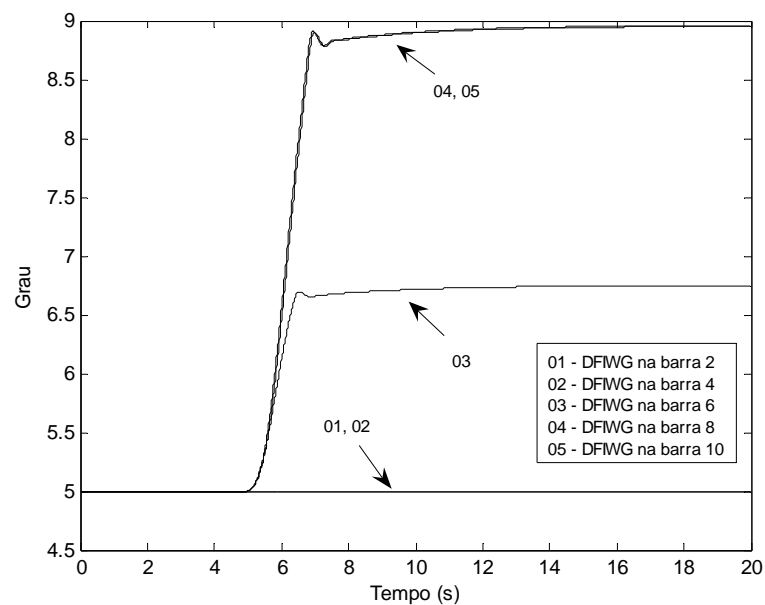


Figura 6.56. Comportamento do ângulo de *pitch* para cada DFIWG para o caso (b)

É importante ressaltar que no caso (b), o factor de peso adoptado (na função objectivo descrita em detalhe no capítulo 5 – eq.(5.18)) para o desvio entre a produção do parque e a

solicitação de potência requerida pelo operador de rede ou pelo CDPE é mais importante ($p_1 = 1$) que os factores de pesos referentes ao desvio de potência reactiva ($p_2 = 0,5$) e perdas activas ($p_3 = 0,5$).

Em geral, o caso (a) apresenta a pior situação devido a conduzir a maiores perdas em relação ao caso (b). Situações envolvendo diferentes velocidades de vento para cada aerogerador conduziriam a soluções similares onde as máquinas mais próximas do ponto de ligação à rede tenderiam a injectar um volume maior de potência activa e reactiva, de acordo com a velocidade de vento local e com os limites máximos definidos para ambas as potências.

Os resultados da adopção da abordagem de controlo individual para cada DFWIG mostram que os aerogeradores respondem rapidamente à definição de novos pontos de operação de potência definidos pelo operador do parque. Grande robustez dinâmica de operação foi conseguida com o controlo de *pitch* a actuar simultaneamente com os conversores electrónicos, permitindo que os geradores eólicos operem permanentemente sob curvas óptimas de potência com capacidade de reserva, o que possibilita também a participação destes no equilíbrio entre produção e consumo do sistema através da actuação do controlo de inércia, conforme se abordará a seguir.

6.5.2. PARTICIPAÇÃO NA REGULAÇÃO PRIMÁRIA DE FREQUÊNCIA.

Para se verificar a capacidade do aerogerador DFIWG em participar efectivamente na regulação de frequência do sistema, o que implica contribuir quantitativamente no equilíbrio de geração e consumo da rede eléctrica, assumiu-se, para efeito de simulação computacional, que os aerogeradores do parque PE-01 estão a operar com potências activas iguais aos valores descritos na tabela 6.4, referente ao caso (a), e que a rede eléctrica, representada na Figura 6.47 por uma barra infinita, sofre uma queda na frequência no instante $t = 25$ s. O comportamento da frequência da rede e as respostas em potência activa dos aerogeradores do parque PE-01 com e sem controlo de inércia são apresentados nas Figuras 6.57 e 6.58, respectivamente. De referir que o valor do estatismo R estabelecido para o controlo de inércia corresponde a 5% (na base da máquina eléctrica).

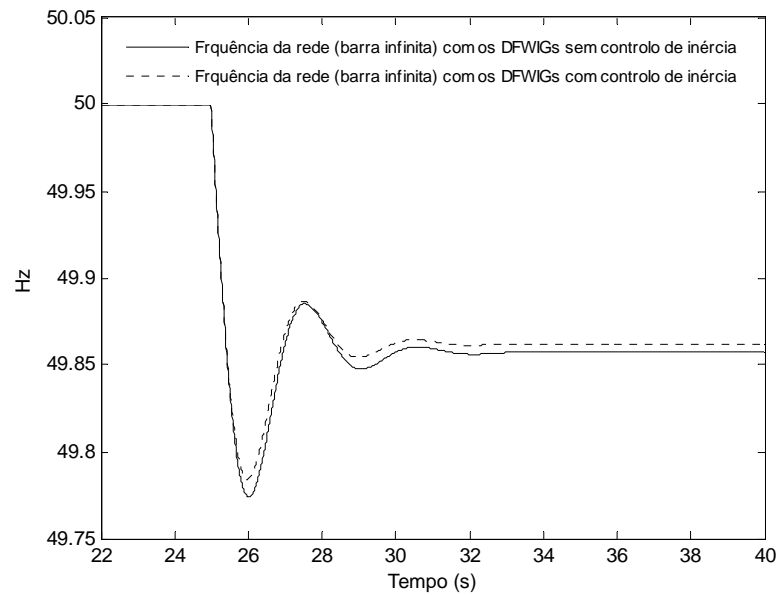


Figura 6.57. Comportamento da frequência da rede (barra infinita) com os DFIWGs com e sem controle de inércia.

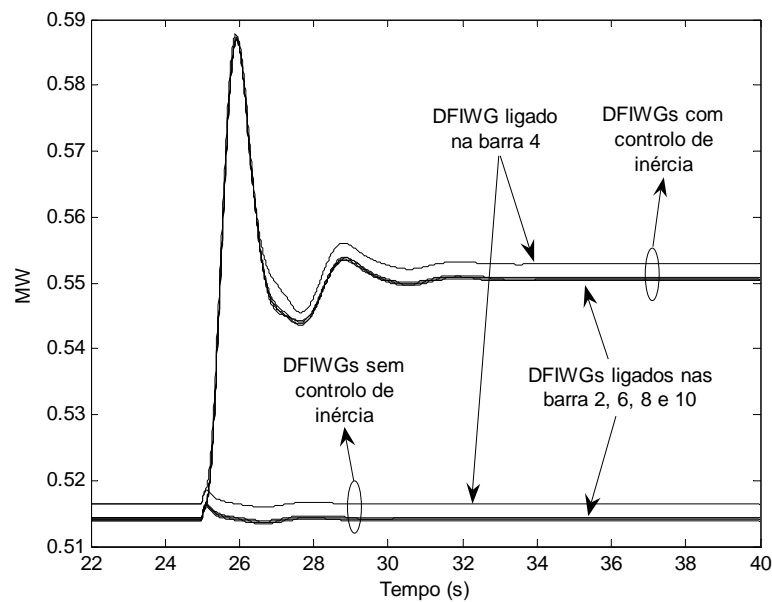


Figura 6.58. Potências activas dos aerogeradores DFIWGs com e sem controle de inércia.

Na Figura 6.57, nota-se uma ligeira melhoria na frequência do sistema quando os aerogeradores DFIWG apresentam controle de inércia em razão de injectarem potência activa

durante a queda de frequência, conforme mostra a Figura 5.8. No entanto, esta melhoria não é tão significativa, neste caso simulado, devido a pequena penetração de produção eólica. Conforme se descreveu na secção 6.4.2.1, para grandes penetrações de produção eólica este controlo é crucial para a melhoria da robustez do sistema.

6.6 CONCLUSÕES

Este capítulo descreveu pormenorizadamente o comportamento dinâmico do aerogerador duplamente alimentado com diferentes formas de controlo que envolveram, sobretudo, o controlo de tensão terminal e de frequência angular do rotor do aerogerador, assim como o controlo de suas potências activa e reactiva, respectivamente. Para tal efeito, foram elaboradas programas de simulação desenvolvidas em ambiente MATLAB[®] para cada estudo específico.

Demonstraram-se através de simulação computacional alguns dos aspectos mais relevantes associados ao funcionamento deste tipo de aerogerador, como a sua capacidade de operar como gerador mesmo estando abaixo da velocidade síncrona (com deslizamento positivo) e de ser capaz de injectar potência reactiva através do seu estator. Duas características que contrariam a forma usual de operação de um gerador de indução convencional.

Em outra abordagem, foi analisado comparativamente o desempenho do DFIWG quando controlado por controladores do tipo proporcional-integral e por controladores difusos. A capacidade dos controladores difusos de melhor se adaptarem a não linearidades permitiu obter um comportamento dinâmico mais robusto para o DFIWG face a diferentes perturbações aplicadas a uma rede eléctrica teste. Este estudo comprovou a potencialidade dos controladores difusos perante cenários de grandes perturbações no sistema eléctrico, tornando-os uma alternativa eficaz e robusta de controlo a ser explorado neste tipo de aerogerador.

Além de se abordar uma forma de controlo robusto para o aerogerador DFIWG, estudou-se também a capacidade destas máquinas em melhorar a robustez do sistema eléctrico participando na regulação de frequência do sistema eléctrico. O controlo de inércia adoptado para os aerogeradores DFIWG explora um princípio semelhante ao controlo primário utilizados em geradores síncronos convencionais, e possibilita que as máquinas de indução duplamente

alimentadas respondam rapidamente a variações de frequência do sistema. A contribuição inovadora deste estudo foi a de demonstrar que os geradores eólicos quando dotados com controlo de inércia permitem o aumento da penetração da produção eólica em redes isoladas sem comprometer a robustez de exploração do sistema de energia eléctrica, desde que exista disponibilidade de vento.

Este capítulo finaliza com a validação da aplicação de uma filosofia de controlo que permite aos aerogeradores responderem a uma solicitação de variação de potência de saída do parque requerida pelo CDPE. A ideia central desta filosofia reside na capacidade de permitir a um parque eólico aumentar ou diminuir a sua produção, atendendo a uma determinada solicitação do operador do sistema, permitindo a participação dos aerogeradores no controlo primário de frequência ou na resolução de restrições de rede. Para este efeito, recorreu-se ao desenvolvimento de um programa de optimização que calcula os novos pontos de operação em potência, tendo em conta a minimização dos desvios entre as potências activa e reactiva entregue pelo parque eólico à rede eléctrica e aquelas que são solicitadas pelo operador da rede, podendo considerar as perdas nos ramos do parque eólico.

Apesar do conceito de despachabilidade de parques eólicos ainda estar na sua infância, os resultados de simulação computacional obtidos comprovaram que a partir da adopção de uma adequada estratégia de controlo, este requisito operacional pode ser explorado de maneira eficaz e robusta contribuindo, indubitavelmente, para a melhoria da gestão global do sistema eléctrico face a níveis de penetração cada vez maiores da componente eólica nas redes de energia eléctrica.

Capítulo 7

CONCLUSÕES

7.1 PRINCIPAIS CONTRIBUIÇÕES DESTA DISSERTAÇÃO

Neste trabalho de investigação procurou-se analisar o comportamento dinâmico do aerogerador de indução duplamente alimentado com diferentes formas de controlo, no âmbito de estudos estabilidade transitória de sistemas de potência. O objectivo principal desta dissertação foi de avaliar a capacidade deste tipo de gerador eólico em contribuir para a melhoria da robustez do sistema eléctrico quando explorado para fornecer serviços de sistema incluindo a sua capacidade de sobrevivência a cavas de tensão.

Com base nos estudos apresentados e discutidos ao longo deste trabalho, descrevem-se a seguir as principais contribuições que podem ser identificadas.

7.1.1. QUANTO A MODELIZAÇÃO

O modelo matemático do gerador de indução com rotor bobinado adoptado neste trabalho permite modelizar os conversores electrónicos associados a este tipo de máquina como fontes controladas de tensão (para o conversor ligado ao rotor da máquina) e/ou de corrente (para o conversor ligado à rede eléctrica). Para efeitos de simulação computacional, é assumido que ambos os conversores electrónicos injectam apenas as componentes fundamentais de tensão e de corrente controladas. A adopção deste pressuposto foi fundamental tendo em conta o tipo de estudos analisados neste trabalho onde se pretendeu estudar o impacto da presença de aerogeradores de indução duplamente alimentado no comportamento dinâmico das rede eléctricas e não o comportamento detalhado dos conversores.

Apesar dos modelos apresentados terem sido implementados em código dedicado Matlab, eles podem facilmente ser integrados em ferramentas de simulação já existentes como o PSS/E, Eurostag, DigSilent e Simulink/Matlab.

