



ANÁLISE DE UM SISTEMA DE GERAÇÃO COMPOSTO POR TURBINAS EÓLICA E SUBMARINA

Camilo Jose Chaves Rosero

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Antônio Carlos Ferreira

Rio de Janeiro
Novembro de 2014

ANÁLISE DE UM SISTEMA DE GERAÇÃO COMPOSTO POR TURBINAS EÓLICA E
SUBMARINA

Camilo Jose Chaves Rosero

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO
LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE)
DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM
CIÊNCIAS EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

Examinada por:

Prof. Antônio Carlos Ferreira, Ph.D.

Prof. José Andrés Santisteban Larrea, D.Sc.

Prof. Sebastião Ércules Melo de Oliveira, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL.

NOVEMBRO DE 2014

Chaves Rosero, Camilo Jose

Análise de um sistema de geração composto por turbinas eólica e submarina / Camilo Jose Chaves. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2014.

XXI, 145 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Antônio Carlos Ferreira

Dissertação (Mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia Elétrica, 2014.

Referências Bibliográficas: p. 136-140.

1. Sistema híbrido. 2. Modelos matemáticos. 3. Controle vetorial. I. Ferreira, Antônio Carlos. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Elétrica. III. Título.

*A mi familia y a Dios, por su apoyo
y amor incondicional en todas las
etapas de mi vida.*

Agradecimentos

As experiências vivenciadas ao longo do mestrado me ajudaram a crescer pessoalmente, pois encontrei muitos obstáculos que tive que superar. No entanto, tive a ajuda de pessoas excelentes que sempre me ofereceram seu apoio. Assim, deixo registrado os meus agradecimentos às pessoas:

A Deus por ter me oferecido a oportunidade de cumprir um sonho e por incentivar-me frente às dificuldades, ensinando-me a nunca desistir.

Aos meus pais pelo imenso esforço, orações, amor e apoio, em tempos difíceis e em tempos de alegrias, obrigado por ter me ajudado a cumprir meus objetivos.

Ao meu orientador o professor Antônio Carlos Ferreira, que sempre me deu a sua confiança e apoio para desenvolver este projeto e para terminar com meu mestrado.

A minha namorada, por seu amor, carinho e apoio nos momentos mais difíceis destes anos.

Aos meus amigos do laboratório que me ajudaram quando cheguei à universidade e me orientaram nos momentos que estava com dúvidas.

Aos meus amigos colombianos e brasileiros que fizeram a estadia em Brasil como se fosse minha casa.

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

ANÁLISE DE UM SISTEMA DE GERAÇÃO COMPOSTO POR TURBINAS EÓLICA E SUBMARINA

Camilo Jose Chaves Rosero

Novembro/2014

Orientador: Antônio Carlos Ferreira

Programa: Engenharia Elétrica

Este trabalho apresenta a análise de um sistema de geração de energia elétrica ligada à rede com diferentes meios para aproveitar a energia, um gerador aproveita a energia proveniente das correntes de vento (gerador eólico) e o outro aproveita a energia das correntes marinhas (tidal stream). Este sistema é denominado por alguns pesquisadores como sistema híbrido, pela união das duas formas de aproveitamento de energia. São analisadas as mudanças da potência gerada e dos fluxos de potência causados pela variação do recurso eólico e marinho. A análise dos resultados deste sistema permite fazer comparações com sistemas puramente eólicos em relação à estabilidade de potência e disponibilidade de potência à falta do recurso eólico.

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

ANALYSIS OF A GENERATION SYSTEM COMPOSED OF WIND AND SUBMARINE TURBINES

Camilo Jose Chaves Rosero

November/2014

Advisor: Antônio Carlos Ferreira

Department: Electrical Engineering

This work presents the analysis of an electric power generation system connected to the network with different forms to harness energy, one generator leverages power from wind currents (wind generator) and the other one uses the energy of ocean currents (tidal stream). This system is called by some researchers as a hybrid system, by the union of two forms of energy resources. Changes of power generation and power flows caused by the variation of wind and marine resources are analyzed. The analysis of the results of this system, allows comparisons with wind farm systems in the stability power and availability of power to the lack of wind resources.

SUMÁRIO

CAPITULO I	1
Introdução	1
1.1. Tipos de sistemas de conversão de energia eólica	4
1.1.1. WECS de velocidade fixa	5
1.1.2. WECS de velocidade variável com conversor de potência de escala parcial	6
1.1.3. WECS de velocidade variável com conversor de potência de escala completa	7
1.2. Tipos de sistemas de conversão de energia marinha.....	8
1.2.1. Sistema das correntes marinhas	10
1.3. Tipos de sistemas híbridos.....	11
1.3.1. Ligação do gerador marinho-eólico por meio dos conversores do lado da máquina (CLM) a um elo DC comum	12
1.3.2. Ligação do gerador marinho-eólico por meio de conversores AC-DC-AC independentes a um PCC ligado à rede elétrica.....	13
1.3.3. Ligação do gerador marinho-eólico por meio de conversores a um PCC isolado da rede elétrica	14
1.4. Revisão bibliográfica	15
1.5. Identificação do problema	22
1.6. Contribuições do trabalho	22
CAPITULO II	24
Modelagem dos recursos e estratégias de controle para as turbinas eólica e marinha ...	24
2.1 Modelo matemático da velocidade do vento	24
2.1.1. Modelagem da velocidade média do vento.....	25
2.1.2. Modelagem da turbulência e efeitos locais	26
2.1.2.1. Método de filtro de harmônicos	27
2.1.2.2. Modelo do filtro espacial/rotacional	29
2.2. Modelo matemático da velocidade das correntes marinhas	30
2.2.1. Harmonic Analysis Method (HAM)	33
2.2.2. Método SHOM (Service Hydrographique Océanographique Marine)	34
2.3. Modelo do sistema aerodinâmico e estratégias de controle	35
2.3.1. Turbina eólica	35
2.3.1.1. Métodos de controle MPPT eólicos.....	39

2.3.1.1.1.	Controle baseado na relação da velocidade de ponta	39
2.3.1.1.2.	Controle do torque ótimo	40
2.3.1.1.3.	Controle da velocidade ótima	40
2.3.1.1.4.	Controle da perturbação e observação	41
2.3.1.1.5.	Controle de Potência da Turbina Eólica (MPPT e Controle de Passo)	42
2.3.2.	Turbina marinha	44
CAPITULO III		46
Seleção da estrutura híbrida, modelo matemático e controle dos geradores eólico e marinho.		46
3.1.	Sistema de geração de energia eólica	47
3.1.1.	Modelo matemático de 4 ^a ordem do DFIG	49
3.1.1.1.	Equações da tensão em variáveis da máquina	49
3.1.1.2.	Equações da tensão em variáveis no eixo de referência arbitrárias	52
3.1.2.	Conversor back-to-back no DFIG e controle de chaveamento com PWM	55
3.1.3.	Estratégia de controle do sistema de geração de energia eólica	59
3.1.3.1.	Conversor do lado da máquina (CLM)	59
3.1.3.1.	Conversor do lado da rede (CLR)	63
3.2.	Sistema de geração de energia marinha	67
3.2.1.	Modelo matemático de 2 ^a ordem do PMSG	68
3.2.1.1.	Equações da tensão em variáveis da máquina	69
3.2.1.2.	Equações da tensão em variáveis do eixo de referência do rotor	69
3.2.2.	Estratégia de controle do sistema de geração de energia marinha.....	71
3.2.2.1.	Controle do conversor do lado da máquina (CLM)	71
3.2.2.2.	Controle do conversor do lado da rede (CLR)	72
3.3.	Sistema de geração Híbrido marinho-eólico	75
CAPITULO IV.....		77
Simulação e análise dos modelos do sistema eólico, marinho e híbrido		77
4.1.	Modelagem e Simulação do Sistema de Geração de Energia Eólica	77
4.1.1.	Ensaio do sistema eólico a entradas de velocidade constante	83
4.1.1.1.	Ensaio do sistema com velocidade do vento nominal tipo degrau	83
4.1.1.2.	Ensaio do sistema com velocidade do vento tipo rampa menor e igual à nominal	92
4.1.1.3.	Ensaio do sistema com velocidade do vento tipo rampa maior à nominal	100
4.1.2.	Ensaio do sistema eólico a entradas de velocidade de vento variável.....	102

4.2. Modelagem e Simulação do Sistema de Geração de Energia marinha	106
4.2.1. Ensaio do sistema marinho frente a entradas de velocidade constante tipo degrau	109
4.2.1.1. Ensaio do sistema marinho a uma velocidade de corrente marinha nominal de 3,2m/s	110
4.2.1.2. Ensaio do sistema marinho a uma velocidade de corrente marinha de 2,5m/s	116
4.2.2. Ensaio do sistema marinho a entradas de velocidade variável tipo rampa	119
4.2.2.1. Ensaio do sistema marinho a uma velocidade de corrente marinha variável com subida de 2,5m/s a 3m/s	119
4.2.2.2. Ensaio do sistema marinho a uma velocidade de corrente marinha variável com descida de 2,7m/s a 2,3m/s.....	123
4.3. Modelagem e Simulação do Sistema Híbrido de geração eólica e marinha	125
4.3.1. Ensaio do sistema híbrido a velocidades de corrente marinha e eólica nominal	127
4.3.2. Ensaio do sistema híbrido a velocidades de corrente marinha nominal e eólica variável alta.....	130
4.3.3. Ensaio do sistema híbrido a velocidades de corrente marinha baixa e eólica variável baixa.....	132
CAPITULO V	134
Conclusões e Trabalhos Futuros	134
Referências Bibliográficas	136
ANEXO I	141
Controle do Conversor do lado da Máquina do DFIG	141
ANEXO II	142
Controle do Conversor do lado da Rede do DFIG	142
ANEXO III	143
PLL Discreto Trifásico	143
ANEXO IV	144
Controle do Conversor do lado da Máquina do PMSG	144
ANEXO V	145
Controle do Conversor do lado da Rede do PMSG	145

Lista de Figuras

Figura I-1 Empreendimentos em operação de potência instalada [1].....	1
Figura I-2 Empreendimentos em construção e construção não iniciada de potência outorgada [1]	2
Figura I-3. WECS de velocidade fixa	5
Figura I-4. WECS de velocidade variável com conversor de potência de escala parcial	6
Figura I-5. WECS de velocidade variável com conversor de potência de escala completa, EESG e acionamento direto.	7
Figura I-6. WECS de velocidade variável com conversor de potência de escala completa, PMSG e acionamento direto.	8
Figura I-7 Sistemas de conversão de energia a partir de ondas marinhas.....	10
Figura I-8. Turbina Marinha	11
Figura I-9. Ligação do gerador marinho-eólico por meio dos conversores do lado da máquina (CLM) a um elo DC comum.....	12
Figura I-10. Ligação do gerador marinho-eólico por meio de conversores de escala completa a um PCC ligado à rede elétrica.	13
Figura I-11. Tipos de ligação do gerador marinho-eólico por meio de conversores a um PCC isolado da rede elétrica	14
Figura II-1. Método de filtro de harmônicos.....	28
Figura II-2. Modelo do filtro espacial/rotacional.....	29
Figura II-3. Forças geradas das ondas pela interação terra-lua	31
Figura II-4. Influência da declinação da órbita lunar nas forças marinhas	31
Figura II-5. Fases luas causando ondas primaverais e mortas.....	32
Figura II-6. Velocidade marinha no site britânico Aberdeen.....	34
Figura II-7. Velocidade marinha no Penmarc'h France.....	34
Figura II-8. Curva C_p vs TSR.	35
Figura II-9. Características do rastreamento da curva para garantir o MPPT	36
Figura II-10. Diagrama de blocos para cálculo do torque mecânico	37
Figura II-11. Controle do ângulo da pá	37
Figura II-12. Controle baseado na relação da velocidade de ponta.....	40
Figura II-13. Diagrama de blocos do método de controle MPPT de torque ótimo	40
Figura II-14. Diagrama de fluxo do método de controle MPPT de velocidade ótima	41
Figura II-15. Potência de saída de uma turbina eólica com processo de MPPT	42
Figura II-16. Estratégia de controle de potência ativa do aerogerador.....	43
Figura II-17. Diagrama de blocos do controle de ângulo das pás.	43
Figura II-18. Potência marinha fornecida e faixa de potência versus diâmetro da turbina	45
Figura III-1. Estrutura física e circuito ilustrativo do sistema híbrido proposto.	46
Figura III-2. Sistema de geração de energia eólica.	48
Figura III-3. Máquina de indução de rotor bobinado de dois polos, três fases e conexão Y.....	49
Figura III-4. Circuito elétrico máquina de indução de dois polos, três fases e conexão Y.....	50

Figura III-5. Transformação de uma variável trifásica a um eixo de referência arbitrário.	52
Figura III-6. Circuito equivalente no eixo de referência arbitrário (eixo q) para uma máquina de indução simétrica de três fases.....	53
Figura III-7. Circuito equivalente no eixo de referência arbitrário (eixo d) para uma máquina de indução simétrica de três fases.....	54
Figura III-8. Conversor back-to-back.....	57
Figura III-9. Geração de um sinal PWM a partir de uma referência senoidal e portadora triangular.....	57
Figura III-10. Referencial síncrono ou pelo fluxo magnético do estator.	60
Figura III-11. Estrutura de controle vetorial orientado pelo campo do estator no conversor do lado da máquina.	63
Figura III-12. Referencial estacionário (tensão do estator).....	64
Figura III-13. Diagrama do circuito de sincronismo PLL.	65
Figura III-14. Sinal de saída do PLL.....	65
Figura III-15. Estrutura de controle vetorial orientado pela tensão do estator no conversor do lado da rede.	67
Figura III-16. Sistema de geração de energia marinha.	67
Figura III-17. Máquina síncrona de polos salientes de dois polos, três fases e conexão Y.....	68
Figura III-18. Circuito equivalente do estator da máquina síncrona.....	69
Figura III-19. Estrutura de controle vetorial no conversor do lado do gerador.	71
Figura III-20. Circuito do CLR ligado à rede.....	73
Figura III-21. Estrutura do controle vetorial orientado pela tensão no PCC do conversor do lado da rede.....	74
Figura III-22. Circuito elétrico do sistema híbrido.....	75
Figura IV-1. Modelo da rede elétrica e do sistema de distribuição ligado ao DFIG.....	79
Figura IV-2. Modelo do sistema de geração de energia eólica ligado ao PCC.....	79
Figura IV-3. Modelo matemático da turbina eólica.....	81
Figura IV-4. Característica do coeficiente de potência da turbina eólica.	82
Figura IV-5. Ângulo da fase A da tensão da rede identificada pelo PLL.....	83
Figura IV-6. Coeficiente de potência C_p e ângulo de passo β para $V_{\text{vento}} = 11\text{m/s}$. ..	84
Figura IV-7. Tensão d e q usada no controle do CLR do DFIG.....	84
Figura IV-8. Corrente d e q usada no controle do CLR do DFIG.....	85
Figura IV-9. Tensão e Corrente no PCC.	85
Figura IV-10. Tensão do elo DC estabelecido pelo sistema de controle aplicado ao CLR.....	86
Figura IV-11. Fluxo do estator d e q no CLM do DFIG para controle orientado pelo campo do estator.....	87
Figura IV-12. Obtenção do torque eletromagnético de referência a partir do controle de velocidade e da curva de rastreamento de máxima potência.....	87
Figura IV-13. Velocidade de referência do DFIG à entrada e saída do filtro.	88
Figura IV-14. Corrente d e q no controle do CLM do DFIG (vento = 11m/s).	89
Figura IV-15. Potência Ativa e Reativa fornecida pelo DFIG (vento = 11m/s) no PCC. 90	
Figura IV-16. Velocidade mecânica, síncrona e de escorregamento do DFIG com vento nominal.....	90