7.1.2. QUANTO AS TÉCNICAS DE CONTROLO

Um conjunto de estratégias de controlo podem ser aplicadas ao aerogerador DFIWG o que comprova a flexibilidade oferecida pelos conversores electrónicos. Demonstrou-se que a máquina pode operar com tensão terminal e velocidade angular do rotor controladas, bem como com potência activa e reactiva em níveis desejados. A controlabilidade da máquina permite ainda explorar duas características de operacionalidade que são intrínsecas de máquinas de indução convencionais:

- Capacidade de operar como gerador mesmo com velocidade subsíncrona (com deslizamento positivo);
- Capacidade de injectar potência reactiva na rede eléctrica através do estator.

Estas duas características operacionais comprovam a grande versatilidade do aerogerador de indução duplamente e a grande razão de substituírem os aerogeradores de indução convencionais. Um outro importante detalhe é que o controlo da máquina pode ser efectuado recorrendo a conversores electrónicos com $\frac{1}{3}$ da potência nominal da máquina.

As estratégias de controlo que foram desenvolvidas envolveram predominantemente controladores do tipo proporcional-integral (PI). Todavia, demonstrou-se também que técnicas mais sofisticadas podem melhorar significativamente o desempenho do aerogerador, como no caso da utilização de controladores difusos que permitiu uma melhor adaptação a fenómenos não lineares. Atestou-se que a robustez oferecida por esta técnica pode evitar a retirada dos conversores electrónicos de serviço devido a actuação da protecção de *Crowbar* na sequência de um súbito aumento de corrente no rotor provocada, por exemplo, por um curto-circuito na rede eléctrica onde o aerogerador se encontra ligado.

É importante ressaltar que um dos factos importantes observado no caso da aplicação da estratégia de controlo difuso foi a não utilização da corrente do rotor como sinal de controlo como é requerido nas malhas de controlo com controladores PI, o que evidencia as grandes potencialidades dos controladores difusos em controlar sistemas onde o acesso a certos sinais de controlo pode não ser possível.

7.1.3. CONTRIBUIÇÃO PARA A ROBUSTEZ DO SISTEMA DE ENERGIA

Embora este trabalho tenha desenvolvido e proposto uma solução de controlo para permitir o aerogerador DFWIG responder melhor a cavas de tensão, procurou-se também enfatizar a capacidade deste aerogerador de participar na regulação de frequência e de responder a uma dada solicitação de potência requerida pelo operador da rede ou por um Centro de Despacho de Produção Eólica (CDPE), de modo a contribuir para o aumento da robustez e segurança de exploração do sistema eléctrico.

Demonstrou-se assim que a partir de um controlo de inércia, capaz de explorar a energia cinética da máquina, o aerogerador pode injectar potência activa para a rede durante uma queda de frequência subsequente a um aumento de carga ou curto-circuito contribuindo para atenuar a queda de frequência e melhorar a resposta global do sistema, nomeadamente em cenários com elevada integração de produção eólica.

Para assegurar a contribuição completa dos aerogeradores DFIWG na regulação primária de frequência, permitindo a participação destes geradores no equilíbrio de geração e consumo do sistema, as máquinas devem operar com uma margem de reserva de potência. Para este efeito, a solução de controlo proposta neste trabalho passa por se adoptar curvas de potência óptimas com um valor de reserva nas malhas de controlo de potência activa dos geradores eólicos DFWIG, tendo em conta uma actuação simultânea entre o controlo de *pitch* e as malhas de controlo dos conversores electrónicos, permitindo aos aerogeradores aumentarem ou diminuírem as suas produções tanto aquando de variações de frequência no sistema, como quando tal é requerido por sistemas de controlo e despacho de parques eólicos.

Outra das contribuições deste trabalho reside na apresentação de um procedimento de otimização para “despacho” de potência activa e reactiva dos aerogeradores de um parque eólico quando o parque é solicitado a ajustar as suas produções por parte do operador do sistema.

É possível afirmar a partir do conjunto de conclusões parcelares extraídas e tendo em conta os resultados apresentados, que as principais metas definidas para este trabalho e que conduziram a sua elaboração foram satisfatoriamente alcançadas. Embora os resultados aqui mostrados padeçam de falta de verificação experimental, pode-se afirmar que esta dissertação apresenta um conjunto de soluções e estratégias de controlo e gestão para os aerogeradores que permite admitir cenários de grande integração de produção eólica sem comprometer os necessários elevados padrões de segurança de exploração do sistema.

7.2 PERSPECTIVAS DE FUTUROS TRABALHOS

A presente dissertação abre diversas perspectivas de investigação e desenvolvimento tanto de assuntos que nela foram abordados como de temas com ela relacionados. De entre as várias perspectivas de desenvolvimento pode-se destacar:

- A aplicação e desenvolvimento de nova técnicas de controlo, como controladores neurais e neuro-difusos envolvendo processos de otimização que permitam robustecer a resposta dos aerogeradores perante situações de perturbação;
- Implementação e avaliação da eficácia do controlo primário de frequência e da adopção de curvas de potência com reserva em aerogeradores síncronos de velocidade variável;
- Desenvolvimento de soluções de “despacho” mais completas de parques eólicos, utilizando procedimentos de otimização e análise combinatória para se determinar com mais eficiência, os pontos de operação de potência activa e reactiva dos aerogeradores aquando da solicitação do operador do parque, tendo em conta diferentes cenários de disponibilidade de velocidade de vento em cada máquina.

- Identificação de soluções técnicas e de controlo que permitam a injeção de potência reactiva na rede por parte dos aerogeradores, contribuindo para o suporte do plano de tensão da rede, aquando da ocorrência de defeitos.

- Desenvolvimento de modelos que possam ser explorados em ferramentas de simulação como, por exemplo, OrCAD[®] ou EMTP (*Electromagnetic Transient Program*), para estudos que envolvam especificamente fenómenos subtransitórios e harmónicos associado ao aerogerador duplamente alimentado, nomeadamente, à máquina eléctrica e aos conversores electrónicos, de modo a possibilitar a definição de adequadas soluções técnicas que possam melhorar a qualidade do fornecimento de energia eléctrica à rede por parte deste tipo de máquina.

Referências Bibliográficas

- [1] “Press Release: World wind energy boom in 2005: 58.982 MW capacity installed”. Disponível em: <http://www.wwindea.org>
- [2] “Wind Energy: Objectives – Technology”. Disponível em: http://europa.eu.int/comm/energy/res/sectors/wind_energ_en-htm
- [3] “History of Wind Turbine”. Disponível em: <http://www.windpower.org>
- [4] John F. Walker, and Nicholas Jenkins, “Wind Energy Technology”, Editora John Wiley & Sons, 1997.
- [5] S. Daher, R. Pontes, and F. Antunes, “A Stand-alone Three-phase Induction Generator based Wind Energy Storage System”, IECON’99 Proceedings, The 25th Annual Conference of the IEEE, Vol. 3, pp. 1397-1402, 29 Nov – 3 Dec 1999.
- [6] “E-112 Wind Turbine”. Disponível em: <http://www.enercon.de>
- [7] “V120 – 4.5MW”. Disponível em: <http://www.vestas.com>
- [8] “REpower 5M”. Disponível em: http://www.repower5m.de/index_flash_uk.htm
- [9] V. Akhmatov, “Analysis of dynamic behavior of electric power system with large amount of wind power”, PhD dissertation, Elect. Power Eng. Ørsted-DTU, Technical Univ. Denmark, Kgs. Lyngby, Denmark, Apr. 2003.
- [10] F. Fesquet, P. Juston, and I. Garzulino, “Impact and Limitation of Wind Power Generation in a Island Power System”, IEEE Bologna Power Tech Conference, June 23th-26th, Bologna, Italy, 2003.

- [11] R. Jones, "Power Electronic Converters for Variables Speed Wind", IEE Colloquium on Power Electronics for Renewable Energy, pp. 1-8, June 1997.
- [12] C. Schauder, and M. Mehta, "Vector analysis and control of advanced static VAR compensators", IEE proc.-C, Vol. 140, No. 4, July 1993.
- [13] P. W. Lehn. And M. R. Iravani, "Experimental Evaluation of STATCOM Closed Loop Dynamics, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 13, No. 4, Oct. 1998.
- [14] I. Çadirci, and M. Ermis, "Double-output induction generator operating at subsynchronous and supersynchronous speeds", IEE proc.-B, Vol. 139, No. 5, Sep. 1992.
- [15] L. H. Hansen, P. H. Madsen, F. Bloabjerg, H. C. Christensen, U. Lindhard, and K. Eskildsen, "Generators and Power Electronics Technology for Wind Turbines", IECON'01, The 27th Annual Conference of IEEE Industrial Electronic Society, 29 Nov. – 2 Dec., pp. 2000-2005, Vol. 3, 2001.
- [16] P. Pillay, and V. Levin, "Mathematical Model for Induction Machine", 30th IAS'95, Industry Applications Conference, Vol. 1, pp. 606-616, 8-12 Oct. 1995.
- [17] A. Feijóo, J. Cidras, and C. Carrillo, "A Third Order Model for the Doubly Fed Induction Machine", Electric Power System Research, Vol. 56, pp. 121-127, 2000.
- [18] J. G. Slootweg, H. Polinder, and W. L. Kling, "Dynamic modeling of a Wind Turbine with Doubly Fed Induction Generator", IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, Vol.1, pp. 664-649, 15-19 July 2001.
- [19] M. G. Ioannides, "Doubly Fed Induction Machine State Variables Model and Dynamic Response", IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol.6, No. 1, March 1991.
- [20] Markus A. Pöller, "Doubly-Fed Induction Machine Models for Stability Assessment of Wind Farms", Proc. IEEE Power Conference, June 23th – 26th 2003, Bologna, Italy.

- [21] Y. Tang, and Longya Xu, "A Flexible Active and Reactive Power Control Strategy for a Variable Speed Constant Frequency Generating System", IEEE Transactions on Power Electronics, Vol. 10, No. 4, July, 1995.
- [22] R. Pena, J. C. Clare, and G. M. Asher, "Doubly Fed Induction Generator using back-to-back PWM Converters and Its Applications to Variable-Speed Wind-Energy Generation", IEE Proc. Electr. Power Appl., Vol. 143, No. 3, May, 1996.
- [23] N. Mohan, T. M. Underland, and W. P. Robbins, "Power Electronics". Editora: John Wiley & Sons, 3^o Edition, 2003.
- [24] I. Çadirci, and M. Ermis, "Performance Evaluation of Wind Driven DOIG using a Hybrid Model", IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 3, No. 2, June 1998.
- [25] A. Tapia, G. Tapia, J. X. Ostolaza, J. R. Saenz, R. Criado, and J. L. Berosategui, "Reactive Power Control of a Wind Farm Made up with Doubly Fed Induction Generator (I)", IEEE Porto Power Tech Conference, 10th – 13th September 2001, Porto, Portugal.
- [26] A. Tapia, G. Tapia, J. X. Ostolaza, J. R. Saenz, R. Criado, and J. L. Berosategui, "Reactive Power Control of a Wind Farm Made up with Doubly Fed Induction Generator (II)", IEEE Porto Power Tech Conference, 10th – 13th September 2001, Porto, Portugal.
- [27] J. L. Rodríguez-Amenedo, S. Arnalte, and J. C. Burgos, "Automatic Generation Control of a Wind Farm with Variable Speed Wind Turbines", IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 17, No. 2, June 2002.
- [28] M. Machmom, F. Poitiers, C. Darengosse, and A. Queric, "Dynamic Performance of Doubly-Fed Induction Machine for a Variable-Speed Wind Energy Generation", PowerCon2002, International Conference on Power System Technology, Vol.4, pp. 2431-2436, 13th – 17th October 2002.
- [29] Juan M. Rodríguez, José L. Fernández, Domingo Beato, Ramón Iturbe, Julio Usuola, Pablo Lesdema, and José R. Withelmi, "Incidence on Power System Dynamic of High Penetration

- of Fixed Speed and Doubly Fed Wind Energy Systems: Study of Spanish Case”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 17, No. 4, November 2002.
- [30] J. G. Slootweg, H. Polinder, and W. L. Kling, “Representing Wind Turbine Electric Generating System in Fundamental Frequency Simulations” IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 18, No. 1, December 2003.
- [31] J. G. Slootweg, and W. L. Kling, “ Aggregated Modeling of Wind Park in Power System Dynamic Simulation”, IEEE Power Tech Conference, 23th – 26th June 2003, Bologna, Italy.
- [32] Janaka B. Ekanayaka, Lee Holdsworth, XueGuang Wu, and Nicholas Jenkins, “Dynamic Modelling of Doubly Fed Induction Generator Wind Turbine”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 18, No. 2, May 2003.
- [33] L. Holdsworth, X. G. Wu, J. B. Ekanayake, and N. Jenkins, “Comparison of Fixed Speed and Doubly Fed Induction Wind Turbine during Power System Disturbances”, IEE Proc. – Gener. Transm. Distrib., Vol. 150, No. 3, May 2003.
- [34] Marcus V. A. Nunes, J. A. Peças Lopes, Hans Helmet Zürn, Ubiratan H. Bezerra, and Rogério G. Almeida, “Influence of Variable-Speed Wind Generators in Transient Stability Margino of the Conventional Generator Integrated in Electrical Grids”, IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 19, No. 4, December 2004.
- [35] Pedro F. Marques, e J. A. Peças Lopes, “Procedimentos de Rede para Aceitação de Produção Eólica e Especificação de *Ride Through Defaul*”, Trabalho de Consultoria para o Operador Nacional do Sistema Eléctrico Brasileiro – ONS, Julho 2004.
- [36] Pedro F. Marques, J. A. Peças Lopes, Ângelo Mendonça, e Rogério Almeida, “Avaliação do Comportamento Dinâmico da Rede Eléctrica Portuguesa num Cenário de Grande Integração de Produção Eólica”, ENER’05, Conferência sobre Energias Renováveis e Ambientais em Portugal, 5-7 de Maio 2005, Figueira da Foz, Portugal.

- [37] J.P. Sucena Paiva, J.M. Ferreira de Jesus, Rui Castro, Pedro Correia, João Ricardo, A. Reis Rodrigues, João Moreira, e Bruno Nunes, "Transient Stability Study of the Portuguese Transmission Network with a High share of Wind Power", XI ERIAC CIGRÉ – Undécimo Encuentro Regional Iberoamericano de Cigré, Paraguay, May 2005.
- [38] P. Kundur, "Power System Stability and Control". Editora: McGraw-Hill, 1994.
- [39] P. M. Anderson, and A. A. Fouad, "Power System Control and Stability", Editora: IEEE Press – Series on Power Engineering, Second Edition, 2003.
- [40] J. G. Sloopweg, S. W. H. de Haan, H. Polinder, and, W. L. Kling, "General Model for Representation Variable Speed Turbines in Power System Dynamics Simulations", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 18, No. 1, Feb. 2003.
- [41] Salman K. Salman, and Anita L. J. Teo, "Windmill Modeling Consideration and Factors Influencing the Stability of a Grid-Connected Wind Power-Based Embedded Generator", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 18, No. 2, May 2003.
- [42] Chee-Mun Ong, "Dynamic Simulation of Electrical Machinery using Matlab/Simulink", Editora: Prentice Hall Inc., 1997.
- [43] H. Akagi, Y. Kanazawa, and A. Nabae, "Instantaneous Reactive Power Compensators Comprising Switching Devices without Energy Storage Components", IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. IA-20, N0. 3, May/June 1984.
- [44] P. G. Barbosa, L. G. B. Polim, E. H. Watanabe, and R. Hanitsch, "Control strategy for grid-connected DC-AC converters with load power factor corrections", IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib., Vol. 145, No. 5, Sep. 1998.
- [45] P. G. Barbosa, I. Misaka, and E. H. Watanabe, "Advanced Var Compensators using PWM-Voltage", COBEP'93, Anais do 2º Congresso Brasileiro de Eletrônica de Potência, pp. 173-178, Nov. 1993, Uberlândia, Minas Gerais.

- [46] R. G. de Almeida, and J. A. Peças Lopes, “Primary Frequency Control Participation Provided by Doubly Fed Induction Wind Generators”, Proc. PSCC’05, 15th Power System Computation Conference, August 2005, Liège, Belgium.
- [47] C. Chompoo-Inwai, C. Yingvivanapong, K. Methaproyoon, and Wei-Jen Lee, “Reactive Compensation Techniques to Improve the Ride-Through Capability of Wind Turbine During Disturbance” IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 41, No. 3, May/June 2005.
- [48] J. Morren, and S. W. H. de Haan, “Ridethrough of Wind Turbines with Doubly-Fed Induction Generator During a Voltage Dip”, IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 20, June 2005.
- [49] O. Anaya-Lara, and N. Jenkins, “Fault Current Contribution of DFIG Wind Turbines”, 3rd IEE International Conference on Reliability of Transmission and Distribution Networks, 15-17 Feb. 2005, London, U.K.
- [50] Katsuhiko Ogata, “Modern Control Engineering”, Editora: Prentice Hall, 3 edition, 1996.
- [51] C. C. Lee, “Fuzzy Logic in Control Systems: Fuzzy Logic Controller – Part I”, IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics, Vol. 20, No. 2, March/April 1990.
- [52] C. C. Lee, “Fuzzy Logic in Control Systems: Fuzzy Logic Controller – Part II”, IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics, Vol. 20, No. 2, March/April 1990.
- [53] M. A. M. Prats, J. M. Carrasco, E. Galván, J. A. Sánchez, L. G. Franquelo, and C. Batista, “IECON 2000 – Industrial Electronics Society, Vol. 3, pp.1497-1502, 22-28 Oct 2000.
- [54] R. G. de Almeida, J. A. Peças Lopes, and J. A. L. Barreiros, “Improving Power System Dynamic Behavior through Doubly Fed Induction Machines Controlled by Static Converter Using Fuzzy Control”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, No. 4, Nov. 2004.

- [55] Bimal K. Bose, “Modern Power Electronics and AC Drives”. Editora: Prentice Hall, 1st Edition, 2001.
- [56] Ian S. Shaw, e Marcelo Godoy Simões, “Controle e Modelagem Fuzzy”. Editora: Edgard Blücher Ltda, 1^o Edição, 1999.
- [57] Y. F. Li, and C. C. Lau, “Application of Fuzzy Control for Servo Systems”, Proc. IEEE Robotics and Automation, Vol. 3, pp.1511-1519, Apr. 1988.
- [58] Y. F. Li, and C. C. Lau, “Development of Fuzzy Algorithms for Servo Systems”, IEEE Control System Magazine, Vol. 9, Issue 3, pp. 65-72, Apr. 1989.
- [59] J. A. Peças Lopes, “Procedimentos de Operação e Arquitecturas de Gestão dos Sistemas Eléctricos para Acomodar com Segurança Níveis Elevados de Produção Eólica”. Actas do ENER’05 - Conferência sobre Energias Renováveis e Ambientais em Portugal, Figueira da Foz, Maio 2005.
- [60] J. Ekanayake, and N. Jenkins, “Comparison of the Response of Doubly Fed and Fixed-Speed Induction Generator Wind Turbines to Changes in Network Frequency”, IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 19, No. 4, Dec. 2004.
- [61] J. P. Sucena Paiva, “Redes de Energia Eléctrica – Uma análise sistemática”. Editora: IST Press, 2005.
- [62] L. Holdsworth, J. B. Ekanayake, and N. Jenkins, “Power System Frequency Response from Fixed Speed and Doubly Fed Induction Generators based Wind Turbines”, Wind Energy, Vol. 7, Issue 1, pp. 21-35, March 2004.
- [63] R. G. de Almeida, E. D. Castronuovo, and J. A. Peças Lopes, “Optimum Generation Control in Wind Parks when Carrying Out System Operator”, Accepted for publication in IEEE Transactions on Power System, Digital Object Identifier 10.1109/TPWRS.2005.861996.

- [64] Jan Machowski, Janusz Bialek, and James R. Bumby, “Power System Dynamics and Stability”, Editora: John Wiley & Sons, 1º Edition, 1997.
- [65] E. D. Castronuovo, J. M. Campagnolo, and R. Salgado, “New Versions of Nonlinear Interior Point Methods Applied to the Optimal Power Flow”, Proc. IEEE T&D 2002 Latin America, São Paulo, Brazil, Apr. 2002.
- [66] G. S. Stavrakakis, and G. N. Kariniotakis, “A General Simulation Algorithm for the Accurate Assessment of Isolated Diesel-Wind Turbines Systems Interaction. Part I: A general Multimachine Power System Model”, IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 10, No. 3, Sept. 1995.
- [67] G. S. Stavrakakis, and G. N. Kariniotakis, “A General Simulation Algorithm for the Accurate Assessment of Isolated Diesel-Wind Turbines Systems Interaction. Part II: Implementation of the Algorithm and Case-Studies with Induction Generators”, IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 10, No. 3, Sept. 1995.
- [68] João A. Peças Lopes, e Rogério Almeida, “Documentação do Programa de Simulação Dinâmica de Sistemas de Potência com Geradores de Indução Duplamente Alimentados e Geradores Convencionais com Controlo de *Pitch*”, Trabalho de Consultoria para o Operador Nacional do Sistema do Brasil - ONS, Agosto 2004.
- [69] Steven C. Chapra, and Raymond Canala, “Numerical Methods for Engineers: With Software and Programming Applications”, Editora: McGraw-Hill, 4º Edition, 2001.
- [70] Hongxing Li, C. L. Philip Chen, and Han-Pang Huang, “Fuzzy Neural Intelligent System: Mathematical Foundation and Applications in Engineering. Editora: CRC Press, 2000.
- [71] Hadi Saadat, “Power System Analysis”, Editora: MacGraw-Hill, 2º Edition, 2002.

Anexo A

Alguns Conceitos de Lógica Difusa

Neste anexo são tratados sucintamente alguns dos conceitos mais relevantes sobre lógica difusa necessários para o melhor entendimento da modelização do controladores difusos que foram, pormenorizadamente, apresentados no capítulo 4. De referir que está fora do âmbito desta dissertação uma abordagem detalhada sobre a lógica difusa.

A.1 OPERAÇÃO DE CONJUNTOS DIFUSOS

Para se descrever as principais operações que podem ser aplicadas entre conjuntos difusos, recorreu-se a dois conjuntos difusos A e B definidos por funções de pertença do tipo triangular que pertencem a um mesmo universo de discurso X . Cada elemento x pertencente a esse universo de discurso ($x \in X$) pode apresentar graus de pertença $\mu_A(x)$ e $\mu_B(x)$ associados aos conjuntos difusos A e B , respectivamente, ou seja:

$$\begin{aligned} A &= \{(x, \mu_A(x)) / x \in X\} \\ B &= \{(x, \mu_B(x)) / x \in X\} \end{aligned} \quad (\text{A.1})$$

Esses conjuntos difusos são descritos na Figura A.1.

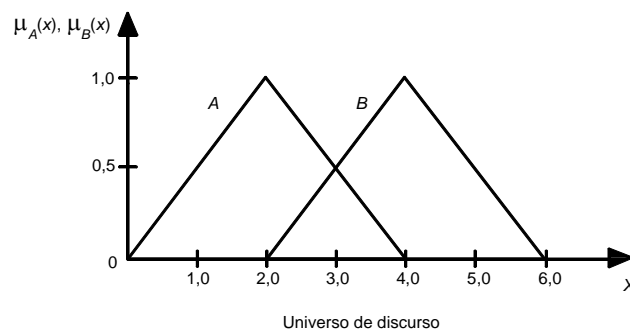


Figura A.1. Conjuntos difusos A e B .

Com base na Figura A.1, descrevem-se a seguir as principais operações entre conjuntos difusos:

União: A união entre os conjuntos difusos A e B (denotado por $A \cup B$) é um conjunto difuso de X com uma função de pertença definida como:

$$\begin{aligned}\mu_{A \cup B}(x) &\equiv \max[\mu_A(x), \mu_B(x)] \\ &\equiv \mu_A(x) \vee \mu_B(x)\end{aligned}\quad (\text{A.2})$$

Onde o símbolo “ \vee ” corresponde ao operador “max”. Graficamente, o conjunto difuso $\mu_{A \cup B}(x)$ é descrito na Figura A.2.

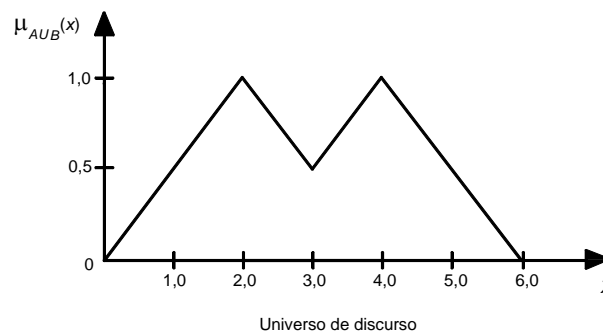


Figura A.2. Conjunto difuso resultante da união dos conjuntos difusos A e B .

Intersecção: A intersecção entre os conjuntos difusos A e B (denotado por $A \cap B$) corresponde a um conjunto difuso de X com uma função de pertença definida como:

$$\begin{aligned}\mu_{A \cap B}(x) &\equiv \min[\mu_A(x), \mu_B(x)] \\ &\equiv \mu_A(x) \wedge \mu_B(x)\end{aligned}\quad (\text{A.3})$$

Onde o símbolo “ \wedge ” corresponde ao operador “min”. Graficamente, o conjunto difuso $\mu_{A \cap B}(x)$ é descrito na Figura A.3.

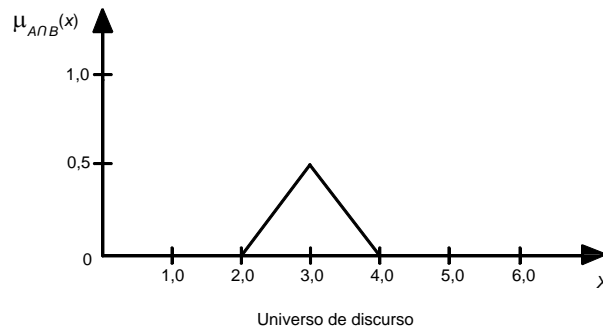


Figura A.3. Conjunto difuso resultante da intersecção dos conjuntos difusos A e B.