Figura IV-17. Fluxo de correntes no elo DC em operação supersíncrona.....	91
Figura IV-18. Potência fornecida pelo rotor e pelo estator do DFIG com velocidade de vento nominal.....	92
Figura IV-19. Velocidade de vento de entrada à turbina eólica.....	92
Figura IV-20 Velocidade da máquina, síncrona e de escorregamento para mudança da velocidade de vento de 7-11m/s.....	93
Figura IV-21. Corrente nos terminais do rotor para mudança da velocidade de vento de 7-11m/s.....	94
Figura IV-22. Zoom da corrente nos terminais do rotor.....	94
Figura IV-23. Coeficiente de potência para MPPT com velocidades de vento menor da nominal.....	95
Figura IV-24. Ângulo de passo da turbina eólica para MPPT com velocidades de vento menor da nominal.....	95
Figura IV-25. Tensão d e q no controle do CLR do DFIG frente a mudanças de velocidade do vento.....	96
Figura IV-26. Comportamento da corrente no PCC frente a mudanças da velocidade do vento menores da nominal.....	96
Figura IV-27. Tensão do elo DC frente a mudanças na velocidade do vento.....	97
Figura IV-28. Comportamento das correntes i_d e i_q no lado do CLR frente a mudanças na velocidade do vento.....	97
Figura IV-29. Corrente i_{dr} e i_{qr} no controle do CLM do DFIG para mudanças na velocidade do vento.....	98
Figura IV-30. Potência ativa e reativa medida no PCC frente à mudança na velocidade do vento.....	98
Figura IV-31. Potência ativa medida no estator e no rotor do gerador frente à mudança na velocidade do vento.....	99
Figura IV-32. Orientação da corrente no elo DC frente à mudança na velocidade do vento.....	99
Figura IV-33. Velocidade de vento de entrada à turbina eólica com mudança de vento maior da nominal.....	100
Figura IV-34. Comportamento do ângulo de passo da turbina eólica com mudança de vento maior da nominal.....	100
Figura IV-35. Comportamento do coeficiente de potência C_p com mudança de vento maior da nominal.....	101
Figura IV-36. Potência ativa e reativa no PCC para mudança de vento maior da nominal.....	101
Figura IV-37. Sistema de simulação de vento real com velocidade média de 11m/s.	102
Figura IV-38. Simulação de velocidade de vento baixa, média e alta à entrada da turbina eólica.....	103
Figura IV-39. Potência ativa e reativa frente a velocidades de vento com média de vento 7m/s, 10m/s e 12m/s.....	103
Figura IV-40. Tensão no elo DC frente a velocidades de vento com média de vento 7m/s, 10m/s e 12m/s.....	104
Figura IV-41. Comportamento dos coeficientes de potência máximos frente a velocidades de vento com média de vento 7m/s, 10m/s e 12m/s.....	104

Figura IV-42. Comportamento do ângulo de passo frente a velocidades de vento com média de vento 7m/s, 10m/s e 12m/s.	105
Figura IV-43. Comportamento da velocidade do gerador frente a velocidades de vento com média de vento 7m/s, 10m/s e 12m/s.....	105
Figura IV-44. Modelo da rede elétrica e do sistema de distribuição ligado ao PMSG.	106
Figura IV-45. Modelo do sistema de geração de energia marinha ligado ao PCC.....	107
Figura IV-46. Característica do coeficiente de potência da turbina marinha.	108
Figura IV-47. Modelo da turbina marinha e velocidade de referência da máquina.	109
Figura IV-48. Velocidade de referência e da máquina para velocidade marinha de 3,2m/s.....	110
Figura IV-49. Corrente d e q no controle do CLM do PMSG (mar = 3,2 m/s).	111
Figura IV-50. Coeficiente de potência C_p da turbina marinha (mar=3,2 m/s).	111
Figura IV-51. Torque mecânico e elétrico do PMSG (mar=3,2 m/s).	112
Figura IV-52. Ângulo da fase A da tensão da rede identificada pelo PLL.....	112
Figura IV-53. Tensão d e q no controle do CLR do PMSG (mar=3,2m/s).	113
Figura IV-54. Corrente d e q no controle do CLR do PMSG (mar=3,2m/s).	113
Figura IV-55. Tensão do elo DC do PMSG (3,2 m/s).	114
Figura IV-56. Potência Ativa e Reativa no PCC do PMSG (3,2 m/s).....	114
Figura IV-57. Tensão da rede medida no PCC.	115
Figura IV-58. Corrente da rede medida no PCC.	115
Figura IV-59. Velocidade de referência e da máquina para velocidade marinha de 2,5m/s.....	116
Figura IV-60. Potência Ativa e Reativa no PCC do PMSG (2,5 m/s).....	117
Figura IV-61. Coeficiente de potência C_p da turbina marinha (mar=2,5 m/s).	117
Figura IV-62. Tensão do elo DC do PMSG (2,5 m/s).	118
Figura IV-63. Corrente da rede medida no PCC (2,5 m/s).	118
Figura IV-64. Tensão da rede medida no PCC (2,5 m/s).	118
Figura IV-65. Aumento da velocidade da corrente marinha (2,5-3 m/s).....	119
Figura IV-66. C_p da turbinha marinha frente a mudanças na velocidade do mar (2,5-3m/s).....	120
Figura IV-67. Corrente d e q no controle do CLM do PMSG frente a mudanças na velocidade do mar (2,5-3m/s).....	120
Figura IV-68. Velocidade da máquina e de referência do CLM do PMSG frente a mudanças na velocidade do mar (2,5-3m/s).....	121
Figura IV-69. Torque mecânico e elétrico do PMSG frente a mudanças na velocidade do mar (2,5-3m/s).....	121
Figura IV-70. Tensão d e q no controle do CLR do PMSG frente a mudanças do mar (2,5-3m/s).	122
Figura IV-71. Tensão no elo DC do PMSG frente a mudanças do mar (2,5-3m/s)....	122
Figura IV-72. Potência Ativa e Reativa no PCC do PMSG frente a mudanças do mar (2,5-3m/s).	122
Figura IV-73. Queda da velocidade da corrente marinha (2,7-2,3m/s).	123
Figura IV-74. Tensão no elo DC do PMSG frente a mudanças do mar (2,7-2,3m/s)..	123
Figura IV-75. Potência Ativa e Reativa no PCC do PMSG frente a mudanças do mar (2,7-2,3m/s).....	124
Figura IV-76. Tensão no PCC frente à queda da velocidade da corrente marinha.....	124

Figura IV-77. Corrente no PCC frente à queda da velocidade da corrente marinha...	125
Figura IV-78. Zoom da tensão e corrente no PCC frente à queda da velocidade da corrente marinha.	125
Figura IV-79. Modelo do sistema de potência ligado ao sistema híbrido.	126
Figura IV-80. Modelo do sistema de geração híbrido ligado ao PCC.	126
Figura IV-81. Potências medidas no PCC, no PMSG e no DFIG.	127
Figura IV-82. Tensão d e q no PCC obtida a partir do PLL no sistema híbrido.	128
Figura IV-83. Tensão e corrente em pu medidos no PCC frente a velocidades de vento e marinha nominais.	129
Figura IV-84. Coeficiente de potência máxima da turbina eólica e marinha.	129
Figura IV-85. Tensão no elo DC do PMSG e DFIG frente à velocidade de vento e mar nominais.	130
Figura IV-86. Velocidades de entrada do sistema híbrido com média do vento 10m/s e corrente marinha 3,2m/s.	130
Figura IV-87. Potências medidas no PCC, no PMSG e no DFIG frente à velocidade de vento com média de 10m/s e corrente marinha de 3,2m/s.	131
Figura IV-88. Tensão e corrente em pu medidos no PCC frente a velocidades de vento e marinha nominais.	131
Figura IV-89. Velocidade do vento com média de 7m/s e da corrente marinha de 2,5m/s.	132
Figura IV-90. Potências medidas no PCC, no PMSG e no DFIG frente a vento com velocidade média de 7m/s e corrente marinha de 2,5m/s.	132
Figura IV-91. Tensão no elo DC do PMSG e DFIG frente a vento com velocidade média de 7m/s e corrente marinha de 2,5m/s.	133

Lista de Tabelas

Tabela IV-1. Parâmetros do Gerador de Indução de dupla alimentação.....	80
Tabela IV-2. Parâmetros do filtro e do conversor back-to-back.....	81
Tabela IV-3. Parâmetros da Turbina eólica.....	81
Tabela IV-4. Parâmetros do Gerador de Ímã Permanente.....	107
Tabela IV-5. Parâmetros do filtro e do conversor back-to-back.....	108
Tabela IV-6. Parâmetros da Turbina marinha.	108

Lista de Siglas e Abreviações

AC	Alternating Current
CLM	Conversor do Lado da Máquina
CLR	Conversor do Lado da Rede
DC	Direct Current
DD	Direct Drive
DDPMSG	Direct Drive Permanent Magnet Synchronous Generator
DFIG	Doubly Fed Induction Generator
DSOGI	Dual Second Order Generalized Integrator
EESG	Electrically Excited Synchronous Generator
HAM	Harmonic Analysis Method
HCS	Hill Climb Search
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistor
LVRT	Low Voltage Ride Through
MCT	Marine Current Turbine
MPPT	Maximum Power Point Tracking
OWC	Oscillating Water Column
PCC	Point of Common Coupling
PI	Proporcional Integral
PLL	Phase Loop Locked
PMSG	Permanent Magnet Synchronous Generator
PSF	Power Signal Feedback
PWM	Pulse Width Modulation
P&O	Perturbação e Observação
SCIG	Squirrel Cage Induction Generator
SHOM	Service Hydrographique et Océanographique de la Marine
SPWM	PWM Senoidal
TSR	Tip Speed Ratio
VSC	Voltage Source Converter
WECS	Wind Energy Conversion System

Lista de Símbolos

A	Área da secção transversal do fluxo interceptado pelas folhas da turbina
A_i	Amplitude de cada componente harmônico
B	Coefficiente de atrito viscoso
C	Capacitância do elo DC
C_p	Coefficiente de potência
C_{pmax}	Coefficiente de potência máximo
C_{popt}	Coefficiente de potência ótimo
g	Constante gravitacional
h	Diferença entre duas alturas de água separadas
H	Constante de inércia concentrada
H_{mar}	Altura da corrente marinha
H_o	Nível médio do mar
i_{abcs}	Corrente trifásica no estator
i_{abcr}	Corrente trifásica no rotor
i_{dc}	Corrente no elo DC
i_d	Componente no eixo direto da corrente da rede no PCC
i_{ds}	Componente no eixo direto da corrente do estator
i'_{dr}	Componente no eixo direto da corrente do rotor
i_{dr_ref}	Corrente de referência do rotor no eixo direto
i_q	Componente no eixo em quadratura da corrente da rede no PCC
i_{qs}	Componente no eixo em quadratura da corrente do estator
i'_{qr}	Componente no eixo em quadratura da corrente do rotor
i_{qr_ref}	Corrente de referência do rotor no eixo em quadratura
i_{ms}	Corrente de magnetização da máquina de indução
\bar{i}_s	Vetor corrente do estator
\bar{i}_r	Vetor corrente do rotor
J	Momento de inércia
K	Coefficiente de velocidade flutuante

L_f	Indutância do filtro da rede do PMSG
L_{ls}	Indutância de fuga do enrolamento do estator do DFIG
L_{lr}	Indutância de fuga do enrolamento do rotor do DFIG
L_{ms}	Indutância de magnetização do enrolamento do estator do DFIG
L_{mr}	Indutância de magnetização do enrolamento do rotor do DFIG
L_{qm} e L_{dm}	Indutâncias mutuas nos eixos d e q respectivamente do PMSG
L_{rede}	Indutância do filtro da rede do DFIG
L_{sr}	Indutância mutua entre os enrolamentos do rotor e estator do DFIG
L_t	Escala longitudinal da turbulência
$L_{\sigma s}$	Indutância de dispersão do estator do PMSG
m_r	Fator de modulação do conversor do lado do rotor
m_s	Fator de modulação do conversor do lado do estator
N_b	Número de pás do rotor
N_s	Número de espiras do estator
N_r	Número de espiras do rotor
p	Número de pares polos
P_{dc}	Potência no elo DC
P_e	Potência elétrica
P_s	Potência ativa no estator
P_r	Potência ativa no rotor
P_m	Potência mecânica
P_{meas}	Potência ativa medida
P_{m_max}	Potência mecânica máxima
Q_s	Potência reativa no estator
Q_r	Potência reativa no rotor
Q_{meas}	Potência reativa medida
r_s	Resistência do estator
r_r, r'_r	Resistência do rotor
R	Raio do rotor da turbina
R_{rede}	Resistência do filtro da rede do DFIG

R_f	Resistência do filtro da rede do PMSG
S_{vv}	Densidade de potência espectral
tp	Tempo de amostragem da velocidade do vento
T	Período da corrente marinha
T'	Período entre a onda primaveral e a onda morta
Te	Torque elétrico
Tm	Torque mecânico
T_{m_max}	Torque mecânico máximo
Te_{ref}	Torque elétrico de referência
Ts	Tempo de amostragem
V_{abcs}	Tensão trifásica no estator
V_{abcr}	Tensão trifásica no rotor
V_d	Componente no eixo direto da tensão da rede no PCC
V_{dc}	Tensão no elo DC
V_{dr}	Componente no eixo direto da tensão do rotor
V_{ds}	Componente no eixo direto da tensão do estator
V_m	Velocidade média
V_{mar}	Velocidade da corrente marinha
V_{neap}	Velocidade máxima da onda morta
V_q	Componente no eixo em quadratura da tensão da rede no PCC
V_{qs}	Componente no eixo em quadratura da tensão do estator
V_{qr}	Componente no eixo em quadratura da tensão do rotor
\vec{V}_r	Vetor tensão do rotor
\vec{V}_s	Vetor tensão do estator
V_{sto}	Velocidade estocástica da corrente marinha
V_{spring}	Velocidade máxima da onda primaveral
V_t	Turbulência da velocidade do Vento
V_{t0}	Velocidade da corrente marinha teórica
V_{vento}	Velocidade do Vento
w	Velocidade angular arbitrária

w_b	Velocidade angular elétrica base
w_e	Velocidade angular elétrica
w_i	Frequência angular discreta
w_r	Velocidade angular do rotor
w_{r_ref}, w_r^*	Velocidade angular do rotor de referência
w_{r_opt}	Velocidade angular do rotor ótima
$w_{r_opt}^*$	Velocidade angular do rotor ótima de referência
w_s	Velocidade angular do estator
w_{slip}	Velocidade de escorregamento
X_M	Reatância mútua
X_o	Reatância equivalente
X'_{rr}	Reatância indutiva do rotor
X_{ss}	Reatância indutiva do estator
σ	Fator de dispersão
ρ	Densidade
λ	Relação da velocidade de ponta
β	Ângulo de passo da folha da turbina
φ_f	Fluxo enlaçado pelos ímãs permanentes
$\bar{\varphi}_s$	Vetor fluxo do estator
$\bar{\varphi}_r$	Vetor fluxo do rotor
ξ_i	Variável estocástica
ϕ_i	Ângulo de fase de cada componente harmônico
λ_{opt}	Relação da velocidade de ponta ótima
φ_{abcs}	Fluxo enlaçado trifásico do estator
φ_{abcr}	Fluxo enlaçado trifásico do rotor
φ_{ds}	Componente no eixo direto do fluxo enlaçado do estator
φ_{qs}	Componente no eixo em quadratura do fluxo enlaçado do estator
φ'_{dr}	Componente no eixo direto do fluxo enlaçado do rotor
φ'_{qr}	Componente no eixo em quadratura do fluxo enlaçado do rotor

CAPITULO I

Introdução

As fontes de energia renováveis têm-se apresentado como uma solução viável nas últimas décadas para enfrentar problemas relacionados à proteção do meio ambiente, à necessidade de energias mais baratas e à independência dos combustíveis fósseis. No Brasil, segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica [1], a principal fonte de geração são as centrais geradoras hidrelétricas, representando baixo custo por kWh produzido e menor agressividade com o meio ambiente em comparação com as usinas termelétricas. O Brasil utiliza a energia termoelétrica de forma estratégica quando há diminuição de água, provocada pela carência de chuvas, o qual a torna a segunda fonte de geração no Brasil, como é observado na Figura I-1. Este gráfico apresenta os empreendimentos que estão em operação, determinando a potência elétrica atual fiscalizada e outorgada no país, cujas abreviações correspondem aos sistemas CGH (Central Geradora Hidrelétrica), CGU (Central Geradora Undi-elétrica), EOL (Central Geradora Eólica), PCH (Pequena Central Hidrelétrica), UFV (Central Geradora Solar Fotovoltaica), UHE (Usina Hidrelétrica), UTE (Usina Termelétrica), UTN (Usina Termonuclear).

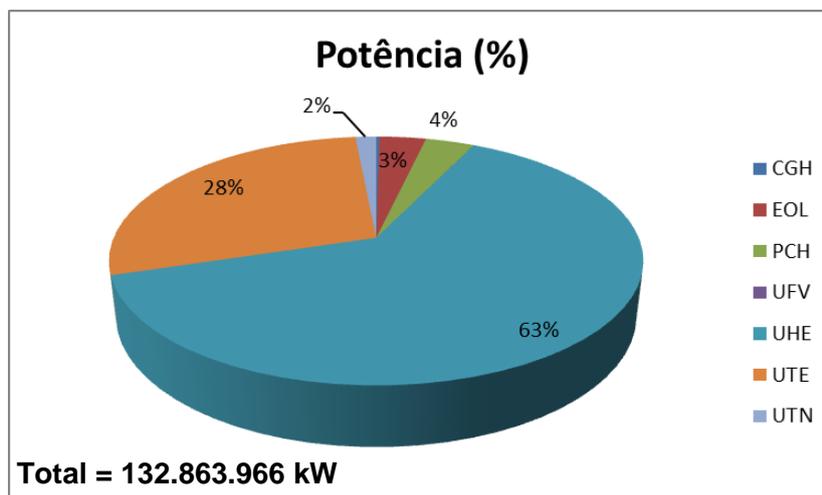


Figura I-1 Empreendimentos em operação de potência instalada [1]

Considerando o crescimento do setor elétrico e as mudanças climatológicas inesperadas, é necessária a inserção de novas fontes renováveis no sistema elétrico para melhorar a disponibilidade do fornecimento elétrico e reduzir a frequência do uso do backup termelétrico [2].