Complemento ou Negação: O complemento do conjunto difuso A no universo de discurso X é definido como \bar{A} e tem com função de pertinência definida como:

$$\mu_{\bar{A}}(x) \equiv 1 - \mu_A(x) \quad (\text{A.4})$$

Graficamente, o conjunto difuso $\mu_{\bar{A}}(x)$ é descrito na Figura A.4.

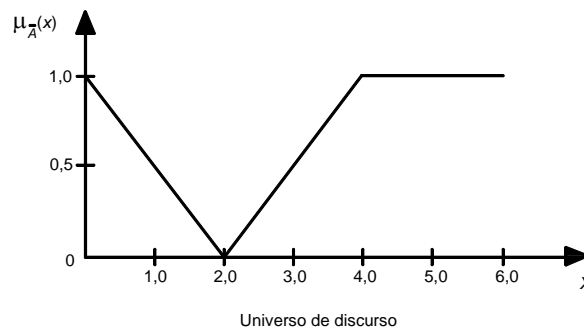


Figura A.4. Conjunto difuso complementar do conjunto difuso A.

Produto: O produto entre os dois conjuntos A e B definidos no mesmo universo de discurso X é um novo conjunto difuso, A.B, com uma função de pertinência correspondente ao produto algébrico das funções de pertinência de A e B e definida como:

$$\mu_{A.B}(x) \equiv \mu_A(x) \cdot \mu_B(x) \quad (\text{A.5})$$

Sendo os conjuntos difusos A e B representações vagas de dois números reais (números difusos), extensivas operações matemáticas de adição, subtração, multiplicação e divisão podem ser realizadas [70].

A.2 MÉTODOS DE DESFUZZIFICAÇÃO.

A desfuzzificação é utilizada para fornecer um valor numérico obtido a partir dos valores de pertença associados aos conjuntos difusos de saída do sistema difuso. Os métodos de desfuzzificação usualmente utilizados são o Centro da Área, o Centro do Máximo e a Média do Máximo, conforme se descreve a seguir.

A.2.1. Centro de Área

O método do Centro da Área, também conhecido com método de Centro de Gravidade, calcula o centróide da área do conjunto difuso resultante da distribuição de possibilidade de saída do sistema difuso da forma:

$$z_0 = \frac{\int z \cdot \mu_{saida}(z) dz}{\int \mu_{saida}(z) dz} \quad (A.6)$$

Para um universo de discurso discretizado a equação (A.6) pode ser rescrita na forma:

$$z_0 = \frac{\sum_{i=1}^n z_i \mu_{saida}(z_i)}{\sum_{i=1}^n \mu_{saida}(z_i)} \quad (A.7)$$

Onde:

z_0 é o valor numérico resultante do processo de desfuzzificação;

z corresponde a um dado elemento pertencente ao universo de discurso do conjunto difuso resultante da distribuição de possibilidade de saída do sistema difuso;

$\mu_{saída}(z)$ é a função de pertença do conjunto difuso resultante da distribuição de possibilidade de saída do sistema difuso.

Para um melhor entendimento do método do Centro de Área, a Figura A.5 descreve um simples exemplo para um sistema de apenas duas regras em que o resultado deste método consiste em [55]:

$$Z_0 = \frac{1 \cdot \frac{1}{3} + 2 \cdot \frac{2}{3} + 3 \cdot \frac{2}{3} + 4 \cdot \frac{2}{3} + 5 \cdot \frac{1}{3} + 6 \cdot \frac{1}{3} + 7 \cdot \frac{1}{3}}{\frac{1}{3} + \frac{2}{3} + \frac{2}{3} + \frac{2}{3} + \frac{1}{3} + \frac{1}{3} + \frac{1}{3}} = 3,7 \quad (\text{A.8})$$

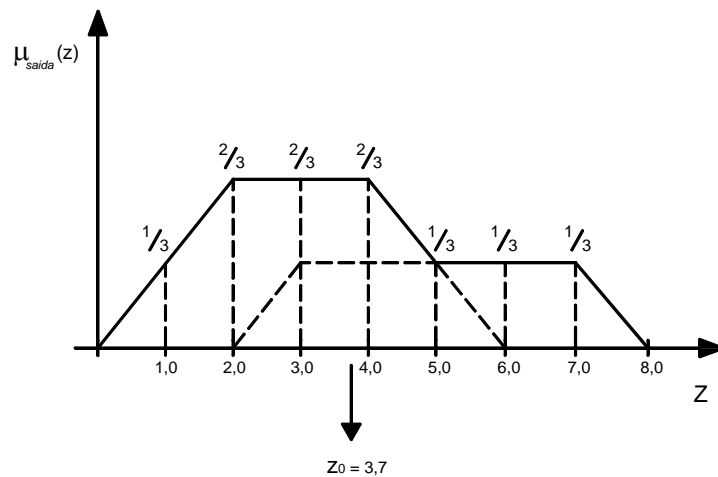


Figura A.5. Processo de desfuzzificação de saída do controlo difuso pelo método do Centro da Área para um sistema de duas regras [55].

A.2.2. Método do Critério do Máximo

Neste método se escolhe um valor arbitrário correspondente a um dos valores máximos da função de pertença formada pela distribuição de possibilidade de saída do sistema difuso, conforme mostra a Figura A.6.

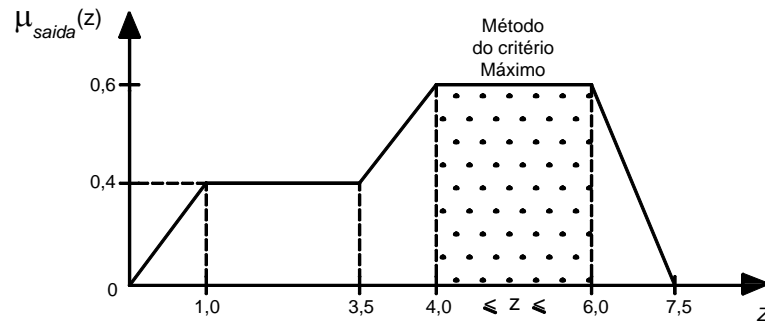


Figura A.6. Método do critério máximo.

A.2.3. Método da Média dos Máximos

Este método produz um valor numérico que representa o valor médio de todos os valores, cuja a função de pertinência atinge o máximo de saída o máximo de saída. De acordo com a Figura A.6 este valor corresponderia a 5,0, como mostra a Figura A.7.

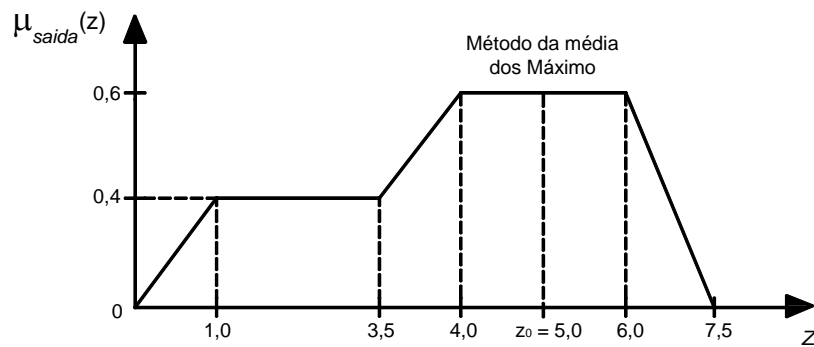


Figura A.7. Critério da média dos máximos

Anexo B

Modelização do Sistema Eléctrico

Este anexo descreve os modelos matemáticos, em coordenada d - q , dos principais elementos que constituem as redes eléctricas testes (RE-01, RE-02 e RE-03) adoptadas neste trabalho de dissertação para o estudo do comportamento dinâmico do aerogerador DFIWG com diferentes formas de controlo.

No âmbito de um estudo de estabilidade transitória de sistemas de eléctricos de energia é usual desprezar os transitórios do estator das máquinas rotativa por serem muito rápidos quando comparados com os fenómenos transitórios associados ao rotor. Além disso, essa simplificação é necessária para que os modelos das máquinas sejam consistentes com os modelos das linhas de transporte ou de distribuição pelo que também se desprezam seus fenómenos transitórios rápidos. Seguidamente, descreve-se a modelização matemática adoptada para os diferentes elementos (linhas, máquinas, baterias de condensadores, etc) presentes nas redes eléctricas testes utilizadas neste trabalho.

B.1 GERADOR SÍNCRONO

Todos os geradores síncronos que estão presentes nas redes eléctricas testes foram modelizados pelo modelo de 5º ordem. Neste modelo matemático foram considerados três enrolamentos associados ao circuito rotórico da máquina: um enrolamento de campo e um enrolamento amortecedor associados ao eixo directo d , por forma a considerar os efeitos transitórios e subtransitórios sobre este eixo; e um enrolamento amortecedor associado ao eixo em quadratura q de modo a considerar os fenómenos subtransitórios neste eixo. As equações diferenciais e algébricas deste modelo são descritas como [64]:

Equações algébricas do estator em p.u.:

$$\begin{aligned} v_{ds} &= E_d'' - r_s i_{ds} - X_q'' i_{qs} \\ v_{qs} &= E_q'' - r_s i_{qs} + X_d'' i_{ds} \end{aligned} \quad (\text{B.1})$$

Equações diferenciais associadas aos fenómenos transitórios e subtransitórios do rotor, em p.u./s:

$$\frac{dE_d''}{dt} = -\frac{1}{T_{q0}''} \left[E_d'' + i_{qs} (X_q' - X_q'') \right] \quad (\text{B.2})$$

$$\frac{dE_q''}{dt} = -\frac{1}{T_{d0}''} \left[E_q'' - E_f' - i_{ds} (X_d' - X_d'') \right] \quad (\text{B.3})$$

$$\frac{dE_q'}{dt} = -\frac{1}{T_{d0}'} \left[E_q' - E_f' - i_{ds} (X_d - X_d') \right] \quad (\text{B.4})$$

Equação do movimento, em p.u./s:

$$\frac{d\omega_s}{dt} = \frac{1}{2H} (T_m - T_e - D_s \Delta\omega) \quad (\text{B.5})$$

Equação do ângulo eléctrico do rotor, em radianos:

$$\frac{d\delta_s}{dt} = \omega_s - \omega_0 \quad (\text{B.6})$$

Equação do binário electromagnético, em p.u.:

$$T_e = E_q'' i_{qs} + E_d'' i_{ds} + (X_d'' - X_q'') i_{ds} i_{qs} \quad (\text{B.7})$$

Onde,

v_{ds} e v_{qs} são as tensões do estator do gerador síncrono em coordenadas de eixo directo d e de eixo em quadratura q , respectivamente;

i_{ds} e i_{qs} são as correntes do estator do gerador síncrono em coordenadas de eixo directo d e de quadratura q , respectivamente;

r_s é a resistência do estator do gerador síncrono;

X_d e X_q são as reactâncias do estator do gerador síncrono em coordenadas de eixo directo d e de quadratura q ;

X_d' e X_q' são as reactâncias transitórias do estator do gerador síncrono em coordenada de eixo directo d e de quadratura q ;

X_d'' e X_q'' são as reactâncias subtransitória do gerador síncrono em coordenada de eixo directo d e de quadratura q ;

E_d'' e E_q'' são as componentes de tensão atrás das reactâncias subtransitórias do gerador síncrono em coordenada de eixo directo d e de quadratura q , respectivamente;

E_q' é a tensão atrás da reactância transitória em coordenada de eixo em quadratura q ;

E_f é a tensão de campo do gerador síncrono;

T_{q0}'' é a constante de tempo subtransitória de circuito aberto do gerador síncrona em coordenada de eixo em quadratura q ;

T_{d0}' e T_{d0}'' são as constantes de tempo transitória e subtransitória de circuito aberto do gerador síncrono em coordenada de eixo directo d ;

T_m e T_e são os binários mecânico e eléctrico produzidos pela máquina primária e pelo gerador síncrono, respectivamente;

Por fim, ω_s é a velocidade angular do gerador rotor (sendo a velocidade angular síncrona $\omega_0 = 1$ p.u.) e D_s o coeficiente de amortecimento associado às perdas mecânicas no rotor;

B.1.1. Sistema de Excitação do Gerador Síncrono

O objectivo do sistema de excitação — ou regulador automático de tensão (“*automatic regulator control - AVR*”, na literatura anglo-saxónica) — é fornecer uma adequada tensão para o circuito de campo do gerador síncrono de modo a manter a tensão terminal e a potência reactiva em determinados valores desejados. De entre os tipos de AVR utilizados para regular a tensão de campo, utilizou-se o AVR IEEE tipo I [38] conforme se descreve na Figura B.1.

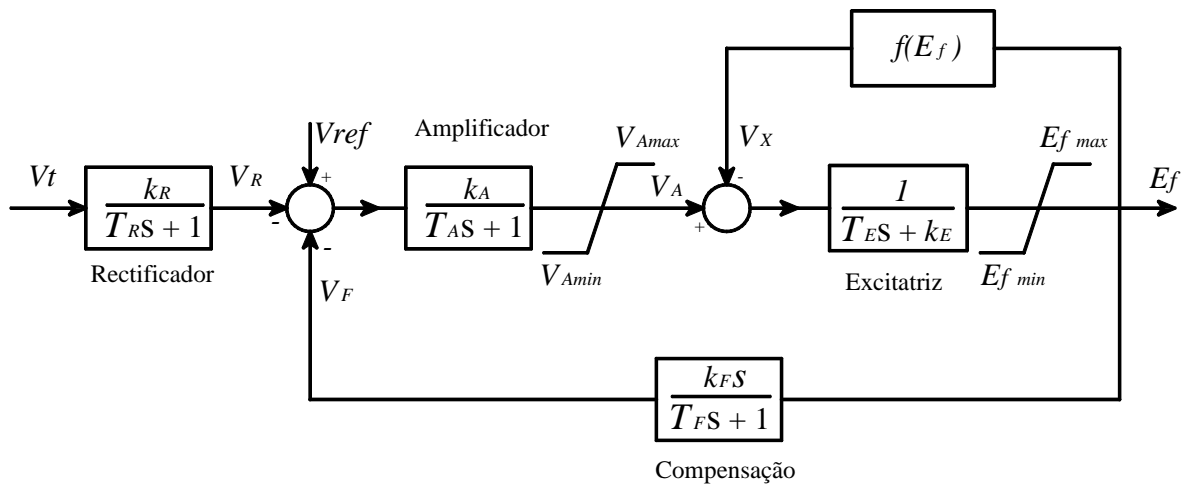


Figura B.1. Regulador de Automático de Tensão [38].

As equações diferenciais associadas ao regulado automático de tensão são definidas como:

$$\frac{dV_R}{dt} = -\frac{1}{T_R}V_R + \frac{k_R}{T_R}V_t \quad (\text{B.8})$$

$$\frac{dV_A}{dt} = -\frac{k_A}{T_A}V_R - \frac{1}{T_A}V_A - \frac{k_A}{T_A}V_F + \frac{k_A}{T_A}V_{ref} \quad (\text{B.9})$$

$$\frac{dV_F}{dt} = \frac{k_F}{T_E T_F}V_A - \frac{k_E k_F}{T_E T_F}E_f - \frac{1}{T_F}V_F - \frac{k_F}{T_E T_F}V_x \quad (\text{B.10})$$

$$\frac{dE_f}{dt} = -\frac{k_E}{T_E}E_f + \frac{1}{T_E}V_A - \frac{1}{T_E}V_x \quad (\text{B.11})$$

Onde:

V_R , V_A , V_F e V_E são valores de tensão de saída de cada um dos subsistemas de controlo (Rectificador, Amplificador, Compensação e Excitatriz), respectivamente.

k_R , k_A , k_F e k_E são os ganhos associados a cada subsistema de controlo.

T_R , T_A , T_F e T_E são as constantes de tempo relativos a cada subsistema de controlo;

V_{ref} é o valor de referência de tensão;

E_f é a tensão de campo.

O fenómeno de saturação foi desprezado e portanto não se considerou o sub-bloco referente a $f(E_f)$ no esquema do regulador de tensão da Figura B.1.

B.2 MÁQUINAS PRIMÁRIAS

As máquinas primárias associadas aos geradores síncronos das redes testes adoptadas neste trabalho foram turbinas do tipo hídrica, vapor e Diesel. As turbinas a vapor e Diesel são modelizadas por um modelo simplificado de primeira ordem, enquanto que a turbina hídrica é representada pelo modelo linearizado [38]. Na Figura B.2 são descritos os diagramas de blocos relativos a ambas as turbinas.

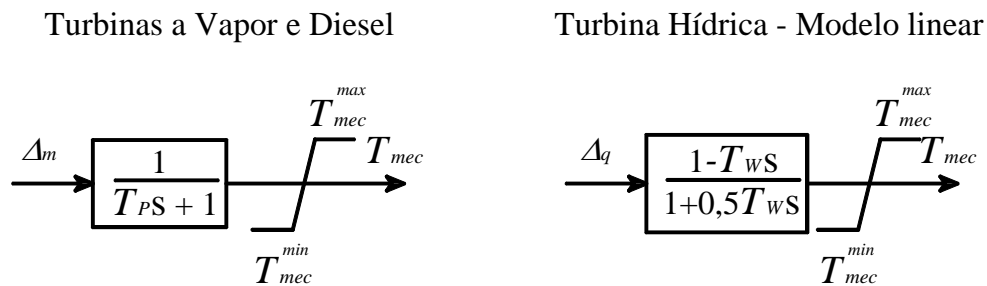


Figura B.2. Modelos das turbinas hídricas, a vapor e Diesel [38].

As equações diferenciais associadas aos modelos das turbinas de acordo com a Figura B.2 são:

Turbinas a Vapor e Diesel:

$$\frac{dT_{mec}}{dt} = -\frac{1}{T_p} T_{mec} + \frac{1}{T_p} \Delta_m \quad (\text{B.12})$$

Turbina Hídrica:

$$\frac{dT_{mec}}{dt} = -\frac{1}{0,5T_w} T_{mec} + \frac{1}{0,5T_w} \Delta_q - \frac{1}{0,5} \frac{d\Delta_q}{dt} \quad (\text{B.13})$$

Sendo:

T_{mec} é o binário mecânico aplicado, a partir da máquina primária, ao gerador síncrono;

T_p é a constante de tempo do modelo de primeira ordem que representa as turbinas a Vapor e Diesel, respectivamente;

T_w é a constante de tempo do modelo linearizado que representa a turbina hídrica;

Δ_m é a variação da passagem de fluido (vapor ou óleo combustível) consumido pela turbina a vapor ou Diesel;

Δ_q é a variação da passagem de água consumida pela a turbina hídrica.

B.3 REGULADOR DE VELOCIDADE

Para salvaguardar o equilíbrio de geração e consumo, os geradores síncronos são dotados de reguladores de velocidade que asseguram a variação automática da potência gerada pelas máquinas por forma a manter a frequência do sistema no seu valor nominal. Neste trabalho o regulador de velocidade adoptado em todas as unidades síncronas é constituído de controlo primário (controlo proporcional) e controlo secundário (representado por um ganho integral), conforme mostra a Figura B.3.

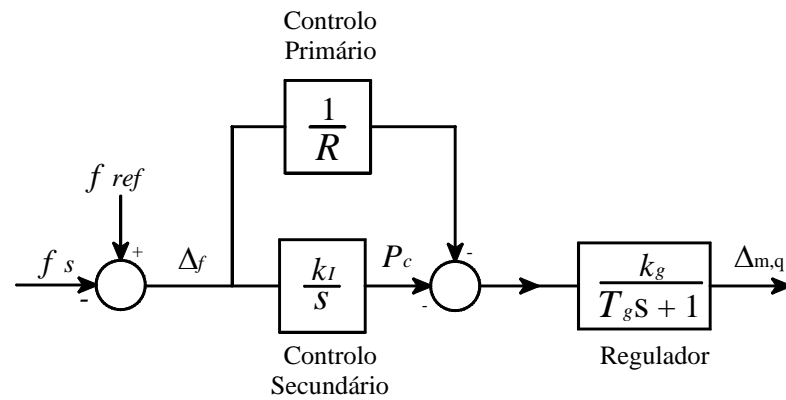


Figura B.3. Regulador de velocidade.

As equações diferenciais associadas ao regulador de velocidade da Figura B.3 são:

$$\frac{dP_c}{dt} = k_I \Delta_f \quad (\text{B.14})$$

$$\frac{d\Delta_{m,q}}{dt} = \frac{k_g}{T_g} P_c - \frac{1}{T_g} \Delta_{m,q} - \frac{k_g}{T_g R} \Delta_f \quad (\text{B.15})$$

Onde:

k_g é o ganho do actuador que regula a passagem de fluxo de vapor, ou de óleo combustível ou de água;

k_I é o ganho do integral utilizado para anular o erro de frequência (controlo secundário);

R é denominado de estatismo e representa a retroacção do sistema mecânico-hidráulico do regulador de velocidade (controlo primário);

T_g é a constante de tempo do regulador.

Δf corresponde a variação de frequência;

$\Delta_{m,q}$ corresponde a variação do fluxo de vapor ou de óleo Diesel (indicado pelo sub-índice “m”) ou de água (indicado pelo sub-índice “q”).

B.4 REPRESENTAÇÃO DAS LINHAS, TRANSFORMADORES, BATERIAS DE CONDENSADORES E CARGA.

B.4.1. Linhas Eléctricas

Os transitórios associados a uma linha de transporte de energia eléctrica apresentam um decaimento bastante rápido, pelo que são usualmente desprezados no modelo matemático que a representa [38]. Tendo em conta esse pressuposto, uma linha eléctrica pode ser representada pelo modelo π equivalente, indicado na Figura B.4 [38].

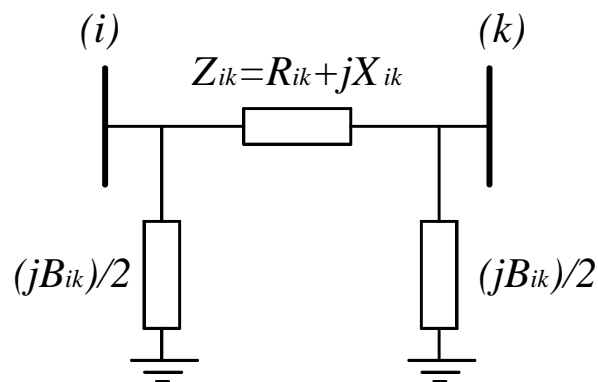


Figura B.4. Circuito equivalente π de uma linha eléctrica.

Sendo:

R_{ik} é a resistência série da linha entre a barra i e k ;

X_{ik} é a reactância série da linha entre a barra i e k ;

B_{ik} é a susceptância capacitiva paralela da linha entre as barra i e k .

B.4.2. Transformadores

Para que a transferência de potência entre os barramentos de um sistema eléctrico seja adequada, é desejável que as linhas eléctricas operem com altos valores de tensão. No entanto,

para que o nível de tensão das linhas seja compatível com o nível de tensão de operação (geralmente baixo) das unidades geradoras, das cargas e de outros dispositivos ligados à rede (por exemplo baterias de condensadores) é necessária a utilização de transformadores. O circuito adoptado nesta dissertação para o modelo dos transformadores de potência é descrito na Figura B.5 [71]. Neste modelo é desprezada a reactância de magnetização e a sua relação de transformação (sua tomada ou tap) encontra-se ajustado para o valor nominal, o que permite o transformador ser representado apenas pela sua impedância série ($Z_t = R_t + jX_t$).

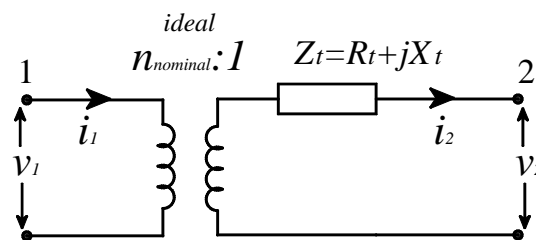


Figura B.5. Circuito equivalente de um transformador.

B.4.3. Baterias de Condensadores e Reactores

Estes dispositivos podem ser representados através de suas reactâncias assumindo-se a como negativa a reactância capacitiva e como positiva a reactância indutiva, conforme mostra a Figura B.6 [71].

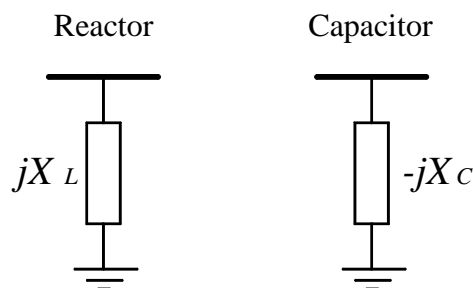


Figura B.6. Representação do reactor e condensador em paralelo

B.4.4. Modelização de Cargas

A modelização de cargas eléctricas em um sistema eléctrico é uma tarefa bastante complicada devido a grande diversidade de equipamentos eléctricos ligados ao sistema como:

motores, compressores, iluminação, aquecedores, etc. Além disso, a composição de cargas também se altera, influenciada por vários factores climáticos e temporais (hora, dia, estação do ano). Portanto, uma representação de cargas em análises de sistemas de potência é baseada na adopção de várias simplificações [61].

Neste trabalho as cargas foram modelizadas como uma impedância $Z_L = R_L + jX_L$ constante. Assim, conhecendo-se as potências activa (P_L) e reactiva (Q_L) que uma dada carga absorve do sistema e a tensão da barra onde a mesma encontra-se ligada, a sua impedância (ou admitância) pode ser calculada através da seguinte relação:

$$P_L + jQ_L = |V_t|^2 |Y_L^*| \quad (\text{B.16})$$

Onde $Y_L = Z_L^{-1}$ e Y_L^* é o conjugado de Y_L .

Uma abordagem mais generalizada sobre o comportamento das cargas pode ser consultada em [61].