Atualmente a energia eólica, devido aos avanços tecnológicos na eletrônica de potência e no projeto dos geradores eólicos, tem-se convertido no recurso renovável mais usado em relação a outras fontes de energia renováveis. No Brasil, este tipo de sistema de geração têm apresentado bons resultados, especialmente na região nordeste [1] e por este motivo, os empreendimentos em fase de construção e construção não iniciada apresentam uma grande porcentagem de potência outorgada para este sistema, como se observa na Figura I-2. No entanto, para manter a estabilidade de um sistema de potência que use a energia eólica, é necessário contar com a participação de combustíveis fósseis ou com sistemas de armazenamento de energia, por conta da incerteza de sua disponibilidade ou da intermitência de sua geração.

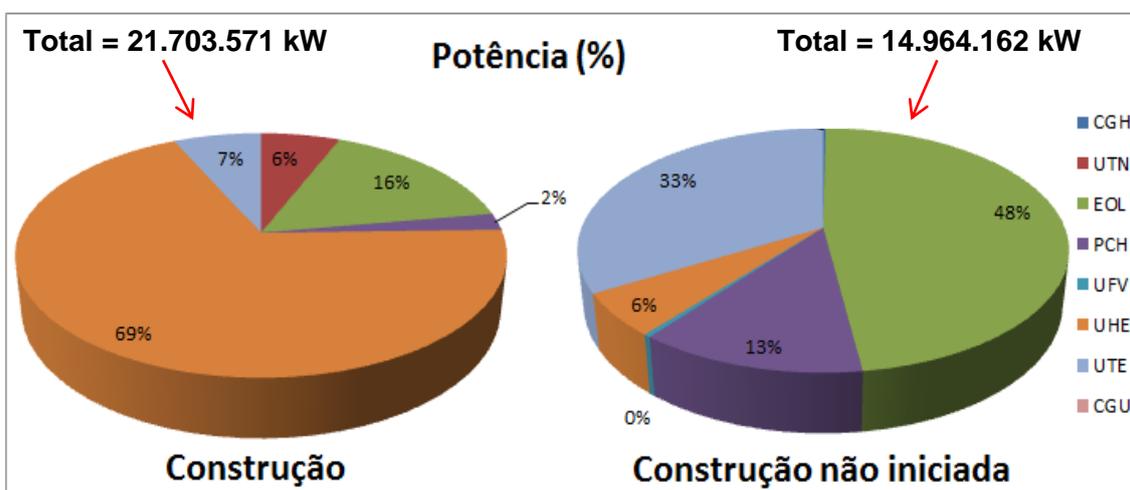


Figura I-2 Empreendimentos em construção e construção não iniciada de potência outorgada [1]

Uma solução para diminuir a intermitência da potência gerada por um conjunto de unidades geradoras devido às mudanças no recurso é a combinação de recursos renováveis com baixas correlações de tempo como o recurso marinho ou solar onde, dependendo da disponibilidade dos recursos e considerando as condições climáticas e geográficas previstas, é determinada a quantidade de energia que pode ser aproveitada para uma região com cada combinação. Estas combinações também podem representar uma redução de gastos pelo número de geradores, pela manutenção, vida útil do sistema de geração renovável, pelo uso de unidades de armazenamento, além de reduzir gastos operacionais como de controle e confiabilidade do sistema de potência.

Tendo em conta o tempo de radiação solar por dia, é possível analisar de forma representativa a quantidade de potência que pode ser obtida a partir de um sistema de geração solar. No entanto, o aproveitamento deste recurso se vê limitado por vários

fatores, como o custo da tecnologia (células fotovoltaicas), cujo grande desafio limita a difusão dos sistemas fotovoltaicos em larga escala. No Brasil por causa do mercado incipiente desta tecnologia e à falta de políticas públicas que incentivem seu uso, estima-se que o seu crescimento seja de poucos megawatts ao ano [3].

A energia marinha existente abaixo ou acima do nível do mar, representada por correntes marinhas e por ondas marinhas respectivamente, pode ser efetivamente aproveitada para produzir energia elétrica. O Brasil conta com a disponibilidade destes recursos [1,4], apresentando um empreendimento em fase de construção não iniciada, denominada como CGU (Central Geradora Undi-elétrica), a qual gera energia através das ondas, que não é novidade no mundo, já que alguns países da Europa, como Portugal e Holanda, já têm experiências no sentido. Entretanto, na América Latina, o projeto é pioneiro, mas ainda não está programado para ser levado à escala comercial e cuja potência outorgada será ao redor de 50 kW. Em relação à geração de energia elétrica a partir de correntes marinhas, segundo ATLANTIS [4] o Brasil conta com uma potência disponível estimada de 200MW para profundidades de 30m sob o nível do mar, o qual poderia ser aproveitado para aumentar a capacidade total da geração e para tentar diminuir a intermitência.

No caso de geração por ondas marinhas há sistemas nos quais a energia elétrica pode ser transferida diretamente até o consumidor pela localização sobre a costa, enquanto na geração por correntes marinhas a energia pode ser transmitida até um sistema de distribuição por meio de cabos submarinos (offshore). Alguns trabalhos de turbinas marinhas que foram desenvolvidos para navios acabaram sendo usados em turbinas eólicas, portanto, muitas topologias feitas para os geradores eólicos podem ser utilizadas para turbinas de correntes marinhas. Como no contexto da turbina eólica, geradores de indução de dupla alimentação e geradores de ímãs permanentes parecem ser soluções atraentes para serem usados para aproveitar a energia das correntes do mar [5].

O presente trabalho compreende a análise de um sistema de geração de energia elétrica ligado à rede de potência, composto por dois geradores com diferentes meios para aproveitar a energia, um gerador aproveita a energia proveniente das correntes do vento (gerador eólico) e o outro aproveita a energia das correntes marinhas (tidal stream). A estrutura do sistema de geração é determinada pelo tipo de gerador para cada ambiente, a escolha de um sistema de potência que ligue os dois geradores, os quais estarão ligados à rede, e determinar um sistema de controle para o máximo aproveitamento de energia produzida pelas turbinas eólica e marinha. Até o momento,

o sistema híbrido eólico-marinho, conhecido pela combinação dos sistemas de geração marinho e eólico, somente têm sido testado em simulações e bancadas de baixa potência, pois os sistemas de geração por correntes marinhas apenas estão sendo reconhecidos como um recurso a ser explorado para a geração de energia elétrica sustentável o qual limitou sua expansão [6], [7], [8], [9], [10], [11].

Neste capítulo serão apresentados os tipos de sistemas de conversão de energia eólica, os tipos de sistemas híbridos eólico-marinho, o estado atual desta tecnologia, a revisão bibliográfica e os objetivos e contribuições da dissertação.

1.1. Tipos de sistemas de conversão de energia eólica

O sistema de conversão de energia eólica, também conhecido como WECS (Wind Energy Conversion System), é o encarregado de transformar a energia do vento em energia elétrica basicamente usando uma turbina eólica e um gerador elétrico, mas tem diferentes configurações que aumentam a capacidade de captura do vento, a eficiência, qualidade da potência, etc. Para turbinas eólicas grandes têm-se três tipos típicos de WECS [12,13]. O primeiro é o WECS de velocidade fixa, o qual usa uma caixa de engrenagens multi-estágio e um gerador de indução de gaiola de esquilo padrão (SCIG) diretamente ligado à rede. O segundo tipo é um WECS de velocidade variável com uma caixa de engrenagens multi-estágio e um gerador de indução de dupla alimentação (DFIG) com um conversor alimentando o rotor bobinado com uma potência de 30% da capacidade de geração, onde o enrolamento do estator é ligado à rede. O terceiro tipo também é um WECS de velocidade variável, mas este é um sistema de turbina eólica sem engrenagens com um gerador de acionamento direto (direct-drive), no qual normalmente é usado um gerador síncrono de alto torque e baixa velocidade e um conversor de potência. Neste caso, aparece o conhecido gerador síncrono de ímã permanente (permanent magnet synchronous generator - PMSG) com baixa velocidade e com acionamento direto (direct drive permanent magnet synchronous generator - DDPMSG), ou também o gerador síncrono eletricamente excitado (electrically excited synchronous generator - EESG), também chamado de gerador síncrono com enrolamento no rotor (wound rotor synchronous generator – WRSG). Além destas topologias de WECS também existem combinações entre elas que são chamadas de multi-híbridas, as quais permitem reduzir o peso e o tamanho dos geradores.

O conversor eletrônico de potência é uma parte importante dentro do projeto do WECS. Convencionalmente, os mais conhecidos são a configuração back-to-back

baseada em chaves IGBT de baixa tensão [13,14] e o conversor “DC-link boost chopper” [15], mas também existem outras tecnologias que conseguem aumentar a densidade de potência e reduzir o custo como, por exemplo, a proposta de usar um retificador tipo “buck” de três chaves no lado do gerador e um inversor tipo fonte Z (Z-source) do lado da rede como ponte entre o gerador e a rede [16], ou como o conversor matricial muito esparsa (very sparse matrix converter) [17,18], o inversor multi-nível em cascata [19], ou também aqueles que permitem reduzir as perdas na parte da eletrônica de potência como, por exemplo, a configuração retificador tipo conversor “boost” e inversor tipo “grid-tie” [20] usado em WECS de porte pequeno. Nesta seção são descritas as principais características e configurações de WECS.

1.1.1. WECS de velocidade fixa

Os sistemas de geração eólica de velocidade fixa são usados com vários estágios de caixas de engrenagens e um gerador diretamente ligado à rede por meio de um transformador, operando numa faixa estreita em torno da velocidade síncrona. Este sistema está composto geralmente pela turbina eólica, o gerador de indução de gaiola de esquilo (SCIG), a caixa de engrenagens e um banco de capacitores para compensar o consumo de potência reativa Figura I-3.

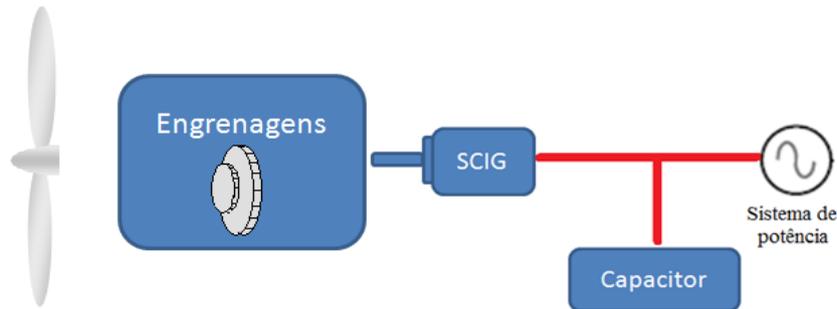


Figura I-3. WECS de velocidade fixa

Vantagens:

Sistema robusto, fácil e relativamente barato para produção em massa, controle estável de frequência.

Desvantagens:

Pouca eficiência porque tem velocidade não controlável, alta dissipação de energia nas barras do rotor devido a seu alto escorregamento, estresse e fadiga devido às variações de torque, alto custo pela inserção de capacitores e caixas de engrenagens.

1.1.2. WECS de velocidade variável com conversor de potência de escala parcial

O WECS de velocidade variável está composto por uma caixa de engrenagens multi-estágio e um gerador de indução de dupla alimentação (DFIG) com um conversor de potência de escala parcial alimentando o rotor, Figura I-4. A potência mecânica aplicada pela turbina sobre o eixo do DFIG está representada pela soma da potência do rotor e do estator ($P_m = P_s + P_r$), cuja relação entre a potência do estator e do rotor fazendo uso da expressão de velocidade de escorregamento da máquina $s = (w_s - w_r)/w_s$, é dada por $P_r = -sP_s$. Graças a esta relação é possível determinar a potência do conversor ligado ao rotor, que tipicamente fica entorno de $\pm 30\%$ para uma eleição de escorregamento $s = 0,3$. Esta é uma das principais vantagens deste sistema em comparação com WECS de velocidade variável com conversor de potência de escala completa.

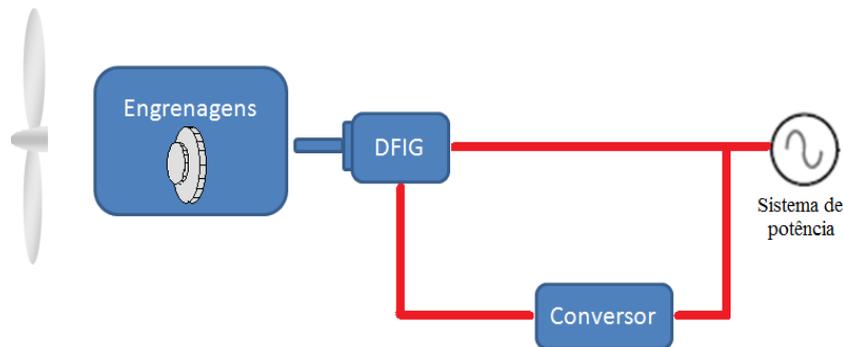


Figura I-4. WECS de velocidade variável com conversor de potência de escala parcial

Vantagens:

Faz a compensação de potência reativa sem a necessidade de capacitores, possibilidade de uso de conversores de potência nominal menor que a potência nominal da máquina.

Desvantagens:

Precisa de uma caixa de engrenagens, porque a sua velocidade fica longe da velocidade de uma turbina eólica normal (10-25rpm). Isto produz dissipação de calor pela fricção e muito ruído, tem perdas elétricas e falhas na máquina pelo uso de slip rings entre o conversor e o rotor, quando a rede tem falhas, este apresenta correntes altas no rotor devido às altas correntes no estator, por esta razão o conversor precisa de proteção. As correntes altas podem produzir cargas de alto torque.

1.1.3. WECS de velocidade variável com conversor de potência de escala completa

Este WECS com velocidade variável é composto principalmente pela turbina eólica e um gerador com acionamento direto ligado à rede por meio do conversor de potência de escala completa. O conversor de potência de escala completa permite a variação da velocidade em toda a faixa de frequências da máquina.

A principal diferença entre WECS de acionamento direto (direct drive - DD) e de acionamento com engrenagens é a velocidade do rotor da máquina. O gerador com DD gira com velocidade baixa devido à ligação direta com o rotor da turbina, com isto, é necessário o uso de máquinas de vários polos e de torque elevado. Dentro deste tipo de WECS é usual o uso do EESG e do PMSG, cuja estrutura física se caracteriza por seu grande diâmetro.

1.1.3.1. WECS de velocidade variável com conversor de potência de escala completa e EESG

O EESG é construído com um rotor com uma excitação DC o qual cria o campo magnético do rotor. O rotor pode ser de polos salientes ou cilíndricos. Os de polos salientes são mais úteis em WECS com DD e usuais para máquinas de baixa velocidade. Este sistema é representado na Figura I-5.

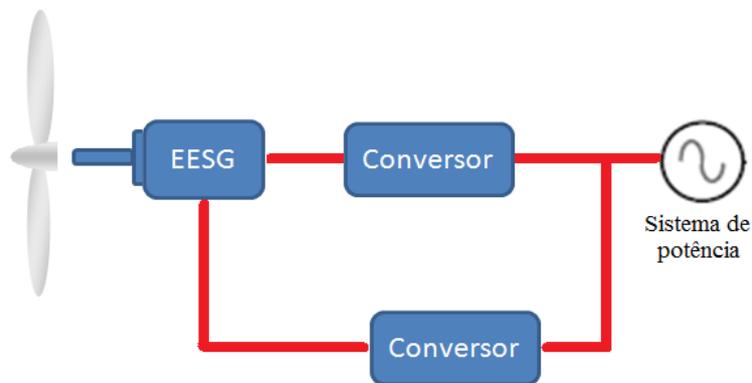


Figura I-5. WECS de velocidade variável com conversor de potência de escala completa, EESG e acionamento direto.

Vantagens:

Permite controlar a amplitude e a frequência da tensão por meio do conversor em baixas velocidades, permite o controle do fluxo para minimizar perdas em diferentes estágios de potência porque a corrente de excitação pode ser controlada no lado do rotor por meio do conversor.

Desvantagens:

Precisa excitar o enrolamento do rotor com DC, usando slip rings e escovas, por esta razão aparecem perdas de campo, o rotor bobinado aumenta o peso da máquina.

1.1.3.2. WECS de velocidade variável com conversor de potência de escala completa e PMSG

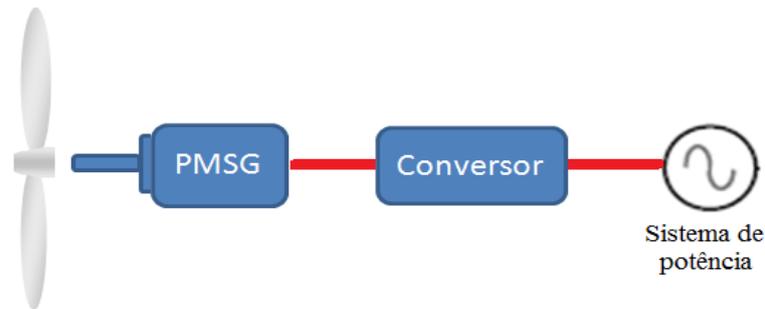


Figura I-6. WECS de velocidade variável com conversor de potência de escala completa, PMSG e acionamento direto.

Este sistema em comparação com o EESG e os outros WECS apresenta as seguintes vantagens e desvantagens.

Vantagens:

Alta eficiência e produção de energia, não precisa de fonte de energia para a excitação do campo do rotor, melhores características térmicas devido à ausência de perdas de campo devido à ausência de componentes mecânicos como slip rings e caixas de engrenagens, alta confiabilidade pela existência de um campo constante.

Desvantagens:

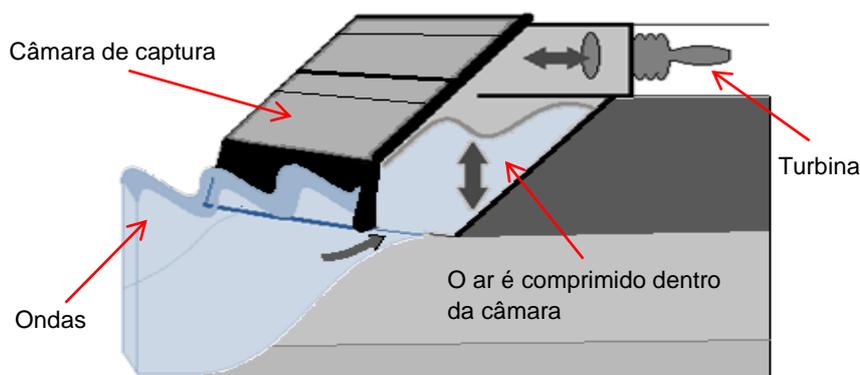
É caro devido ao material magnético e apresenta desmagnetização do ímã permanente em altas temperaturas.

1.2. Tipos de sistemas de conversão de energia marinha

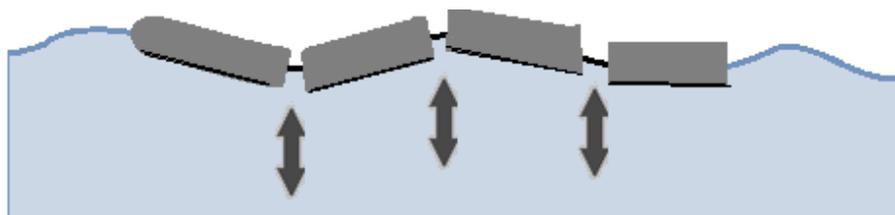
Os oceanos tem grande quantidade de recursos de energia renovável [21], entre estes recursos se encontram a energia armazenada como energia térmica, parte como energia potencial (ondas), como energia cinética (correntes) e também como produtos químicos e biológicos. Estes recursos têm sido classificados em categorias dependendo da forma de extração de energia, como energia das ondas, energia das marés e correntes marinhas, energia térmica oceânica, energia a partir de gradientes de salinidade (osmose) e de cultivo de biomassa marinha. Somente uma fração do recurso de energia marinha global oceânica está localizada em lugares nos quais é

economicamente viável explorar com a tecnologia disponível. No entanto, esta fração pode ainda fazer uma considerável contribuição de fornecimento de energia elétrica.

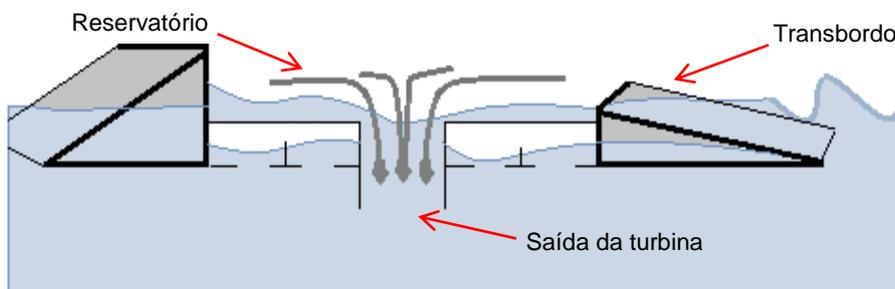
Uma destas tecnologias que está sendo testada e mostrou bons resultados é a energia associada com as ondas da superfície do mar, a qual pode ser extraída de diferentes formas [22]. Exemplos de alguns protótipos em testes são os dispositivos de colunas de água oscilante (*Oscillating Water Column - OWC*), protótipos baseados em elevação do nível de água (*Wave Dragon* e *Archimedes Wave Swing*), e os baseados em movimentos de articulações em torno do próprio eixo (*Pelamis*), etc. A maioria destas tecnologias aproveitam as ondas para mudanças do volume de um acumulador e assim criar uma diferença de pressão que produza um fluxo de ar ou líquido que seja usado para movimentação de uma turbina. Algumas destas tecnologias podem se observar na Figura I-7.



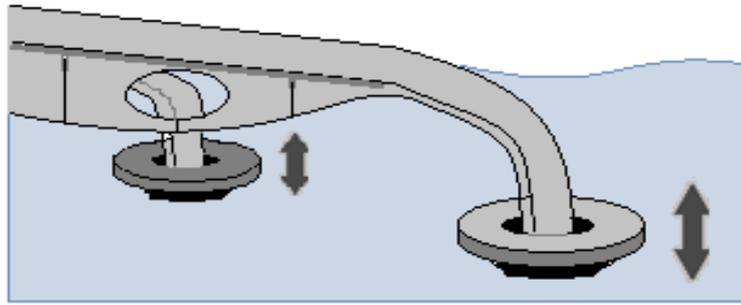
a) Colunas de água oscilante



b) Pelamis



c) Dragão de ondas



d) Ação de ondas em flutuadores

Figura I-7 Sistemas de conversão de energia a partir de ondas marinhas

Em relação à energia térmica oceânica, esta é aproveitada em lugares onde existem grandes diferenças de temperatura e uma máquina térmica faz a extração de energia. Os gradientes de salinidade podem ser explorados para extrair energia por meio do processo osmótico. A biomassa marinha tem altos índices para a produção de biogás que pode ser usado na geração de energia.

Finalmente, o método que foi escolhido como parte de estudo nesta dissertação é a geração de energia elétrica a partir da energia cinética presente nas correntes marinhas, como se apresenta na Figura I-8. Tal método será descrito detalhadamente em seguida.

1.2.1. Sistema das correntes marinhas

Este sistema é baseado na localização de turbinas de eixo horizontal poucos metros abaixo da superfície do mar, e orientadas no trajeto das correntes marinhas para gerar eletricidade, similar à operação das turbinas eólicas como ilustrado na Figura I-8. As correntes marinhas são uma fonte de energia flutuante, intermitente e previsível, o que a diferencia das correntes do vento e a faz mais confiável. Existem dois tipos de elevações na sequência das correntes marinhas, uma é a corrente marinha primaveral (spring) a qual é apresentada quando a lua e o sol estão alinhados e opostos um do outro, e o outro tipo do comportamento é a da corrente marinha morta (neap), a qual acontece quando a lua e o sol ficam perpendiculares um ao outro, ou seja, formando um ângulo reto entre eles. A rotação da terra dentro destas “elevações” resulta em duas correntes por dia (sequência de água alta a baixa).

Na corrente primaveral, a velocidade das correntes é aproximadamente de 3,5 m/s a 4m/s e na corrente morta é de 2m/s a 2,5m/s, pois são criadas correntes marinhas em direções opostas [23,24]. Segundo HAGERMAN *et al.* [25], estas correntes são governadas pelo período orbital lunar que é de 24h e 50 minutos, onde são geradas elevações no nível do mar causadas pela rotação da terra e pelos campos

gravitacionais da lua e do sol, criando uma corrente que varia quase como uma onda senoidal ao longo do dia lunar.

Pelo comportamento similar às turbinas eólicas, algumas das configurações dos sistemas de conversão de energia eólica (WECS) podem ser usadas para o sistema marinho [6]. No entanto, para escolher a melhor estrutura, deve se levar em conta que as velocidades das correntes marinhas são menores que as velocidades das correntes eólicas, também a densidade da água é maior que a densidade do ar, representando mais capacidade de energia para ser aproveitada em baixas velocidades. A manutenção é outro aspecto a ser considerado.

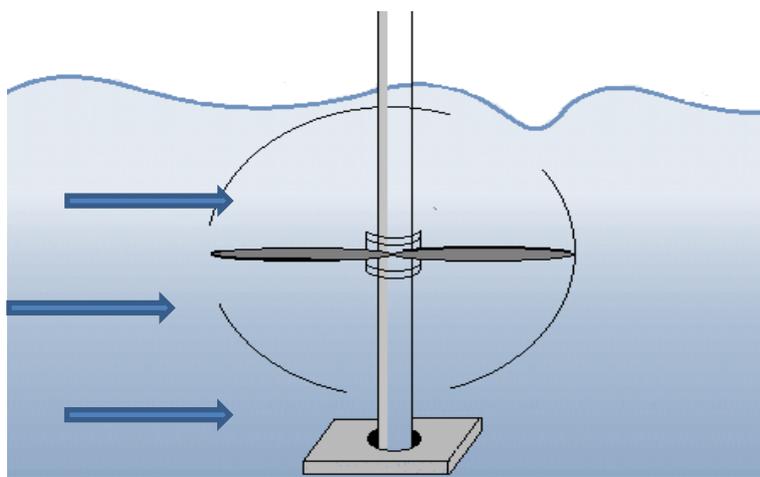


Figura I-8. Turbina Marinha

A natureza deste recurso faz dela previsível, dentro de 98% de precisão por décadas, independente das condições meteorológicas. Esta previsão faz uma integração bem sucedida da energia renovável na rede elétrica, por esta razão algumas pesquisas têm combinado esta tecnologia com a geração eólica, para assim diminuir as variações de potência elétricas ocasionadas pela velocidade imprevisível do vento.

1.3. Tipos de sistemas híbridos

Os sistemas híbridos são uma combinação de sistemas de aproveitamento de energia que são ligados para gerar energia elétrica, neste caso, compreende o sistema eólico e o das correntes marinhas. A principal vantagem desta união em comparação com um sistema eólico composto por duas ou mais turbinas eólicas, é o aumento da potência aproveitada de uma região com menor variação de potência no ponto de acoplamento comum (PCC) sempre e quando exista o recurso. Segundo STOUTENBURG *et al.* [8], uma fazenda eólica teste, deixava de gerar 1000h de potência elétrica por ano, e com o sistema híbrido este valor passou a ser de 100h por ano.

Dentro deste tipo de sistema híbrido que combina energia eólica e marinha, existem diferentes topologias de ligação dos geradores, turbinas e conversores, todas elas com o objetivo de maximizar e estabilizar a potência de saída gerada. Entre as principais topologias segundo [7], [8], [9], [10], [11] encontram-se:

- Ligação do gerador marinho-eólico por meio dos conversores do lado da máquina (CLM) a um elo DC comum.
- Ligação do gerador marinho-eólico por meio de conversores a um PCC ligado à rede elétrica.
- Ligação do gerador marinho-eólico a um PCC isolado da rede elétrica.

1.3.1. Ligação do gerador marinho-eólico por meio dos conversores do lado da máquina (CLM) a um elo DC comum

Esta estrutura foi proposta por RAHAMAN e SHIRAI em [9] e pode ser aplicada a sistemas que compreendem mais de duas turbinas eólicas, já que o elo DC pode ser adaptado e controlado para permitir a ligação de outros CLM, mantendo a tensão do elo DC no valor nominal. O sistema de geração de energia renovável é composto por um gerador com turbina eólica e um gerador com turbina marinha, os quais estão ligados a um elo DC comum por meio de CLM independentes. Um único CLR de potência maior liga o elo DC à rede.

A potência gerada pelo gerador eólico e marinho é convertida em potência DC e esta é convertida novamente em potência AC para ser ligada à rede por meio de um inversor com MPPT, o diagrama de blocos desta configuração pode ser observada na seguinte Figura I-9.

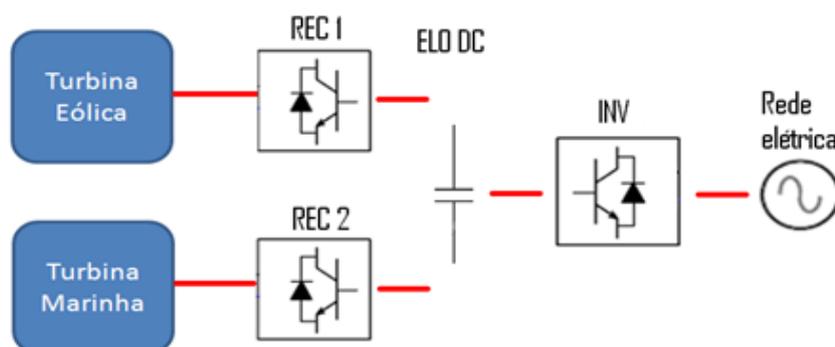


Figura I-9. Ligação do gerador marinho-eólico por meio dos conversores do lado da máquina (CLM) a um elo DC comum

Nesta estrutura, para manter a estabilidade da rede frente a distúrbios, os geradores são desligados até que a rede fique estável e logo são ligados de novo. Este tipo de

configuração segundo [9] melhora a eficiência e confiabilidade do sistema. Se o sistema de geração tem que operar isolado da rede elétrica, esta configuração reduz a necessidade de alta quantidade de potência armazenada de energia. Outra vantagem desta topologia é que reduz o número de conversores e por esta razão diminuem as perdas e os custos do sistema. No entanto, o controle do elo DC precisa ser mais exigente por causa das variações dos recursos eólico e marinho para garantir baixas variações do elo DC. Uma desvantagem desta estrutura está relacionada com a potência nominal de saída do conjunto eólico-marinho. Se a soma da potência gerada pelo conjunto é menor que a nominal do sistema, os dois geradores são desligados, parando de fornecer energia sem importar que um gerador esteja trabalhando na sua potência nominal de geração.

1.3.2. Ligação do gerador marinho-eólico por meio de conversores AC-DC-AC independentes a um PCC ligado à rede elétrica

Este sistema é um pouco parecido com o anterior, só que em vez de usar um único inversor para transformar a potência DC em AC, ele usa dois inversores já que não compartilham o mesmo elo DC. Cada inversor faz uma dupla com cada retificador e com um elo DC independente, Figura I-10. Na literatura se encontram diferentes estruturas de conversores, cada uma com o fim de reduzir harmônicas e aproveitar mais a energia a ser transformada. Entre as principais se encontram: Conversor back-to-back baseado em chaves IGBT de baixa tensão [26,27], Conversor DC-link boost chopper [9], Retificador tipo Buck de três chaves - inversor Z-source [28], Conversor very sparse matrix converter [17,18], conversor multi-nível em cascata [19]. As funções principais destes conversores nesta estrutura são o controle da velocidade no lado do gerador eólico-marinho, controle da potência ativa e reativa, controle do fator de potência e de manter uma tensão constante no elo DC.

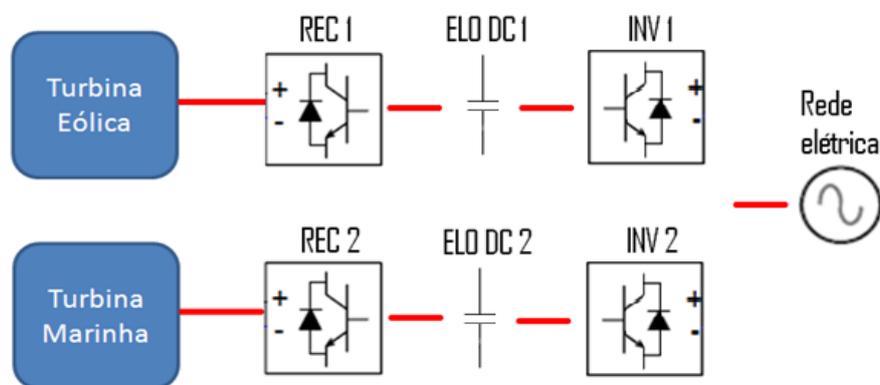


Figura I-10. Ligação do gerador marinho-eólico por meio de conversores de escala completa a um PCC ligado à rede elétrica.