B.5 MODELO MULTI-MÁQUINA

Nesta secção se descreve o modelo multi-máquina apresentado em [66] e [67] para a representação de um sistema eléctrico completo. Neste modelo as equações algébrica referentes ao estator das máquinas síncronas e de indução (convencional e duplamente alimentada) e parâmetros da rede (linhas, transformadores, etc) são representadas de forma conjunta por relações matriciais. As correntes internas dos geradores eléctricos são calculadas por uma simples relação matricial e com a necessidade de se inverter uma única matriz, pelo que se simplifica bastante o processo de simulação computacional.

O desenvolvimento do modelo de multi-máquina adoptado nesta dissertação tem como ponto de partida a construção da matriz de admitância nodal da rede eléctrica (Y_{rede}), a qual é reduzida através da transformação de Khron (sendo N a ordem do sistema reduzido), de modo a obter a matriz de admitância do sistema reduzida às barras geradoras (Y_N).

Tendo em conta que o sistema eléctrico encontra-se transformado para o sistema de referência rotativo síncrono $D-Q$, as correntes injectadas (I_N) na rede a partir das barras de geração estão relacionadas com as tensões nestas barras pela relação matricial:

$$I_N = Y_N V_N \quad (\text{B.17})$$

O vector de correntes injectadas nas N barras é $I_N = [I^1, I^2, \dots, I^N]^T$ onde:

$$I^k = \sum_{i=1}^{B_k} M_i^k I_i^k \quad (\text{B.18})$$

Sendo B_k ($k = 1, \dots, N$) é o número de máquinas conectadas na barra k .

A matriz M_i^k é introduzida de modo a considerar o sinal apropriado das correntes I_i^k da máquina “ i ” ligada na barra “ k ” sendo definida como:

$$M_i^k = \begin{cases} J & \text{para geradores síncronos} \\ -J & \text{para geradores assíncronos} \end{cases}$$

Sendo J uma matriz identidade de ordem 2×2 .

A equação (B.18) expressa que a corrente I^k na barra k (para $k = 1, \dots, N$) é a soma algébrica das correntes injectadas (ou absorvidas) pelos B_k geradores (ou motores) que estão ligados nessa barra.

O número total de máquinas (G) no sistema eléctrico é a soma da máquinas ligadas em cada barra, ou seja:

$$G = \sum_{k=1}^N B_k \quad (\text{B.19})$$

As equações de ambas as máquinas síncrona (descritas na secções B.1) e assíncrona (descrita na secção 3.2.2 do capítulo 3) podem ser expressas pela seguinte relação matricial:

$$V_i^k = E_i^k - Z_i^k M_i^k I_i^k \quad (\text{B.20})$$

Onde o índice i denota a máquina ligada na barra k .

Na equação (B.20) V_i^k e I_i^k correspondem aos vectores da tensão terminal e corrente injectada de cada máquina ligada na barra k no referencial de coordenadas $d-q$. Sendo $V_i^k = [V_d, V_q]^T$ e $I_i^k = [I_d, I_q]^T$. E_i^k é o vector da tensão transitória (ou subtransitória) de cada máquina, em coordenada $d-q$, definido como $E_i^k = [E_d', E_q']^T$ para uma máquina assíncrona ou $E_i^k = [E_d'', E_q'']^T$ para uma máquina síncrona; e Z_i^k corresponde à representação da impedância do estator, definido como $Z_i^k = \begin{bmatrix} r_s & -X' \\ X' & r_s \end{bmatrix}$ para uma máquina assíncrona e $Z_i^k = \begin{bmatrix} r_s & -X'' \\ X'' & r_s \end{bmatrix}$ para uma máquina síncrona, respectivamente.

Considerando-se um conjunto de máquinas, ou seja uma representação multi-máquina os vectores e matrizes da equação B.20 são rescritas como:

$$\begin{aligned} V_{dq} &= [V_1^1, \dots, V_{B1}^1, V_1^2, \dots, V_{B2}^2, V_1^N, \dots, V_{BN}^N]^T \\ E_{dq} &= [E_1^1, \dots, E_{B1}^1, E_1^2, \dots, E_{B2}^2, E_1^N, \dots, E_{BN}^N]^T \\ I_{dq} &= [I_1^1, \dots, I_{B1}^1, I_1^2, \dots, I_{B2}^2, I_1^N, \dots, I_{BN}^N]^T \\ Z_m &= \text{diag} [Z_1^1, \dots, Z_{B1}^1, Z_1^2, \dots, Z_{B2}^2, Z_1^N, \dots, Z_{BN}^N] \\ M_m &= \text{diag} [M_1^1, \dots, M_{B1}^1, M_1^2, \dots, M_{B2}^2, M_1^N, \dots, M_{BN}^N] \end{aligned} \quad (\text{B.21})$$

Cada elemento dos vectores e matrizes em (B.21) corresponde a uma máquina específica. Os elementos com os mesmos índices estão relacionados através da equação (B.20). Sendo assim, a equação geral para um sistema multi-máquina é rescrita como:

$$V_{dq} = E_{dq} - Z_m M_m I_{dq} \quad (\text{B.22})$$

Na equação (B.22) todas as grandezas estão expressas no sistema de referência $d-q$ de cada máquina. Para que todas as máquinas estejam referenciadas no sistema de coordenadas

síncrono D - Q , em que estão referenciados os demais elementos da rede eléctrica (linhas, transformadores, baterias de condensadores, etc), é preciso realizar a seguinte transformação:

$$V_{DQ} = TV_{dq}, \quad E_{DQ} = TE_{dq}, \quad I_{DQ} = TI_{dq} \quad (\text{B.23})$$

Onde T é a matriz de transformação definida por [66]:

$$T = \text{diag}[\text{rot}(\delta_1^1), \dots, \text{rot}(\delta_{B1}^1), \text{rot}(\delta_1^2), \dots, \text{rot}(\delta_{B2}^2), \text{rot}(\delta_1^N), \dots, \text{rot}(\delta_{BN}^N)] \quad (\text{B.24})$$

Sendo δ_i^k o ângulo da máquina i ligada ao barramento k e $\text{rot}(\delta) = \begin{bmatrix} \cos(\delta) & -\sin(\delta) \\ \sin(\delta) & \cos(\delta) \end{bmatrix}$

A transformação do sistema de referência interno de cada máquina para um sistema comum (sistema de referência síncrono D - Q) é necessário para permitir a integração das equações algébricas do estator das máquinas síncronas e de indução com a equações da rede eléctrica [38], [39] e [64]. Essa transformação é ilustrada na Figura B.7 onde o sistema de referência síncrono da rede é representado pelos eixos D e Q e o sistema de referência interno das máquinas rotativas é representado pelos eixos d e q .

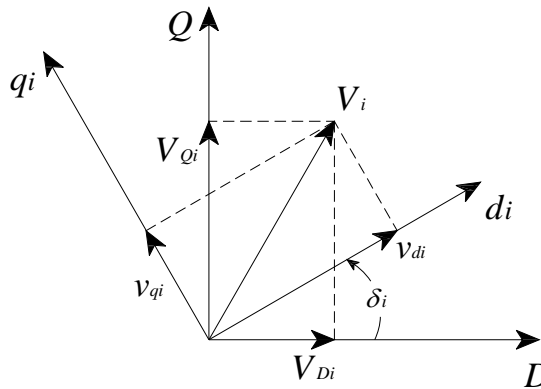


Figura B.7. Transformação do sistema de referência da máquina para o sistema de referência da rede eléctrica.

De forma a considerar no desenvolvimento do modelo multi-máquina de um sistema eléctrico a topologia das máquinas ligadas na rede eléctrica, os autores de [66] introduziram uma matriz L_m de ordem $2N \times 2G$, com N representado o número de barras do sistema com

injecção de correntes e G o número total de máquinas rotativas na rede. Na formação da matriz L_m cada elemento representa uma submatriz de dimensão 2×2 caracterizando a topologia de apenas uma máquina eléctrica. Cada submatriz pode ser uma matriz identidade J de ordem 2×2 para as B_k máquinas ligadas na barra k , ou uma matriz nula de ordem 2×2 para as posições da matriz L_m correspondentes às máquinas que não operam na barra em questão.

Da referência [66] é demonstrado que:

$$I_N = L_m M_m I_{DQ} \quad (\text{B.25})$$

E que:

$$L_m^T V_N = V_{DQ} \quad (\text{B.26})$$

A partir das equações (B.17), (B.25) e (B.26) obtém-se a relação matricial, definida no sistema de referência síncrono da rede, como [66]:

$$I_{DQ} = \left[L_m^T Z_N L_m M_m \right]^{-1} V_{DQ} \quad (\text{B.27})$$

Sendo $Z_N = Y_N^{-1}$.

Tendo em conta as equações (B.22), (B.23) e (B.27), os autores em [66] demonstram que as correntes internas das máquinas eléctricas podem ser obtidas de acordo com os seus sistemas de referência rotativos a partir da seguinte relação matricial:

$$I_{dq} = \left[T^{-1} Z'_N T + Z'_m \right]^{-1} E_{dq} \quad (\text{B.28})$$

Onde $Z'_N = L_m^T Z_N L_m M_m$ e $Z'_m = Z_m M_m$.

A relação (B.28) incorpora tanto as equações da rede eléctrica como as equações dos estatores das máquinas eléctricas (síncronas e assíncronas). Sua solução requer um mínimo de esforço computacional uma vez que uma única matriz é invertida. De referir que a matriz

transformação $T^{-1} = T^T$ e as matrizes Z'_m e Z'_N são calculadas somente uma vez na inicialização do processo de solução do problema.

No processo de solução das equações do modelo multi-máquina, os valores das tensões relativas às outras barras do sistema eléctrico, e não apenas às barras injectoras, podem ser determinadas através da seguinte relação:

$$V = Y_{rede}^{-1} I \quad (\text{B.29})$$

Onde:

Y_{rede} é a matriz admitância nodal total que representa a rede eléctrica;

I é o vector das injeções de correntes em todas as barras do sistema, sendo representado por

$$I = [I_N, I^{\eta-N}, \dots, I^\eta]^T, \text{ onde } \eta \text{ representa o número total de barras da rede completa;}$$

V corresponde ao vector das tensões de barra do sistema, $V = [V^1, \dots, V^\eta]^T$.

Os elementos dos vectores I e V são formados por subvectores $[I_D, I_Q]^T$ e $[V_D, V_Q]^T$, representando as componentes segundo o eixo directo D e de quadratura Q das tensões e correntes associados a cada barra do sistema eléctrico. De referir que o vector I é formado pelo vector I_N (correspondente às correntes injectadas pelas máquinas e determinado em cada iteração do processo computacional) e por subvectores nulos de ordem 2 ($[0 \ 0]^T$) correspondentes às barras do sistema sem injeção de correntes.

B.6 PARÂMETROS DAS REDES ELÉTRICAS TESTES

Tendo em conta os modelos matemáticos descritos para a máquina síncrona e assíncrona (sendo esta última apresentada em detalhe no capítulo 3) e para os demais elementos da rede eléctrica (transformadores, linhas, baterias de condensadores, etc), apresentam-se seguidamente os parâmetros que foram utilizadas em cada modelo bem como os valores bases adoptados para

a conversão das unidades em SI para p.u. nas redes eléctricas teste utilizadas para os estudos de comportamento dinâmico.

B.6.1. Rede teste RE-01

Nesta rede eléctrica, descrita em detalhe na Figura 6.2 (secção 6.2 do capítulo 6), foram analisados duas formas de controlo que podem ser exploradas no aerogerador DFIWG equivalente: a) Controlo de velocidade angular e de tensão terminal; e b) Controlo de potência activa e reactiva. Os parâmetros de ambas as estruturas de controlo bem como das unidades de geração e elementos da rede (transformadores, linhas, baterias de condensadores, etc) são apresentados nas Tabelas B.1 – B.7 a seguir.

Definição dos valores bases:

Potência base (S_b): 100 MVA; Tensão base (V_b): 63 kV (lado de alta da rede eléctrica).

Parâmetros dos geradores:

UNIDADE SÍNCRONA DIESEL				
PARÂMETROS CONSIDERADOS*				
GERADOR SÍNCRONO				
S_n (MVA)	V_n (kV)	R_s (p.u.)	X_d (p.u.)	X_q (p.u.)
2x17.5	13,8	0,0014	1,4	1,372
X'_d (p.u.)	X''_d (p.u.)	X'_q (p.u.)	X''_q (p.u.)	T'_{do} (s)
0,231	0,118	1,372	0,118	5,5
T''_{do} (s)	T''_{qo} (s)			
0,050	0,190			
MÁQUINA PRIMÁRIA (DIESEL)				
T_p (s)	H_D (s)			
1,0	4,19			
REGULADOR DE VELOCIDADE				
R (p.u.Hz/p.u.MW)	K_I (p.u.MW/p.u.Hz)	K_p	T_g (s)	
0,05	10	1	0,08	
REGULADOR DE TENSÃO (IEEE TIPO I)				
K_R	T_R (s)	K_A	T_A (s)	K_F
1,0	0,05	40	0,05	0,02
T_F (s)	K_E	T_E (s)	E_{min} (p.u.)	E_{max} (p.u.)
0,92	0	0,65	-7	6

* O valores em p.u. estão na base da máquina ($S_b = 35$ MVA e $V_b = 13,8$ kV)

Tabela B.1. Dados referentes à unidade síncrona Diesel ligada a rede RE-01.