Da mesma forma que outros sistemas ligados à rede, este sistema apresenta problemas como flutuação na potência, qualidade de potência, ligação fraca à rede, previsão de produção de potência eólica aleatória, etc. No entanto, a combinação de recursos de energia renovável com baixas correlações temporais tenta 1) reduzir a variabilidade de potência agregada de energias renováveis, 2) reduzir a exigência operacional para reserva e regulação de potência, e 3) reduzir a exigência de capacidade de geração para manter a confiabilidade do sistema de energia [8].

Uma vantagem desta estrutura é que permite o controle de cada gerador de forma independente, assim, se acontecer uma falha ou falta do recurso para um gerador, o outro pode continuar gerando energia até que o primeiro se recupere. Também, em relação à manutenção, não é necessário desligar os dois geradores ao mesmo tempo, cada gerador pode ser mantido por separado.

1.3.3. Ligação do gerador marinho-eólico por meio de conversores a um PCC isolado da rede elétrica

Esta estrutura híbrida eólico-marinha foi estudada por alguns pesquisadores [11]. Diferente das duas topologias anteriores, esta não é ligada à rede elétrica, mas pode ter a mesma estrutura, tanto com elo DC comum ou independente.

Sistemas de geração renovável isolados da rede elétrica fazem parte da tecnologia emergente Smartgrid, onde estas fontes são usadas para fornecer energia a um conjunto pequeno de cargas que conformam uma Microgrid. Também esta é uma solução viável naquelas regiões onde é difícil ou economicamente inviável ligar um sistema de transmissão como acontece nas plataformas de produção de petróleo offshore.

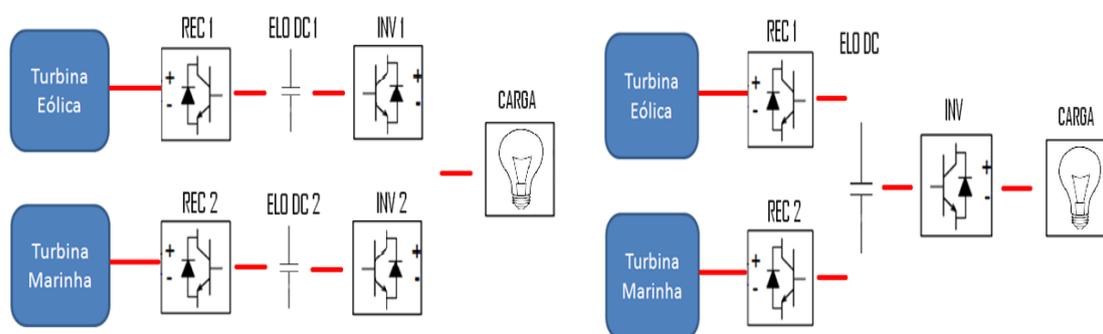


Figura I-11. Tipos de ligação do gerador marinho-eólico por meio de conversores a um PCC isolado da rede elétrica

1.4. Revisão bibliográfica

Nesta parte do documento é apresentada a revisão bibliográfica que foi estudada ao longo da dissertação a qual permitiu uma contribuição nos diferentes âmbitos do estudo. Inicialmente são apresentadas as pesquisas feitas por alguns autores em relação ao controle e escolha dos geradores DFIG e PMSG que são os mais comuns na geração eólica e marinha.

Em [5] foram apresentados diferentes análises para a maioria dos modelos de geradores, principalmente em relação ao rendimento energético e custo. O DFIG parece um pouco mais vantajoso que o PMSG, pois é uma máquina leve e de baixo custo. O conversor para o DFIG baseado na turbina de corrente marinha é dimensionado apenas para uma mudança de 25% da potência nominal, o que justifica o sucesso destes sistemas para aplicações de vento, mas o contexto particular de aplicações marítimas impõe restrições diferentes. A turbina de corrente marinha geralmente é instalada em locais com correntes fortes e esta localização a torna de difícil acesso, portanto, minimizar a manutenção é um aspecto fundamental. O PMSG de acionamento direto requer menos manutenção que o DFIG, já que o DFIG precisa de uma manutenção regular na caixa de velocidades e nos anéis coletores. Por esta razão, o gerador síncrono de ímã permanente baseado na turbina de corrente marinha apresenta o melhor rendimento energético.

Segundo ARAÚJO [29], uma característica especialmente crítica em aerogeradores baseados no DFIG é a capacidade do aerogerador de permanecer conectado à rede elétrica, em caso de afundamento severo na tensão, também conhecida como LVRT (Low voltage ride through). No passado, diante de um afundamento na tensão, os aerogeradores eram desconectados do ponto de conexão comum (PCC). Entretanto, com os novos requisitos impostos às fazendas eólicas, a desconexão de um aerogerador, por motivo de falta no sistema de potência, passa a ser o último recurso. O aerogerador durante uma falta não só deve permanecer conectado, como, inclusive, deve controlar a potência reativa com o objetivo de dar suporte à tensão no ponto de conexão comum.

SANTOS [30] determina que as usinas devem ter a capacidade de controlar a sua potência de saída e otimizar a energia primária disponível para a geração de energia elétrica. A controlabilidade da usina está relacionada com a capacidade de alteração da potência de saída para variações de curto prazo (*short term balancing*) e a disponibilidade de potência para variações de longo prazo (*long term balancing*). O

balanço de potência de curto prazo é determinado pela capacidade de controle da potência de saída e a de longo prazo é determinada pela disponibilidade de potência. Para o balanço de potência de curto prazo as usinas devem responder rapidamente por meio de pequenas variações, e, para o balanço de potência de longo prazo, as usinas devem estar disponíveis para entrar em operação quando for mais necessário. Algumas medidas podem ser adotadas para o controle do balanço de potência de curto prazo. Se a participação da geração eólica é pequena, os distúrbios serão pequenos, enquanto que num sistema com maior participação, deve-se adotar estratégias de acordo com o tipo de gerador eólico, satisfazendo a necessidade de aumento ou redução da potência para manter o controle da frequência do sistema. Quando geradores eólicos estão agrupados em um parque, realizar a redução da potência de saída é relativamente simples, basta desligar a quantidade de geradores que forem necessários para retomar o balanço de potência. Outra forma de reduzir a potência de saída pode ser a alteração do ângulo de passo das pás, disponível nos geradores eólicos de velocidade variável. Já o aumento de potência está relacionado com a disponibilidade do recurso.

As referências [29,30,31] apresentam a máquina de indução duplamente alimentada, também conhecida como DFIG, a qual se conecta diretamente à rede elétrica por meio dos terminais do estator e possui um conversor estático bidirecional CA-CC-CA ligado por um lado aos terminais do rotor e por outro lado à rede elétrica. Este conversor pode ser um conversor de tensão back-to-back ou consistir de um conjunto formado por um retificador a diodo ligado ao estator do gerador e um inversor ligado à rede elétrica. O objetivo é prover um gerador operando com tensão e frequência constantes, porém girando com velocidade variável.

Em [32,33] explica-se que o esquema DFIG conversor back-to-back permite que o fluxo de potência seja tanto no sentido rotor => rede (operação em velocidade supersíncrona $s < 0$) quanto no sentido rede => rotor (operação em velocidade subsíncrona $s > 0$). Quando o escorregamento é nulo, o rotor precisa de CC. Nesse caso o gerador se comporta como máquina síncrona. Cada conversor do esquema back-to-back possui objetivos distintos. O conversor ligado ao rotor tem como funções o controle do conjugado elétrico, variável em princípio devido à aleatoriedade intrínseca da força motriz atuante que é o vento, e o controle da potência reativa gerada pela rede ou absorvida da rede por meio do estator, o que implica, portanto, no controle indireto das quedas ou elevações na tensão terminal da máquina. O conversor ligado à rede tem por funções controlar o fluxo de potência ativa entre o

rotor do gerador e a rede, manter a tensão do link CC constante e controlar a potência reativa gerada no rotor.

Em NOVOTNY & LIPO [34] e LEONHARD [35], o conversor do lado da máquina do DFIG controla as potências ativa e reativa do estator da máquina. Normalmente este controle é feito com a utilização do controle vetorial orientado pelo campo cuja principal característica é o uso de transformações de variáveis, o que permite passar das variáveis de fase (a, b, c) para um sistema de coordenadas girantes e ortogonais “d” e “q” (direta e quadratura). Esta transformação possibilita controlar de maneira separada o torque e o fluxo de magnetização da máquina, alterando-se o referencial das mesmas. Assim, o controle vetorial em coordenadas dq síncrona emprega o referencial do vetor fluxo do estator. Uma vez alinhado, as variáveis de controle passam a serem valores contínuos, fazendo possível sua regulação a partir de controladores PI. O sistema de referências dq é posicionado de tal forma que o eixo direto coincide com o vetor fluxo magnético do estator. Isto significa que ao se considerar o fluxo magnético constante o torque eletromagnético da máquina pode ser controlado por meio do controle do componente em quadratura da corrente do rotor. Em relação ao conversor do lado da rede, este pode operar no eixo de referência da tensão do estator, onde a corrente do eixo d é usada para controlar a tensão do elo DC para um nível constante e a corrente do eixo q é usada para o controle de potência reativa.

LIANG *et al.* [36] apresentam um sistema de geração de energia marinha com o PMSG, este gerador é ligado à rede por meio de um conversor de frequência variável o qual consiste de dois conversores com modulação por largura de pulso (PWM) ligados em configuração back-to-back com um elo DC no meio e com controle vetorial orientado pelo campo. O conversor do lado do gerador é o encarregado de controlar a velocidade do gerador para maximizar a extração de potência e o conversor do lado da rede é o encarregado de manter a tensão do elo DC constante e controlar o fornecimento de potência ativa e reativa à rede. A escolha do PMSG no sistema de correntes marinhas é uma boa decisão, pois não precisa de corrente de excitação externa, o que simplifica o projeto e elimina a necessidade de anéis coletores e escovas. A escolha de dois conversores de seis chaves em configuração back-to-back tem a vantagem de permitir o controle vetorial do conversor do lado da rede e do conversor do lado da máquina, mas é mais custoso em comparação com a configuração retificador de diodos. Do lado do gerador o controle consiste de um laço interno de corrente e de um laço externo de velocidade. Do laço de velocidade é obtido o sinal de referência i_q , onde i_d é zero para garantir máximo torque obtido da

relação de corrente. Do lado da rede o controle tem um laço interno para controle da corrente da rede e um laço externo para controle da tensão do elo DC, i_q de referência é zero para um fator de potência unitário e i_d de referência é obtido do laço externo de controle de tensão do elo DC. A sincronização é feita por meio de um PLL (phase loop locked). Também é feita a comparação entre o uso de conversores como o back-to-back e a ponte retificadora de diodos. A principal vantagem da utilização de um retificador de diodos é que simplifica o controle e reduz o custo. A maioria das desvantagens da utilização de topologias que incorporam um diodo retificador estão relacionadas com a eficiência. Usando um diodo retificador não se tem controle sobre o fator de potência do gerador, o que afetará a eficiência do gerador. Além disso, o retificador de diodo tem a introdução de altos níveis de distorção harmônica no gerador, o que afeta a eficiência do gerador e pode introduzir torques pulsantes. O conversor de potência de escala completa ou de energia total (power full converter) com retificador ativo oferece a flexibilidade de usar técnicas de controle mais sofisticadas e, portanto, normalmente é a solução preferida. Com esta topologia tem-se total controle sobre o torque do gerador e o fator de potência.

ALY *et al.* [23] apresentam o uso do DDPMSG para gerar energia a partir das correntes marinhas, no qual é usada a configuração do conversor de potência de escala completa. O gerador é Direct Drive pelas baixas velocidades da corrente marinha e alta energia armazenada na densidade da água, isto faz que não precise de caixa de engrenagens e manutenção contínua. São feitas análises de estabilidade de pequena sinal usando o DDPMSG com e sem controlador. Nesta configuração o conversor do lado do gerador (CLM) é usado para manter a velocidade de rotação no valor ótimo do DDPMSG e assim minimizar as perdas no entreferro. O conversor do lado da rede é o encarregado de controlar a tensão do elo DC e do controle da potência reativa de saída numa certa referência. Também se comenta que outros controladores usam o conversor do lado do gerador para o controle de potência ativa e reativa de saída do DDPMSG, enquanto usam o conversor do lado da rede para o controle de tensão no elo DC e a tensão terminal do sistema da turbina.

JAHROMI *et al.* [37] apresenta a geração por correntes marinhas com um melhor perfil de tensão no ponto de acoplamento comum (PCC), onde conclui que o aumento da degradação da qualidade da tensão está diretamente relacionado com o nível de injeção de potência no PCC. Por esta razão propõe o uso de um conversor do lado do gerador de dois níveis de seis pulsos com frequência da rede imposta e com estratégia de chaveamento com injeção do terceiro harmônico. Este conversor tem a tarefa de controlar a potência ativa e reativa que é trocada com a rede. Do lado da

rede é usado outro conversor que seja capaz de manter a tensão do elo DC, e este VSC deve ser capaz da troca bidirecional estável de potência entre o gerador e a rede. Para o controle do conversor VSC é necessária uma sincronização, a qual é feita por meio de um detector de fase (PLL) das tensões das fases medidas no PCC.

Segundo ZHOU *et al.* [38] a potência nominal do MCT (Marine Current Turbine) não deve ser projetada para o pico de velocidade da corrente marinha devido a que a velocidade do pico de corrente pode acontecer somente em longas ondas spring e corresponde somente a uma pequena parte do recurso. Quando a velocidade da corrente marinha é maior que a velocidade nominal, o MCT de passo fixo não consegue limitar a potência extraída por controle de passo. Por esta razão, uma estratégia de controle do lado do gerador deve ser aplicada para limitar a turbina e a potência gerada (controle de torque ou controle de velocidade). Supondo que o mar fica calmo (sem ondas swell significativas), ou seja, que o MCT está instalado em uma superfície submarina com profundidade própria de tal forma que ondas marinhas normais criadas por ventos locais não tenham influência para o sistema MCT, neste caso, as altas velocidades das correntes marinhas são criadas somente pela forte corrente marinha das ondas primaverais. Por esta razão, a velocidade da corrente marinha é altamente previsível para um determinado lugar. As velocidades das correntes marinhas mudam muito devagar na realidade, um ciclo marinho pode acontecer na metade de um dia (dois ciclos por dia). O efeito swell que pode causar velocidades das correntes marinhas acima da nominal deve ser tido em conta, swell refere-se às ondas oceânicas de longo comprimento (usualmente acima de 150m) geradas de tormentas distantes. A longa distância de dispersão faz o espectro swell mais estreito e a energia mais acumulada que ondas geradas por ventos locais. Swells podem-se propagar de forma profunda abaixo da superfície marinha e por esta razão não pode ser desprezado seu efeito no sistema MCT. O efeito swell pode deixar a velocidade da corrente marinha com mudanças em intervalos de 10 a 20 s.

Em relação ao modelo matemático da velocidade do vento e do mar, usados nas simulações para análises do comportamento da potência gerada, são propostos os seguintes métodos:

GAVRILUTA *et al.* [39] apresenta métodos para gerar perfis da velocidade do vento perto das reais, baseado em medições reais. O perfil da velocidade do vento é dividido num componente de baixa frequência (representando as variações de longo termo) e um componente de turbulência (representando as variações rápidas e de alta frequência). Para modelar o componente de baixa frequência o método baseado no

espectro Van der Hoven tem a maior similitude ao componente de baixa frequência real. Também o componente de turbulência é representado pelo espectro Kaimal ou Von Karman que aproxima o espectro do vento em altas frequências.

Em [40] são tratados dois métodos para determinar o comportamento das correntes marinhas, os quais são um pouco mais padronizados, como o método de análises harmônico (HAM) e o método SHOM (Service Hydrographique et Océanographique de la Marine). Na teoria do método HAM, a maré em qualquer lugar pode ser dividida em diversos componentes harmônicos marinhos (correntes parciais). As amplitudes e fases de cada corrente parcial podem ser calculadas de acordo às observações marinhas, onde foram calculados elementos de algumas correntes harmônicas primárias e, em seguida, foram definidos os nomes e os símbolos dos componentes harmônicos mais importantes a serem considerados na modelagem do recurso. Como a altura da corrente marinha está prevista para a análise harmônica, esta nos leva a deduzir a velocidade da corrente marinha. O outro método “padrão” é o SHOM o qual para um lugar específico só precisa das velocidades das correntes marinha primaveral (spring) e morta (neap). Portanto, conhecendo os coeficientes marinhos, um modelo simples é usado para determinar a velocidade da corrente marinha.