UNIDADE SÍNCRONA HÍDRICA

PARÂMETROS CONSIDERADOS*				
GERADOR SÍNCRONO				
S_n (MVA)	V_n (kV)	R_s (p.u.)	X_d (p.u.)	X_q (p.u.)
40	13,8	0,0029	1,450	0,615
X'_d (p.u.)	X''_d (p.u.)	X'_q (p.u.)	X''_q (p.u.)	T''_{do} (s)
0,318	0,288	0,615	0,306	5,3
T''_{do} (s)	T''_{qo} (s)			
0,050	0,190			
MÁQUINA PRIMÁRIA (HÍDRICA)				
T_w (s)	H_D (s)			
0,2	4,43			
REGULADOR DE VELOCIDADE				
R (p.u.Hz/p.u.MW)	K_I (p.u.MW/p.u.Hz)	K_p	T_g (s)	
0,05	8,75	1	0,08	
REGULADOR DE TENSÃO (IEEE TIPO I)				
K_R	T_R (s)	K_A	T_A (s)	K_F
1,0	0,05	50	0,05	0,03
T_F (s)	K_E	T_E (s)	E_{min} (p.u.)	E_{max} (p.u.)
1,0	0	0,65	-7	6

* O valores em p.u. estão na base da máquina ($S_b = 40$ MVA e $V_b = 13,8$ kV)

Tabela B.2. Dados referentes à unidade hídrica ligada na rede RE-01

AERogerador de Indução Convencional

PARÂMETROS CONSIDERADOS*				
GERADOR ASSÍNCRONO				
P_n (kW)	V_n (kV)	R_s (Ω)	X_s (Ω)	R_r (Ω)
660	0,69	0,0067	0,03	0,0058
X_r (Ω)	X_m (Ω)	Nº de pólos		
0,0506	2,3161	4		
TURBINA EÓLICA				
Nº de pás	Raio (m)	Vel.de vento de entrada (m/s)	Vel. de vento de saída (m/s)	
3	22	4	25	
$H_{turbina+gerador}$ (s)	Caixa de Vel.			
4	55			
TRANSFORMADOR DE LIGAÇÃO À REDE			BAT. DE CONDENSADORES (kVAR)	
S_n (kVA)	V_n (kV)	X_t (%)	300	
750	0,69/63	5		

* Para apenas um aerogerador cujas as grandezas do rotor estão referidas ao estator

Tabela B.3. Dados referentes ao aerogerador de indução convencional ligado na rede RE-01.

AEROGERADOR DE INDUÇÃO DUPLAMENTE ALIMENTADO - DFIWG

PARÂMETROS CONSIDERADOS*				
GERADOR ASSÍNCRONO				
P_n (kW)	V_n (kV)	R_s (Ω)	X_s (Ω)	R_r (Ω)
660	0,69	0,0067	0,095	0,0058
X_r (Ω)	X_m (Ω)	Nº de pólos		
0,0506	2,3161	4		
TURBINA EÓLICA				
Nº de pás	Raio (m)	Vel.de vento de entrada (m/s)	Vel. de vento de saída (m/s)	
3	22	4	25	
$H_{\text{turbina+gerador}}$ (s)	Caixa de Vel.			
4	64,1			
TRANSFORMADOR DE LIGAÇÃO À REDE			BAT. DE CONDENSADORES (kVAR)	
S_n (kVA)	V_n (kV)	X_t (%)	300	
750	0,69/63	5		
TRANSFORMADOR DE LIGAÇÃO DOS CONVERSORES CA-CC-CA À REDE				
S_n (kVA)	V_n (V)	X_t (%)		
100	200/690	9,5		
BARRAMENTO CC				
C (μF)	V_{cc} (V)			
284	360,60			

* Para apenas um aerogerador. As grandezas do rotor estão referidos ao estator

Tabela B.4. Dados referentes ao aerogerador DFIWG ligado na rede RE-01.

Tendo em conta as figuras B.8, B.9 e B.10, apresentam-se seguidamente os parâmetros dos controladores proporcional-integral utilizados para o controlo dos conversores electrónicos ligado ao rotor (conversor C_1) e ligado à rede eléctrica (conversor C_2), respectivamente, para diferentes formas de controlo do DFIWG quando ligado na Rede RE-01.

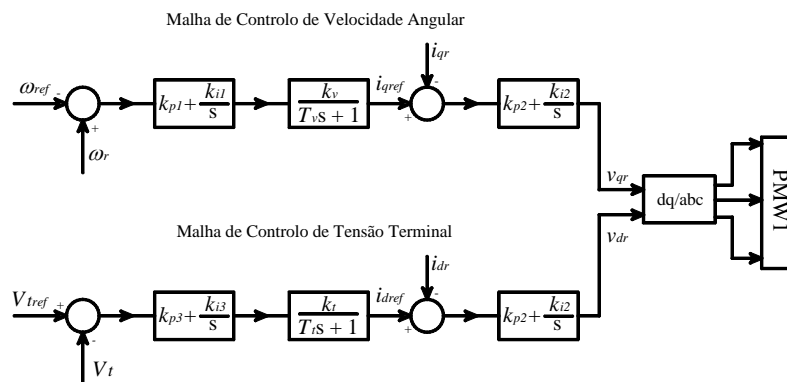


Figura B.8. Configuração das malhas de controlo de velocidade angular e de tensão terminal do aerogerador equivalente duplamente alimentado ligado na rede RE-01.

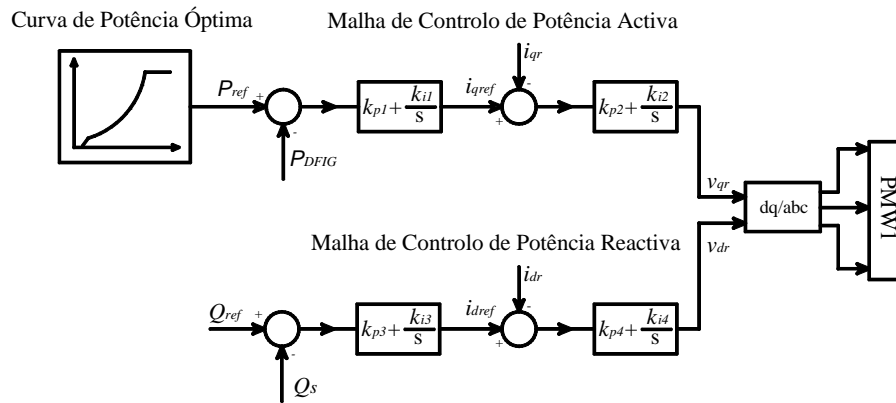


Figura B.9. Configuração das malhas de controlo de potência activa e reactiva do conversor ligado ao rotor do DFIGW ligado na rede RE-01.

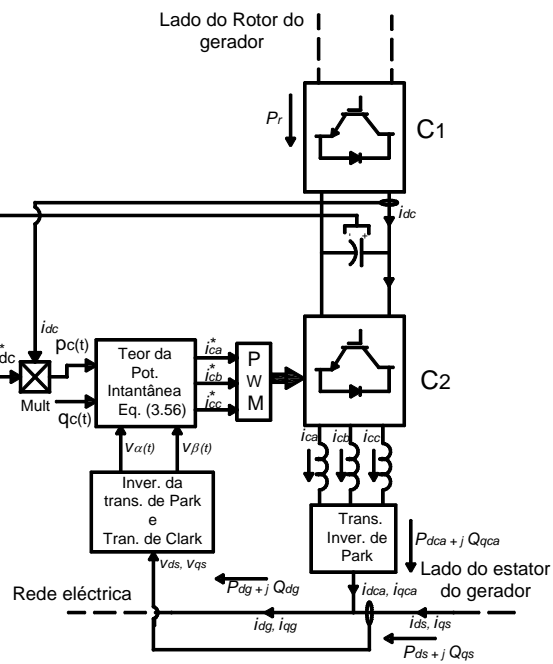


Figura B.10. Esquema de controlo da tensão CC associado ao controlo do conversor ligado à rede eléctrica.

CONTROLADORES PI					
CONVERSOR LIGADO AO ROTOR					
DFIWG COM CONTROLO DE VELOCIDADE ANGULAR E TENSÃO TERMINAL					
Malha de controlo de Velocidade Angular				Atraso	
k_{p1}	k_{i1}	k_{p2}	k_{i2}	$T_v(s)$	k_v
5,0	1,0	1,0	1,5	0.02	1,0
Malha de Controlo de Tensão Terminal				Atraso	
k_{p3}	k_{i3}	k_{p4}	k_{i4}	$T_i(s)$	k_i
1,0	1,5	1,0	1,5	0.02	1,0
DFIWG COM CONTROLO DE POTÊNCIA ACTIVA E POTÊNCIA REACTIVA					
Malha de controlo de Potência Activa					
k_{p1}	k_{i1}	k_{p2}	k_{i2}		
0,5	5,0	0,5	5,0		
Malha de controlo de Potência Reactiva					
k_{p3}	k_{i3}	k_{p4}	k_{i4}		
0,5	5,0	0,5	5,0		
CONVERSOR LIGADO À REDE ELÉCTRICA – MALHA DE CONTROLO DA TENSÃO CC					
k	ω_c	k_p	k_i		
1,0	0.05	4,5	50		

Tabela B.5. Dados referentes aos controladores proporcional integral do DFIWG ligado na rede RE-01.

De referir que a máquina DFIWG com controlo de potência activa e reactiva apresenta ainda controlo de *pitch* que domina o controlo de potência activa durante velocidades de vento altas. O esquema do controlo de *pitch* apresentado no capítulo 5 é novamente descrito na Figura B.11, apresentando-se na Tabela B.6 os parâmetros associados a tal controlo.

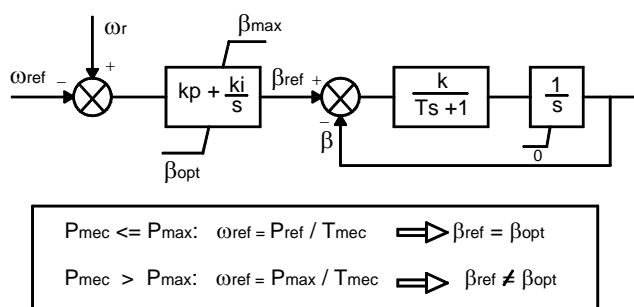


Figura B.11. Controlo de *pitch* utilizado no DFIWG com controlo de potência activa e reactiva.

CONTROLO DE *PITCH*

PARÂMETROS CONSIDERADOS			
Controlador PI		Atraso	
k_p	k_i	T (s)	K
150	50	0.01	1,0

Tabela B.6. Dados referentes ao controlo de *pitch* do DFIWG com controlo de potência activa e reactiva.Parâmetros das linhas e transformadores:

REDE ELÉCTRICA

PARÂMETROS CONSIDERADOS*							
Barra inicial	Barra Final	r (p.u.)	x (p.u.)	$b/2$ (p.u.)	Tap.	Tap _{msx}	Tap _{min}
1	4	0,0431	0,1864	0,0278	-	-	-
1	6	0,0620	0,2610	0,0390	-	-	-
2	14	0,0	0,1250	0,0	1,0	1,0	1,0
3	14	0,3642	0,5291	0,0	-	-	-
3	7	0,0730	0,1047	0,0	-	-	-
4	6	0,0489	0,2051	0,0302	-	-	-
5	6	0,0730	0,1047	0,0	-	-	-
5	14	0,1421	0,3224	0,0	-	-	-
6	15	0,0779	0,1970	0,0	-	-	-
7	8	0,0	0,3922	0,0	1,0	1,0	1,0
9	15	0,0	0,1000	0,0	1,0	1,0	1,0
10	11	0,0405	0,1256	0,0	-	-	-
10	14	0,1421	0,3224	0,0	-	-	-
10	15	0,0967	0,2506	0,0	-	-	-
11	12	0,0730	0,1047	0,0	-	-	-
12	13	0,0	0,3922	0,0	1,0	1,0	1,0

* Os parâmetros em p.u. estão na potência base de 100 MVA e tensão base de 63 kV.

Tabela B.7. Dados das linhas e transformadores da rede RE-01.

B.6.2. Rede Eléctrica RE-02

Esta rede eléctrica, descrita na Figura 6.27 (secção 6.3.1 do capítulo 6), apresenta uma unidade síncrona equivalente Diesel (2x17,5 MVA) e um parque eólico representado por uma aerogerador DFIWG equivalente (12x660kW). Para a unidade síncrona adoptaram-se os mesmos parâmetros que foram definidos anteriormente na Tabela B.1 da secção B.6.1. Quanto aos parâmetros da máquina DFIWG estes são descritos na Tabela B.8.