Em relação aos sistemas com mais de um gerador ou sistemas híbridos, algumas propostas interessantes foram pesquisadas e concluíram o seguinte:

MBABAZI *et al.* [41] propõe um sistema de geração por correntes marinho composto por três geradores síncronos ligados num só elo DC comum por meio de retificadores de diodos. Esta configuração tem como objetivo principal a redução de custos devido ao menor uso de conversores. A saída de potência de cada gerador é regulada controlando a excitação do campo de cada gerador e assim lograr máxima extração de potência. A tensão de cada gerador é retificada e ligada em paralelo a um elo DC comum e depois é transmitida a uma estação on-shore onde é fornecida à rede por meio de um conversor DC-AC. Para controlar as variações de potência devidas as correntes que mudam, o sistema de controle é composto por dois laços, um laço interno que controla a corrente da excitação do campo e um laço externo que controla a potência do gerador.

RAHMAN *et al.* [9] propõe um sistema híbrido eólico-marinho composto por uma máquina de indução que funciona como motor/gerador marinho e um gerador eólico de ímã permanente. A ligação à rede é feita por meio da barragem do lado DC. A turbina marinha pode operar como motor ou gerador dependendo do tipo de necessidade. O gerador marinho proporciona saída de potência suave, enquanto a

saída da turbina eólica depende da velocidade do vento. A potência gerada pelo gerador eólico e marinho é convertida em potência DC e esta de novo é convertida a potência AC por meio de um inversor para ser ligada à rede. A turbina marinha é usada como flywheel, onde este tipo de sistema tem como finalidade o fluxo bidirecional de potência, de forma que a potência seja injetada na rede pela turbina eólica localizada no mar ou armazenada como energia cinética saída/entrada do sistema marinho. A energia cinética armazenada no flywheel resulta da rotação de um disco ou cilindro acoplado ao rotor da máquina, neste caso representando a turbina marinha, e esta energia é extraída desacelerando a máquina (motor de indução). Este tipo de sistema de armazenamento em comparação com as baterias convencionais apresenta algumas características interessantes quando é usado como fonte de energia para compensar quedas de tensão e interrupções momentâneas de energia.

WANG *et al.* [10] apresenta um sistema híbrido composto por uma granja marinha (PMSG) e um parque eólico (DFIG) com sistema de armazenamento flywheel, a ligação à rede é por meio de conversores. Este sistema é mais custoso, mas permite o controle independente de cada sistema. A resposta a um distúrbio da velocidade do vento permite observar que o flywheel reduz a potência reativa, mas não tem efeito significativo na redução da amplitude da potência ativa da granja eólica desde que a potência ativa gerada da granja eólica esteja diretamente relacionada com a perturbação da velocidade do vento. Em relação à granja marinha o flywheel reduz as amplitudes da potência ativa e reativa. No entanto, apenas a amplitude da potência ativa na rede de energia pode ser reduzida pelo Flywheel, mas a amplitude da potência reativa na rede de energia pode ser ampliada pelo Flywheel. O Flywheel pode, simultaneamente, reduzir as variações de tensão da granja eólica, e as alterações de tensão da granja marinha. Uma vez que a magnitude da tensão do barramento comum AC possa ser controlada pelo Flywheel, a energia ativa e a energia reativa da carga local podem ser estabilizadas efetivamente. Finalmente o flywheel proposto não pode atenuar as variações da velocidade de rotação da granja eólica, mas as variações da velocidade de rotação da granja marinha podem ser reduzidas.

Na referência [11] é proposto um sistema híbrido que consiste de dois geradores síncronos de ímã permanente os quais estão ligados a uma turbina eólica e uma marinha, além disso, o sistema de geração está composto por dois conversores AC/DC com controle PWM, um elo DC e um conversor DC/AC. Fixando o vetor de corrente do estator no eixo q, os componentes do eixo d serão iguais à zero. Em outras palavras, o fluxo magnético rotativo enlaçado não é variável ou não afeta o

torque eletromagnético. Assim, o torque eletromagnético é controlado apenas pela corrente i_q . Com base no modelo da máquina a fim de controlar independentemente as duas coordenadas, a influência entre os componentes do eixo q e do eixo d devem ser desacoplados. Neste controlador, o laço externo regula a velocidade angular elétrica w e o laço interno regula a corrente no eixo q i_q .

1.5. Identificação do problema

O problema principal está relacionado com a intermitência da potência gerada pelos geradores eólicos, a qual representa menor tempo de geração e mais gastos. A energia marinha e a energia eólica são fontes de energias renováveis com grande potencial e que não contaminam o meio ambiente. Ao juntar estas tecnologias, pode-se obter benefícios econômicos e um sistema mais eficiente. Dependendo das aplicações, a combinação de recursos renováveis com baixas correlações de tempo como o sistema híbrido marinho-eólico pode apresentar vantagens em comparação ao sistema que utiliza somente uma das fontes de energia marinha ou eólica.

Na atualidade a queda dos níveis dos reservatórios de água das usinas hidrelétricas tem levado ao uso de usinas térmicas a base da queima de combustíveis fósseis para complementar a potência demandada pelo sistema elétrico, incorrendo em gastos e contaminação. Buscando diminuir a dependência do petróleo e carvão, em algumas regiões do Brasil, a energia eólica está sendo integrada ao sistema interligado por meio de grandes blocos de geração nos sítios de maior potencial e pode ser observada uma situação de conveniente complementariedade da geração eólica com o regime hídrico. O perfil de ventos observado no período ambiental seco do sistema elétrico brasileiro mostra maior capacidade de geração de eletricidade justamente no momento em que a afluência hidrológica nos reservatórios hidrelétricos se reduz. Por outro lado, no período úmido do sistema elétrico brasileiro, caracterizado pelo maior enchimento destes reservatórios, o potencial de geração eólica de eletricidade se mostra menor. No entanto, outras regiões não apresentam estes benefícios eólico-hidrológicos, e a proposta do sistema eólico-marinho se apresenta como uma possível alternativa de complementariedade no sistema elétrico nacional.

1.6. Contribuições do trabalho

Apresentar o comportamento de uma estrutura pouco conhecida denominada como sistema híbrido eólico-marinho usada para gerar energia, a qual está composta por um gerador eólico de dupla alimentação DFIG e um gerador marinho de ímã permanente DDPMSG, os quais estão ligados à rede elétrica por meio de conversores em

configuração back-to-back com elo DC independentes. Isto permitirá demonstrar a eficiência do sistema no aproveitamento da energia presente nas correntes do vento e nas correntes marinhas para uma região que conte com a disponibilidade destes recursos.

Determinar as vantagens e desvantagens do sistema híbrido eólico-marinho em comparação com sistemas compostos por um único tipo de sistema para aproveitar energia, como as fazendas eólicas.

Comparar as diferenças elétricas e mecânicas entre o gerador de dupla alimentação e o de ímã permanente, as quais os tornaram a melhor escolha dentro de cada sistema e ambiente, porque desta forma será aproveitada a máxima potência disponível nos recursos e serão reduzidos os custos da geração.

Apresentar os modelos matemáticos mais relevantes para o projeto deste tipo de sistema híbrido, começando pelo modelo dos recursos do vento e das correntes marinhas, até os modelos das máquinas de ímã permanente e de dupla alimentação.

No próximo capítulo são apresentados os métodos da modelagem matemática dos recursos eólico e marinho mais conhecidos, os quais são usados para determinar teoricamente a quantidade de potência disponível em uma região. Também são apresentadas as estratégias de controle aplicadas às turbinas que permitem o máximo aproveitamento de energia. No terceiro capítulo, se apresenta a seleção da estrutura híbrida, o modelo matemático e o controle dos geradores eólico e marinho. Finalmente nos capítulos quarto e quinto, são apresentados e discutidos os resultados da simulação dos modelos do sistema eólico, marinho e híbrido.

CAPITULO II

Modelagem dos recursos e estratégias de controle para as turbinas eólica e marinha

A modelagem do comportamento dos recursos naturais têm sido de grande importância no estudo das fontes de energias renováveis. Esta modelagem nasceu da necessidade de determinar a quantidade de energia que pode ser extraída de cada região e com isto foi possível analisar o comportamento dos sistemas de geração que aproveitam este tipo de energias. Os inconvenientes relacionados à difícil medição e quantidade de dados disponíveis destes recursos são outras das razões pelas quais pesquisadores desenvolveram modelos matemáticos que simulam as características e componentes físicas de cada recurso.

Os modelos matemáticos das correntes marinhas e do vento são construídos principalmente a partir de equações matemáticas que representam as condições geográficas e ambientais em determinadas regiões que têm a disponibilidade destes recursos. Estes modelos podem ser aplicados a diferentes regiões sempre e quando se possuam os dados geográficos da região e de algumas características do recurso.

Uma vez modelado o recurso, as turbinas são as encarregadas de aproveitar esta energia e transformá-la com características mecânicas específicas, de modo que uma máquina a transforme em energia elétrica. Existem estratégias de controle para aproveitar a energia no máximo possível ou também para limitá-la, como acontece em ocasiões que se tem escassez ou excesso do recurso.

Neste capítulo inicialmente são explicados os modelos matemáticos mais generalizados das correntes marinhas e eólica, assim como a estrutura e características físicas das turbinas em relação ao meio em que se encontram. Na segunda parte são definidos os objetivos de controle das turbinas e os sistemas propostos para máximo aproveitamento de energia (MPPT).

2.1 Modelo matemático da velocidade do vento

Os valores das series de velocidade do vento ao longo do tempo são dados que podem ser obtidos em estações meteorológicas. No entanto, estes dados estão disponíveis em algumas regiões e sua medição representa custos dentro de um sistema de geração eólico. Segundo GRAVILUTA *et al.* [39], estes valores são obtidos

a partir do estudo dos componentes do sinal deste recurso, e sua forma depende principalmente do lugar e das condições atmosféricas, contudo a sua representação é aproximada já que a intermitência deste recurso é incerta e pouco previsível. Uma variedade de métodos têm sido propostos para gerar series temporais de vento baseados em medições de velocidade de vento, entre eles se encontram o método de distribuição Weibull, métodos auto regressivos, método da cadeia de Marcov, método do espectro Van der Hoven, etc.

Também em [39] é proposto um método para gerar perfis de velocidade do vento baseado em medições; neste método são feitas algumas considerações comuns às feitas por outros autores, o que o torna confiável e de fácil implementação. Entre estas considerações, uma simplificação comum é assumir um equilíbrio térmico da atmosfera na proximidade da terra, o que leva a criar componentes da turbulência principalmente por causa da fricção entre o ar e o terreno devido à rugosidade do solo. Outra consideração importante é supor que a orientação do vento tem mudanças insignificativas, assim o modelo da turbina precisa somente do modelo longitudinal da velocidade do vento.

O modelo da velocidade do vento está composto por duas partes principais, a primeira parte representa a velocidade média e a segunda representa a turbulência.

$$V_{vento} = V_m + V_t \quad (2.1)$$

Segundo gráficos de densidade de potência espectral da velocidade do vento contra frequência, medidas em algumas regiões, a velocidade média do vento V_m é um componente de baixa frequência a qual permanece por mais tempo (horas-dias) com variações de baixa frequência, e o componente de turbulência do vento V_t corresponde a rápidas (minutos-segundos) e altas variações de frequência. No entanto, medidas de turbulência em um eixo de referência estacionário mostram que as amplitudes de variação da velocidade do vento diminuem com a alta frequência. Acima de alguns hertz, as variações da velocidade do vento são insignificativas (minutos-horas entre os dois componentes).

2.1.1. Modelagem da velocidade média do vento

O conhecimento da velocidade média do vento que pode ser esperada em um local potencial é crucial para determinar a viabilidade econômica de um projeto de energia eólica. Estes dados também são essenciais para selecionar os WECS, a fim de maximizar a eficiência e durabilidade. A distribuição da probabilidade da velocidade

média do vento é prevista a partir de medições coletadas durante vários anos, onde todos estes dados são normalmente dispostos em um histograma.

A componente de baixa frequência da velocidade do vento corresponde aos ventos geostróficos. O valor da velocidade média do vento é obtido como a média da velocidade instantânea ao longo de um intervalo tp [39].

$$V_m = \frac{1}{tp} \int_{t_0-tp/2}^{t_0+tp/2} V(t) dt \quad (2.2)$$

Um dos métodos mais comum e simples para gerar series temporais da velocidade do vento confiável e persistente, é a amostragem do espectro Van der Hoven. A partir do espectro de Van der Hoven, previamente calculado para o intervalo de tempo desejado e com a precisão de amostragem geralmente de 10 minutos a 1 hora de amostras a partir dos dados de medição disponíveis, o espectro é amostrado, a fim de obter uma nova série de tempo da velocidade do vento. Mais especificamente, a gama de frequências abaixo de $1/tp$ é dividida em m intervalos. Então, a velocidade média do vento é calculada a cada passo como:

$$V_m(t) = V_0 + \sum_{i=1}^m A_i \cos(w_i t + \xi_i) \quad (2.3)$$

Onde $w_i = 1, m + 1$; é a frequência angular discreta, ξ_i é a variável estocástica uniformemente distribuída em $[-\pi, \pi]$, V_0 é a velocidade média medida durante um período maior que $2\pi/w_i$ (o período mais longo nas características Van der Hoven) e $A_i = \frac{2}{\pi} \sqrt{\frac{1}{2}(S_{vv}(w_i) + S_{vv}(w_{i+1}))(w_{i+1} - w_i)}$, com $S_{vv}(w_i)$ sendo a densidade de potência espectral em w_i .

2.1.2. Modelagem da turbulência e efeitos locais

A fim de fazer a previsão da velocidade do vento experimentada por uma turbina eólica tão precisa quanto for possível, os modelos devem levar em conta as mudanças rápidas de vento, causadas principalmente pela turbulência e efeitos locais, como o cisalhamento do vento e a sombra da torre.

De acordo com [42], a velocidade do vento na parte da frente da torre pode ser reduzida com um máximo de 20% pois a torre tem um efeito de filtro passa baixas sobre a velocidade do vento. O efeito conhecido como cisalhamento do vento também influência na componente de turbulência, pois este cria uma componente vertical na velocidade do vento devida à fricção entre o solo e o ar em movimento. O

cisalhamento do vento tem uma forte relação com o lugar, por exemplo, um lugar com pequenos obstáculos como o mar com ondas pequenas, tem uma pequena variação na velocidade do vento. Por outro lado, as áreas urbanas apresentam uma elevada variação da velocidade do vento porque nas áreas com obstáculos o atrito é muito maior.

As variações têm naturalmente um comportamento aleatório, mas a dinâmica do ar cria um padrão principal sobre as variações da velocidade do vento. Variações de baixa frequência representam grandes amplitudes e variações de frequência altas representam amplitudes mais baixas.

Com o propósito de modelar os componentes de rápida variação na velocidade do vento, uma aproximação comum é o uso de métodos baseados no espectro Von Karman ou no espectro Kaimal, como o método de filtro de harmônicos ou o método do filtro espacial/rotacional.

$$\Phi(w) = \frac{K_v}{(1 + wT_v)^{5/3}}, \text{Espectro Kaimal} \quad (2.4)$$

$$\Phi(w) = \frac{K_v}{(1 + (wT_v)^2)^{5/6}}, \text{Espectro Von Karman} \quad (2.5)$$

Em relação ao espectro Kaimal e Von Karman, ambos os modelos são parametrizados por K_v e T_v , os quais são dependentes da velocidade média do vento e dos parâmetros do lugar, como a escala longitudinal da turbulência e a intensidade de turbulência. É difícil dizer qual dos dois modelos é mais adequado para a modelagem de turbulência, mesmo que a resposta de frequência dos dois não apresenta grandes diferenças, a eleição do filtro Kaimal é amplamente utilizada [42].

A passagem de ruído branco (White noise) por meio de um filtro sintonizado no espectro Kaimal ou Von Karman é uma prática comum para obter a forma desejada do espectro na área de frequências altas ou em outras palavras de uma turbulência aproximada.

2.1.2.1. Método de filtro de harmônicos

O método de filtro de harmônicos usa o espectro Kaimal para a modelagem da turbulência, e filtros de admitância para cobrir os efeitos da velocidade do vento média e os efeitos de amostragem rotacional. Esta estrutura é ilustrada na Figura II-1.