AEROGERADOR DE INDUÇÃO DUPLAMENTE ALIMENTADO - DFIWG

PARÂMETROS CONSIDERADOS*				
GERADOR ASSÍNCRONO				
P_n (kW)	V_n (kV)	R_s (Ω)	X_s (Ω)	R_r (Ω)
660	0,69	0,0067	0,03	0,0058
X_r (Ω)	X_m (Ω)	Nº de pólos		
0,0506	2,3161	4		
TURBINA EÓLICA				
Nº de pás	Raio (m)	Vel.de vento de entrada (m/s)	Vel. de vento de saída (m/s)	
3	22	4	25	
$H_{\text{turbina+gerador}}$ (s)	Caixa de Vel.			
4	55			
TRANSFORMADOR DE LIGAÇÃO À REDE			BAT. DE CONDENSADORES (kVAR)	
S_n (kVA)	V_n (kV)	X_t (%)	300	
750	0,69/63	5		
TRANSFORMADOR DE LIGAÇÃO DOS CONVERSORES CA-CC-CA À REDE				
S_n (kVA)	V_n (V)	X_t (%)		
100	300/690	9,5		
BARRAMENTO CC				
C (μF)	V_{cc} (V)			
13,62	258,75			

* Para apenas um aerogerador. Por outro lado as grandezas do rotor estão referidos ao estator

Tabela B.8. Dados referentes ao DFWIG ligado na rede RE-02

Parâmetros das linhas e transformadores:

REDE ELÉCTRICA							
PARÂMETROS CONSIDERADOS*							
Barra inicial	Barra Final	r (p.u.)	x (p.u.)	$b/2$ (p.u.)	Tap.	Tap _{msx}	Tap _{min}
1	4	0,1600	0,7400	0,007	-	-	-
1	6	0,2460	1,0360	0,0099	-	-	-
2	8	0,0	0,5556	0,0	1,0	1,0	1,0
3	5	0,5640	1,2800	0,0	-	-	-
3	7	1,4460	2,1000	0,0	-	-	-
4	6	0,1940	0,8140	0,0076	-	-	-
4	7	0,0	0,2660	0,0	0,909	1,0	0,900
5	6	0,0	0,6000	0,0	0,976	1,0	0,900
7	8	0,2898	0,4156	0,0	-	-	-

* Os parâmetros em p.u. estão na potência base de 100 MVA e tensão base de 13,8 kV.

Tabela B.9. Dados de linha e transformadores referentes à rede RE-02.

B.6.3. Rede Eléctrica RE-03.

A rede RE-03, descrita na Figura 6.37 (secção 6.4 do capítulo 6), apresenta 7 unidades de geração sendo: uma unidade síncrona Diesel equivalente (2x17,5 MVA); uma unidade síncrona a vapor (75 MVA); uma unidade síncrona hídrica (40 MVA); e 4 parques eólicos com 12 e 15 aerogeradores DFIWG representados por máquinas equivalentes.

Para as unidades síncronas Diesel e hídricas utilizaram-se os mesmos parâmetros que foram descritos nas Tabelas B.1 e B.2, respectivamente. O mesmo se pode afirmar para os aerogeradores DFIWG equivalentes que representam os parques eólicos ligados na rede RE-03, pelo que apresentam os mesmos parâmetros que foram definidos na Tabela B.4 (referentes a um único aerogerador), respectivamente. Acresce ressaltar que a caixa de velocidades em todos os geradores eólicos apresenta um factor de multiplicação de 1:60 e não há baterias de condensadores ligadas nos terminais das máquinas equivalentes.

Nas Tabelas B.10 - B.14 são apresentados os ganhos e constantes de tempo das malhas de controlo dos conversores electrónicos e da malha de controlo de *pitch* concernentes aos aerogeradores DFIWG equivalentes, bem como os parâmetros da unidade síncrona a vapor, das linhas e transformadores da rede RE-03. De referir que as configurações das malhas de controlo de potência activa e reactiva, de tensão do barramento CC e de ângulo de *pitch* do aerogerador DFIWG são iguais às que foram descritas anteriormente nas Figuras B.9, B.10 e B.11, respectivamente.

GANHOS DOS CONTROLADORES PI (DFIWG equivalente ligado na barra 13)			
CONVERSOR LIGADO AO ROTOR			
Malha de controlo de Potência Activa			
k_{p1}	k_{i1}	k_{p2}	k_{i2}
0,83	3,80	0,70	4,8
Malha de controlo de Potência Reactiva			
k_{p3}	k_{i3}	k_{p4}	k_{i4}
0,54	5,20	0,56	4,4
CONVERSOR LIGADO À REDE ELÉCTRICA- MALHA DE CONTROLO DA TENSÃO CC			
k	ω_c	k_p	k_i
10	0.5	4,5	50

Tabela B.10. Ganhos das malhas de controlo do DFIWG equivalente ligado na barra 13 da Rede RE-03.

GANHOS DOS CONTROLADORES PI (DFIWG equivalente ligado na barra 17)			
CONVERSOR LIGADO AO ROTOR			
Malha de controlo de Potência Activa			
k_{p1}	k_{i1}	k_{p2}	k_{i2}
0,73	4,9	0,6	5,81
Malha de controlo de Potência Reactiva			
k_{p3}	k_{i3}	k_{p4}	k_{i4}
0,54	5,20	0,56	4,4
CONVERSOR LIGADO À REDE ELÉCTRICA- MALHA DE CONTROLO DA TENSÃO CC			
k	ω_c	k_p	k_i
10	0.5	4,5	50

Tabela B.11. Ganhos das malhas de controlo do DFIWG equivalente ligado na barra 17 da Rede RE-03.

GANHOS DOS CONTROLADORES PI (DFIWG equivalente ligado na barra 8)			
CONVERSOR LIGADO AO ROTOR			
Malha de controlo de Potência Activa			
k_{p1}	k_{i1}	k_{p2}	k_{i2}
0,73	4,9	0,6	5,81
Malha de controlo de Potência Reactiva			
k_{p3}	k_{i3}	k_{p4}	k_{i4}
0,54	5,20	0,56	4,4
CONVERSOR LIGADO À REDE ELÉCTRICA- MALHA DE CONTROLO DA TENSÃO CC			
k	ω_c	k_p	k_i
10	0.5	4,5	50

Tabela B.12. Ganhos das malhas de controlo do DFIWG equivalente ligado na barra 8 da Rede RE-03.

GANHOS DOS CONTROLADORES PI (DFIWG equivalente ligado na barra 18)			
CONVERSOR LIGADO AO ROTOR			
Malha de controlo de Potência Activa			
k_{p1}	k_{i1}	k_{p2}	k_{i2}
0,73	4,9	0,6	5,81
Malha de controlo de Potência Reactiva			
k_{p3}	k_{i3}	k_{p4}	k_{i4}
0,54	5,20	0,56	4,4
CONVERSOR LIGADO À REDE ELÉCTRICA- MALHA DE CONTROLO DA TENSÃO CC			
k	ω_c	k_p	k_i
10	0.5	4,5	50

Tabela B.13. Ganhos das malhas de controlo do DFIWG equivalente ligado na barra 18 da Rede RE-03.

CONTROLO DE <i>PITCH</i> (para todos os aerogeradores DFIWG equivalentes)			
PARÂMETROS CONSIDERADOS			
Controlador PI		Atraso	
k_p	k_i	T (s)	K
150	50	0.01	1,0

Tabela B.14. Dados do controlo de *pitch* para todos os DFIWG equivalentes ligados na rede RE-03.Unidade Síncrona:

UNIDADE SÍNCRONA A VAPOR				
PARÂMETROS CONSIDERADOS*				
GERADOR SÍNCRONO				
S_n (MVA)	V_n (kV)	R_s (p.u.)	X_d (p.u.)	X_q (p.u.)
75	13,8	0,0013	1,05	0,980
X'_d (p.u.)	X''_d (p.u.)	X'_q (p.u.)	X''_q (p.u.)	T'_{do} (s)
0,185	0,130	0,360	0,130	4,10
T''_{do} (s)	T''_{qo} (s)			
0,038	0,099			
MÁQUINA PRIMÁRIA (VAPOR)				
T_p (s)	H_D (s)			
1,0	4,19			
REGULADOR DE VELOCIDADE				
R (p.u.Hz/p.u.MW)	K_I (p.u.MW/p.u.Hz)	K_p	T_g (s)	
0,05	4,667	1	0,10	
REGULADOR DE TENSÃO (IEEE TIPO I)				
K_R	T_R (s)	K_A	T_A (s)	K_F
1,0	0,01	65	0,05	0,03
T_F (s)	K_E	T_E (s)	E_{min} (p.u.)	E_{max} (p.u.)
0,8	0	0,5	-7	6

* O valores em p.u. estão na base da máquina ($S_b = 75$ MVA e $V_b = 13,8$ kV)

Tabela B.15. Dados referentes à unidade síncrona a vapor ligada na rede RE-03.

Linhas e Transformadores:

REDE ELÉCTRICA							
PARÂMETROS CONSIDERADOS*							
Barra inicial	Barra Final	r (p.u.)	x (p.u.)	$b/2$ (p.u.)	Tap.	Tap _{msx}	Tap _{min}
1	4	0,04312	0,1864	-	-	-	-
1	6	0-06198	0-26102	-	-	-	-
2	14	0,0	0,1250	-	1,0	1,0	1,0
3	4	0,07789	0,19704	-	-	-	-
3	7	0,07302	0,10471	-	-	-	-
3	14	0,3642	0,5291	-	-	-	-
3	16	0,20874	0,64796	-	-	-	-
4	6	0,04889	0,20509	-	-	-	-
5	6	0,0730	0,1047	-	-	-	-
5	14	0,1421	0,3224	-	-	-	-
6	15	0,07789	0,19704	-	-	-	-
6	18	0,0	0,5560	-	1,0	1,0	1,0
7	8	0,0	0,5556	-	1,0	1,0	1,0
9	15	0,0	0,100	-	1,0	1,0	1,0
10	11	0,04046	0,12558	-	-	-	-
10	14	0,14210	0,32244	-	-	-	-
10	15	0,0967	0,25064	-	-	-	-
11	12	0,07302	0,10471	-	-	-	-
12	13	0,0	0,4444	-	-	-	-
16	17	0,0	0,5556	-	1,0	1,0	1,0

Tabela B.16. Dados referentes as linhas e transformadores da rede RE-03.

B.7 PARQUE EÓLICO PE-01

O parque eólico descrito na Figura 6.47 (secção 6.5 do capítulo 6) apresenta 5 geradores eólicos DFIWG com mesmas características físicas e com controlo de potência activa e reactiva, controlo de tensão do barramento CC e controlo de *pitch*. Seguidamente descrevem-se nas Tabelas B.15 e B.16 os parâmetros das máquinas e das respectivas malhas de controlo (descritas nas Figuras B.9, B.10 e B.11).

AEROGERADOR DE INDUÇÃO DUPLAMENTE ALIMENTADO - DFIWG

PARÂMETROS CONSIDERADOS*				
GERADOR ASSÍNCRONO				
P_n (kW)	V_n (kV)	R_s (Ω)	X_s (Ω)	R_r (Ω)
660	0,69	0,0067	0,041667	0,0058
X_r (Ω)	X_m (Ω)	Nº de pólos		
0,0703	2,3161	4		
TURBINA EÓLICA				
Nº de pás	Raio (m)	Vel.de vento de entrada (m/s)	Vel. de vento de saída (m/s)	
3	22	4	25	
$H_{\text{turbina+gerador}}$ (s)	Caixa de Vel.			
4	45			
TRANSFORMADOR DE LIGAÇÃO À REDE			BAT. DE CONDENSADORES (KVAR)	
S_n (kVA)	V_n (kV)	X_t (%)	300	
750	0,69/63	5		
TRANSFORMADOR DE LIGAÇÃO DOS CONVERSORES CA-CC-CA À REDE				
S_n (kVA)	V_n (V)	X_t (%)		
100	200/690	9,5		
BARRAMENTO CC				
C (μF)	V_{cc} (V)			
284	360,60			

* Para todos os aerogeradores. As grandezas do rotor estão referidos ao estator

Tabela B.17. Parâmetros dos aerogeradores DFIWG do parque PE-01.

GANHOS DOS CONTROLADORES PI*			
CONVERSOR LIGADO AO ROTOR			
Malha de controlo de Potência Activa			
k_{p1}	k_{i1}	k_{p2}	k_{i2}
1,0	5,0	1,0	5,0
Malha de controlo de Potência Reactiva			
k_{p3}	k_{i3}	k_{p4}	k_{i4}
1,0	5,0	1,0	5,0
CONVERSOR LIGADO À REDE ELÉCTRICA- MALHA DE CONTROLO DA TENSÃO CC			
k	ω_c	k_p	k_i
1	0.67	4,5	15
CONTROLO DE PITCH			
Controlador PI		Atraso	
k_p	k_i	T (s)	K
150	50	0.01	1,0

* Para todos os aerogeradores.

Tabela B.18. Parâmetros das malhas de controlo dos aerogeradores DFIWG do parque PE-01.