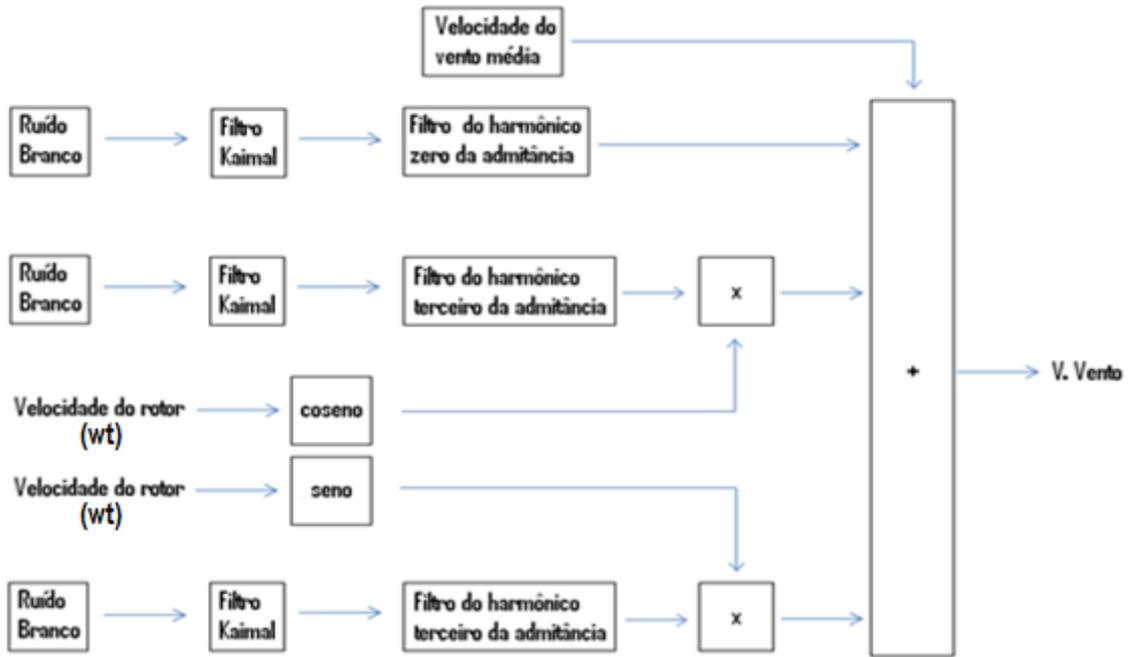


Figura II-1. Método de filtro de harmônicos

O problema deste método está relacionado com a afinação dos três filtros: o Kaimal, o filtro do harmônico zero da admitância e do filtro do terceiro harmônico da admitância. A função de transferência do filtro kaimal é representada na equação (2.6), onde $c = \frac{V_m}{L_t}$ e $K = V_m / \sqrt{2L_t\zeta^2}$, com L_t sendo a escala longitudinal da turbulência, V_m a velocidade média do vento e ζ o escorregamento da turbulência padrão. L_t e ζ são parâmetros relacionados à localização.

$$H_{Kaimal}(s) = K \frac{0,0182c^2s^2 + 1,3653cs + 0,9846}{1,3463c^2s^2 + 3,7593cs + 1} \quad (2.6)$$

Os filtros do harmônico zero e terceiro da admitância estão representados nas equações (2.7) e (2.8). Onde $d = R/V_m$, com R sendo o radio do rotor e V_m a velocidade média do vento.

$$H_{adm0}(s) = \frac{4,7869d^2s^2 + 0,9904}{7,6823d^2s^2 + 7,3518ds + 1} \quad (2.7)$$

$$H_{adm3}(s) = \frac{0,2766d^2s^2 + 0,0307}{0,3691d^2s^2 + 1,7722ds + 1} \quad (2.8)$$

A ideia por trás deste método é a de produzir uma única velocidade do vento equivalente à qual é usada como entrada para o modelo aerodinâmico. Alguns aspectos são levados em consideração durante o desenvolvimento deste modelo. Em primeiro lugar o modelo do vento contém apenas o zero e o terceiro harmônico devido

ao fato do rotor com três pás ser perfeitamente simétrico. Outro aspecto considerado é que a estrutura da turbina eólica funciona como um filtro passa-baixa, extraíndo a média da velocidade do vento.

A fim de alcançar o modelo variável da velocidade do vento, a turbulência para uma determinada velocidade é representada a partir do zero e do terceiro harmônico, cujo comportamento é gerado utilizando filtros sintonizados com base no espectro Kaimal. Em seguida, dois filtros de admitância são aplicados aos dois harmônicos. O filtro aplicado ao harmônico zero é sintonizado de modo que simula o efeito de velocidade média, enquanto que o aplicado ao terceiro, leva em conta as variações devidas à turbulência rotacional e à sombra da torre na área da velocidade do vento ao longo do disco de rotor. As duas harmônicas filtradas são adicionadas no final de modo a obter uma velocidade do vento equivalente.

2.1.2.2. Modelo do filtro espacial/rotacional

Este modelo tem uma abordagem semelhante à anterior. Dois filtros são introduzidos após a velocidade do vento, um que cuida do efeito da velocidade média (Filtro Espacial), e outro que leva em conta os efeitos do cisalhamento (shear), a sombra da torre e outros efeitos introduzidos pelas pás rotativas (Filtro de amostragem rotacional). A forma como esses filtros são interligados com a velocidade do vento de ponto fixo é diferente do método anterior, por conseguinte, a nova estrutura é apresentada na Figura II-2.

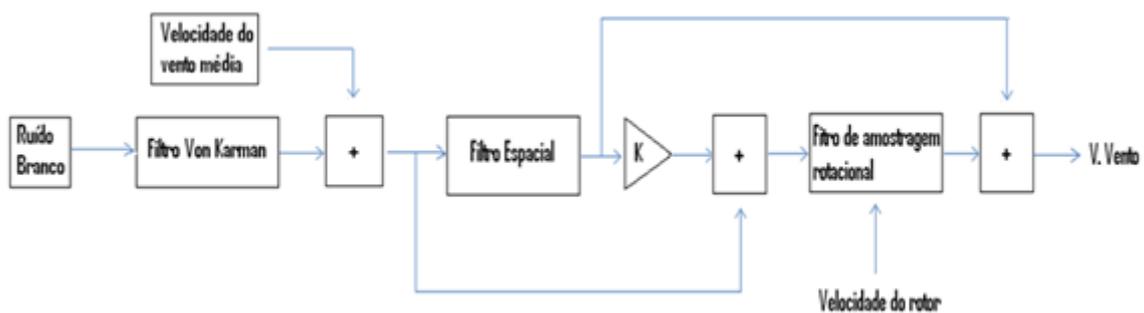


Figura II-2. Modelo do filtro espacial/rotacional

Observa-se que para a geração da velocidade de ponto fixo, é usado um filtro Von Karman. A função de transferência é apresentada em (2.9) onde $T_F = L_t/V_m$ e $K_F = \sqrt{\frac{2\pi T_F}{B(\frac{1}{2}, \frac{1}{3}) T_s}}$, com $B(x: y)$ sendo a função beta e T_s o tempo de amostragem.

$$H_{Karman}(s) = K_F \frac{0,4T_FS+1}{(T_{FS+1})(0,25T_FS+1)} \quad (2.9)$$

Para o filtro espacial a função de transferência é apresentada na equação (2.10), onde $a_{sf} = 0..55$ é um fator empírico, e b_{sf} é um parâmetro que descreve a relação entre velocidade de vento em diferentes pontos perto do rotor; $b_{sf} = 1,3(R/Vm)$, onde R é o raio da pá e Vm é a velocidade média do vento.

$$H_{sf}(s) = \frac{\sqrt{2}+b_{sf}s}{(\sqrt{2}+b_{sf}\sqrt{a_{sf}s})\left(1+\frac{b_{sf}s}{\sqrt{a_{sf}}}\right)} \quad (2.10)$$

$$H_{rs}(s) = \frac{(s+N_b w_r + \varepsilon)(s-N_b w_r - \varepsilon)}{(s+\sigma)^2 + (N_b w_r)^2} \quad (2.11)$$

A equação (2.11) representa a função de transferência do filtro de amostragem rotacional. N_b representa o número de pás do rotor, w_r a velocidade rotacional do rotor, enquanto ε e σ são dois parâmetros que determinam a magnitude da concentração da densidade de potência e as características de seletividade na frequência $N_b \cdot w_r$.

2.2. Modelo matemático da velocidade das correntes marinhas

O problema das tecnologias renováveis usadas para geração de energia elétrica é a dependência destas tecnologias às condições ambientais. Sua mudança tem um comportamento estocástico, mas se é possível fazer algumas medições na região é possível prever seu comportamento.

A variação da velocidade do recurso obtida a partir de medições, influência muito na determinação do modelo matemático real do recurso, por exemplo, para modelar o comportamento da energia solar são necessárias muitas medições, pois o sol está disponível por algumas horas do dia, e sua variação é representada em minutos. Já a energia eólica pode ser representada em horas e a energia dos mares em dias, diminuindo a coleta de dados. No caso das correntes marinhas, sua variação pode ser prevista com uma precisão considerável durante uma faixa de 20 a 30 anos [43], tornando-a o recurso mais fácil de prever.

As ondas são criadas pela rotação da terra cujo oceano está envolvido com as forças gravitacionais do sol e da lua. Para um observador, a rotação da terra causa aumentos e quedas do nível marinho periodicamente, onde a gravidade da lua cria “forças de atração” que produzem duas “elevações” ao longo da superfície terrestre. Uma elevação do lado frontal da lua em relação com a terra e a outra do lado oposto, como se apresenta na Figura II-3. A rotação da terra dentro destas duas elevações cria duas

ondas por dia (com sequência maior a menor), ou semi-diurnas, as quais são as ondas dominantes na maioria dos oceanos da superfície terrestre.

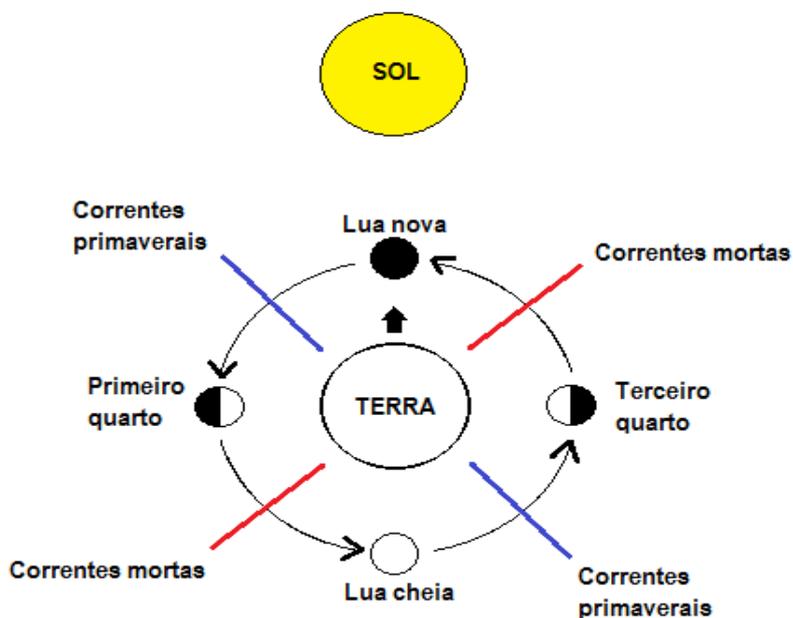


Figura II-3. Forças geradas das ondas pela interação terra-lua

Devido à declinação da órbita lunar em relação ao eixo rotacional da terra, são produzidas ondas semi-diurnas (duas ondas altas e duas baixas por dia) perto à linha equatorial e ondas diurnas em altas altitudes, Figura II-4. Em altitudes médias as ondas são misturadas com duas ondas por dia, mas com desigualdade diurna entre ondas altas sucessivas e ondas baixas sucessivas [43].

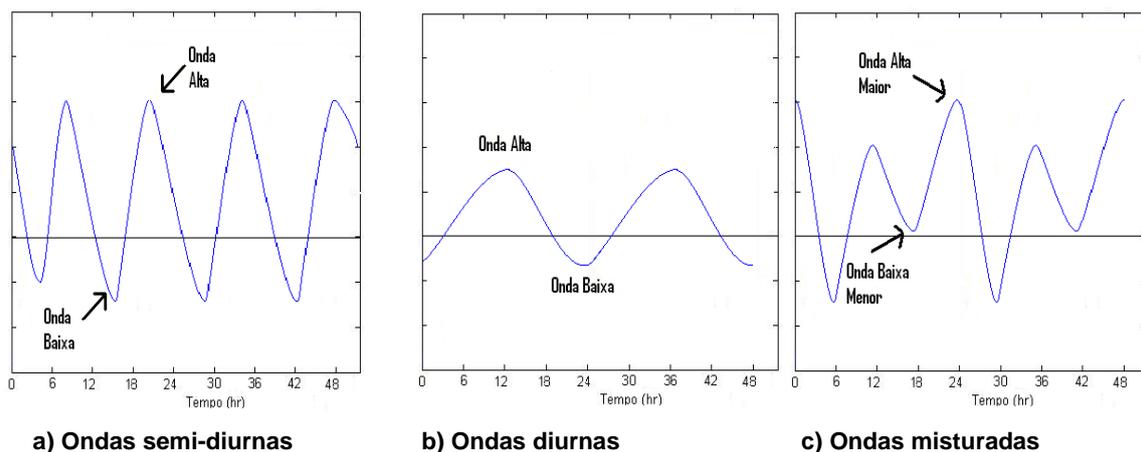


Figura II-4. Influência da declinação da órbita lunar nas forças marinhas

A relação entre a altitude da elevação das ondas solares com a altitude das ondas lunares é de 46%. Enquanto as ondas lunares migram ao longo da superfície terrestre cada 37 dias, as ondas solares migram todo dia. Como a elevação se movimenta 90°

para dentro e logo 90° para fora de fase com a onda solar, isto cria ondas primaverais e ondas mortas (spring and neap). As faixas das ondas primaverais são aproximadamente duas vezes as faixas das ondas mortas. Um exemplo destas ondas pode ser observado na Figura II-5 [43].

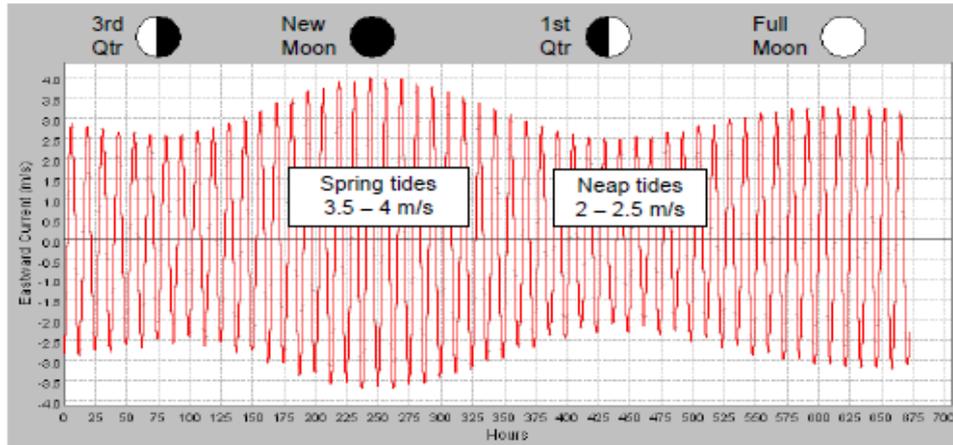


Figura II-5. Fases luas causando ondas primaverais e mortas.

Ao contrário da energia eólica, a variação do recurso marinho visto por uma turbina, está sujeito a uma ampla variedade de questões como a interação onda-corrente, o nível de submersão, etc. No entanto, os conceitos de altura do hub (nacele) e a sombra da torre podem ser concebidos por meio de formulações semelhantes.

Considerando-se todas as complexidades acima e a largura de banda da frequência de interesse para estudos relacionados a transitórios eletromecânicos do sistema de energia (milissegundo para vários segundos), a velocidade marinha pode ser considerada constante. Isto é assim porque as variações marinhas dominantes ocorrem em intervalos medidos em horas. No entanto, qualquer componente estocástico de variação de velocidade pode ter repercussões importantes na captação de energia global. Isto acontece devido ao fato da densidade da água ser maior que o vento.

A principal fonte desta variação estocástica pode ser a turbidez no fluxo de água, a interação multi-corpo de dispositivos vizinhos / dutos, ou dispositivos hidrodinâmicos instáveis. Considerando-se o anterior, o campo de fluxo marinho pode ser identificado eficazmente por meio de $V_{mar}(t) = V_m(t) + V_{sto}(t)$ [44].

Outros autores definem o comportamento da velocidade das correntes do mar por meio de uma mudança periódica a qual pode ser expressa por [45]:

$$V_{mar} = V_m \left(1 + K \sin \frac{2\pi t}{T'} \right) \sin \frac{2\pi t}{T} \quad (2.12)$$

Onde T' é o período entre a onda primaveral (spring) e a onda morta (neap), T é o período da corrente marinha, $V_m = (V_{spring} + V_{neap})/2$ é a velocidade média da corrente marinha, V_{spring} e V_{neap} são a velocidade máxima da onda primaveral e da onda morta, K é chamado de coeficiente de velocidade flutuante (0,2 genérico) da velocidade marinha e é formulado como:

$$K = \frac{V_{spring} - V_{neap}}{V_{spring} + V_{neap}} \quad (2.13)$$

Atualmente há outras propostas para determinar o comportamento das correntes marinhas um pouco mais padronizadas como são o método da análise harmônico (HAM) e o método SHOM (Service Hydrographique et Océanographique de la Marine) [40].

2.2.1. Harmonic Analysis Method (HAM)

Na teoria do método HAM, a maré em qualquer lugar pode ser dividida em diversos componentes harmônicos marinhos (correntes parciais). As amplitudes e fases de cada corrente parcial podem ser calculadas de acordo às observações marinhas. CHEN e AHMED [40] calcularam elementos de algumas correntes harmônicas primárias e, em seguida, definiram os nomes e os símbolos dos componentes harmônicos mais importantes a serem considerados na modelagem do recurso: quatro correntes parciais semi-diurnas, quatro correntes parciais diurnas e três constituintes de águas rasas. Toda a formulação para a altura da corrente marinha pode ser escrita na forma curta, como se apresenta na seguinte equação.

$$H_{mar}(t) = H_0 + \sum_{i=1}^m A_i \cos(w_i + \phi_i) \quad (2.14)$$

Onde $H_{mar}(t)$ é a altura da corrente marinha, H_0 é o nível médio do mar, A_i , W_i e ϕ_i são, respectivamente, a amplitude, a velocidade angular e o ângulo de fase de cada componente harmônico. Como a altura da corrente marinha está prevista pela análise harmônica mencionada acima, esta nos leva a deduzir a velocidade da corrente marinha teórica, a qual seria o resultado do gradiente de pressão causado pela diferença existente entre duas alturas de água separadas e é dada pela seguinte relação:

$$V_{t0} = \sqrt{2gh} \quad (2.15)$$

Onde h é a diferença entre duas alturas de água separadas e g é a constante gravitacional. A Figura II-6 apresenta os resultados da simulação da velocidade

marinha, com o método HAM, usando parâmetros correspondentes ao site britânico Aberdeen [40]. A vantagem deste método resulta no cálculo da velocidade passo a passo. A principal desvantagem é o número dos parâmetros necessários dos harmônicos constituintes.

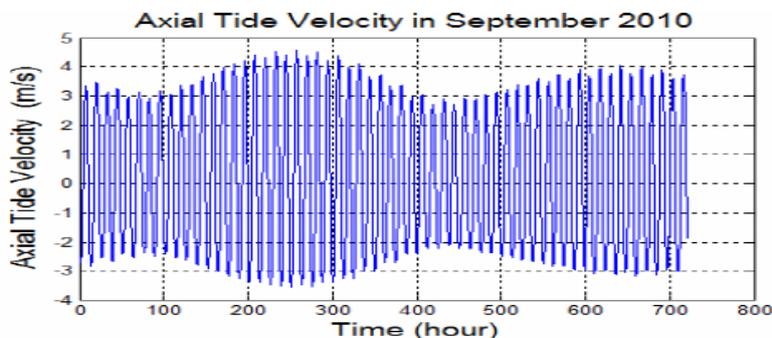


Figura II-6. Velocidade marinha no site britânico Aberdeen

2.2.2. Método SHOM (Service Hydrographique Océanographique Marine)

O outro método “padrão” é o SHOM o qual para um lugar específico só precisa das velocidades das correntes marinhas primaveral e morta. Portanto, conhecendo os coeficientes marinhos, um modelo simples é usado para determinar a velocidade da corrente marinha V_{mar} . Este modelo é representado pela seguinte relação:

$$V_{mar} = V_{neap} + \frac{(C - 45)(V_{spring} - V_{neap})}{95 - 45} \quad (2.16)$$

Onde 95 e 45 são respectivamente os coeficientes médios para as ondas primaveral e morta. V_{spring} e V_{neap} são, respectivamente, as velocidades das correntes marinhas primaveral e morta para intervalos com horários começando 6h antes das correntes altas e acabando 6h depois, C é o coeficiente marinho. Também é possível integrar a este modelo de recurso perturbações como ondulação (swell) e turbulência. A Figura II-7 indica a velocidade marinha no Penmarc’h France usando o método SHOM [40,24].

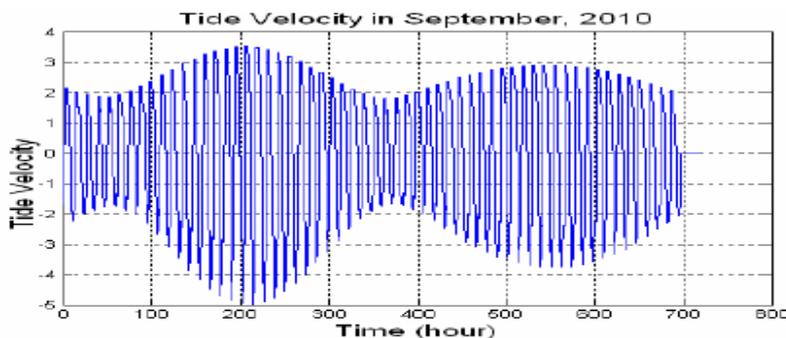


Figura II-7. Velocidade marinha no Penmarc’h France.

2.3. Modelo do sistema aerodinâmico e estratégias de controle

2.3.1. Turbina eólica

A turbina eólica converte a energia do vento na entrada em uma energia mecânica na saída. A potência mecânica gerada por uma turbina eólica pode ser expressa por [9,18,27,46]:

$$P_m = \frac{\rho \pi R^2 C_p(\lambda, \beta) V_{vento}^3}{2} \quad (2.17)$$

Onde ρ é a densidade do ar, R é o raio das pás da turbina, V_{vento} é a velocidade do vento e C_p é o coeficiente de potência o qual é uma função não linear da relação da velocidade de ponta λ (Tip Speed Ratio - TSR) e o ângulo de passo da folha da turbina β , é definido como:

$$C_p(\lambda, \beta) = 0,73 \left[\frac{151}{\lambda_i} - 0,58\beta - 0,002\beta^{2,14} - 13,2 \right] e^{-18,4/\lambda_i} \quad (2.18)$$

Onde:

$$\lambda_i = \left(\frac{1}{\lambda - 0,02\beta} - \frac{0,003}{\beta^3 + 1} \right)^{-1} \quad (2.19)$$

Com:

$$\lambda = \frac{w_r R}{V_{vento}} \quad (2.20)$$

Onde W_r é a velocidade angular do rotor. A curva característica do C_p versus TSR para uma turbina eólica qualquer, geralmente apresenta o comportamento como o observado na Figura II-8.

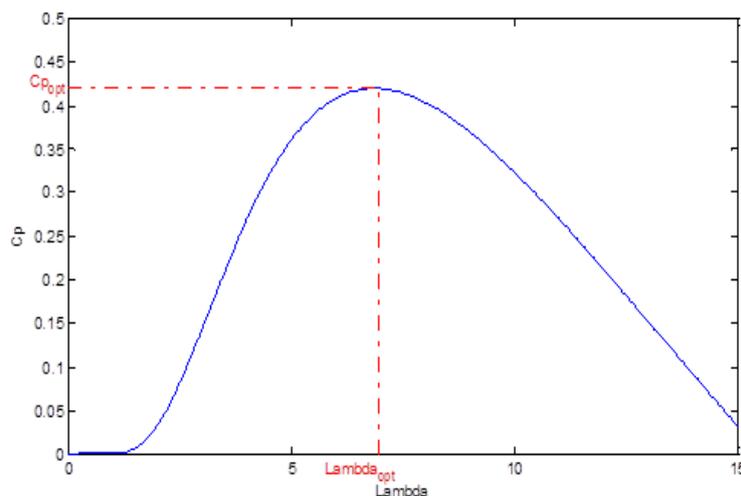


Figura II-8. Curva C_p vs TSR.

Baseado nas equações (2.17) e (2.20), o torque mecânico de saída da turbina eólica é expresso como:

$$T_m = \frac{\rho \pi R^3 C_p(\lambda, \beta) V_{vento}^2}{2\lambda} \quad (2.21)$$

A máxima potência de saída fornecida pela turbina eólica acontece no ponto máximo da curva apresentada na Figura II-8, cuja intersecção define os valores ótimos do C_p e λ . λ_{opt} e C_{popt} dependem das características da turbina e a partir destes valores é possível regular a velocidade angular do rotor num valor constante como resulta da equação (2.20). A potência máxima no ponto de pico da curva se expressa da seguinte forma.

$$P_{m_max} = \frac{\rho \pi R^5 C_{pmax} \omega_{r_opt}^3}{2\lambda_{opt}^3} = k_{opt} \omega_{r_opt}^3 \quad (2.22)$$

E o máximo torque como:

$$T_{m_max} = \frac{\rho \pi R^5 C_{pmax} \omega_{r_opt}^2}{2\lambda_{opt}^3} = k_{opt} \omega_{r_opt}^2 \quad (2.23)$$

Onde K_{opt} é uma constante determinada pelas características da turbina eólica.

Na Figura II-9 se apresenta como deve ser o comportamento do rastreamento da curva que garante o máximo aproveitamento de potência ou de máximo torque.

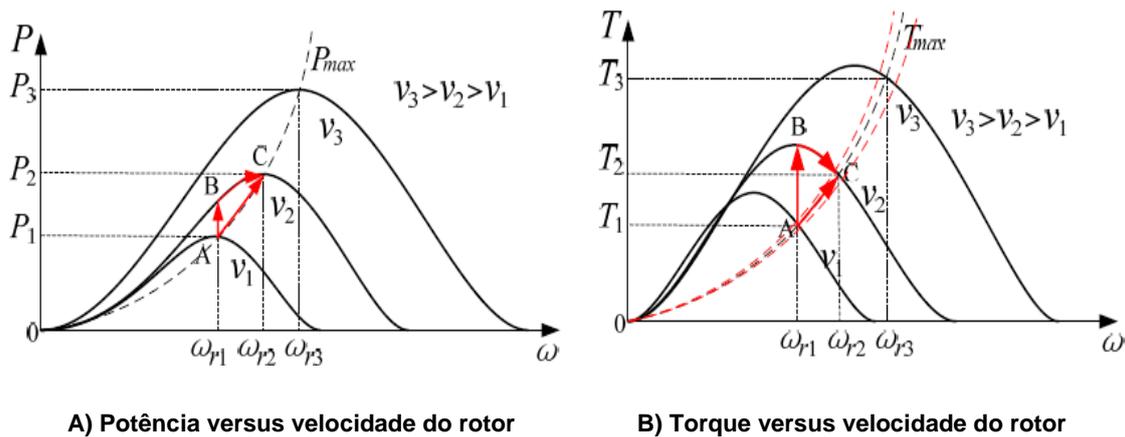


Figura II-9. Características do rastreamento da curva para garantir o MPPT

Se a velocidade do vento é v_1 , a máxima potência é capturada se a velocidade do rotor é ω_{r1} ou seja no ponto A. Quando a velocidade do vento muda de v_1 para v_2 e a velocidade do rotor é fixa em ω_{r1} , mas o ponto de operação do sistema salta ao B, este ponto não corresponde ao máximo ponto de potência. A velocidade do rotor

precisa ser controlada para aumentar de $Wr1$ para $Wr2$, o qual resulta no MPPT ou seja a localização no ponto C.

Baseado nas equações anteriores e no comportamento da turbina pode-se criar um diagrama que represente o cálculo do torque mecânico aplicado ao eixo da máquina (ou na caixa de engrenagens) como se apresenta na Figura II-10 [40]. Dependendo do tipo de máquina sendo usada, este torque de referência pode ser aplicado no controle da velocidade (controle indireto).

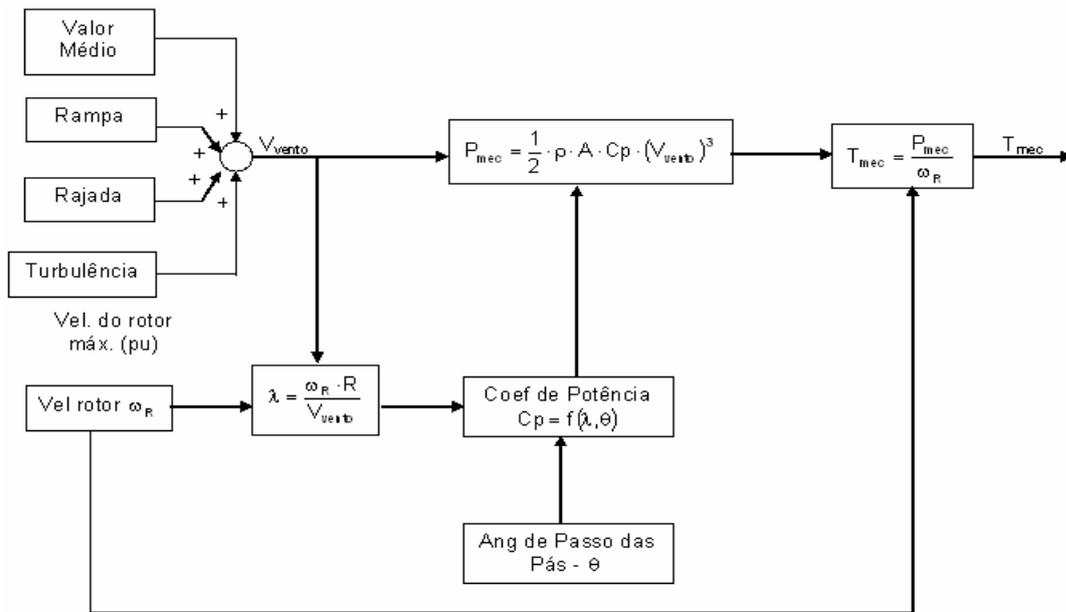


Figura II-10. Diagrama de blocos para cálculo do torque mecânico

A regulação da potência em turbinas eólicas pode ser feita de duas formas principais: por meio da perda aerodinâmica na pá ou estol (stall) e por variação do ângulo de passo das pás β (pitch control) [24,47], Figura II. 11.

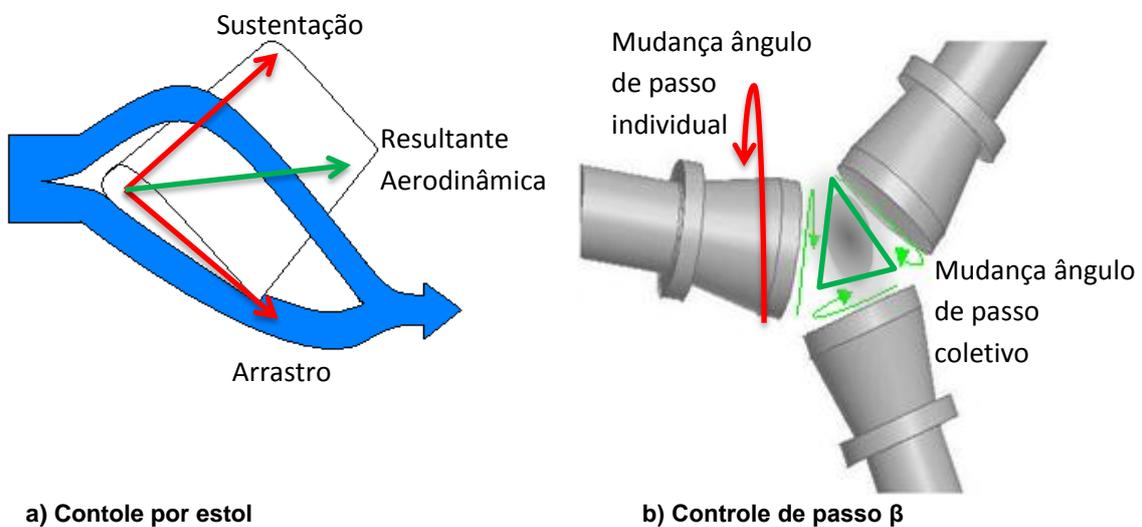


Figura II-11. Controle do ângulo da pá

Basicamente, o controle de estol é um sistema sensível à velocidade do vento. Neste caso, as pás são fixas em torno de seu ângulo de passo, não sendo possível girar em torno de seu eixo longitudinal. Sendo assim, o ângulo de passo é escolhido de modo que para as velocidades de vento que ultrapassam a faixa de velocidade nominal, o escoamento do vento em torno do perfil da pá do rotor se desloca de sua superfície diminuindo as forças de sustentação e aumentando as forças de arrasto. A força de sustentação é denominada como a força ao longo da pá da turbina no sentido perpendicular em relação ao sentido do vento, produzindo torque mecânico rotacional. Já a força de arrasto é denominada como força sobre a pá no mesmo sentido do vento e não produz torque mecânico rotacional. Desta forma, nas condições de ventos acima da velocidade nominal, o escoamento em torno do perfil das pás da turbina é deslocado parcialmente da superfície, gerando menos força de sustentação e maiores forças de arrasto. Esta situação evita que a potência do rotor aumente. Com o objetivo de evitar que este efeito (estol) aconteça nas posições radiais das pás simultaneamente, o que provocaria uma considerável redução da potência do rotor, as pás são dotadas de uma rotação longitudinal discreta que diminui este efeito [47]. Neste caso, o perfil aerodinâmico das pás possibilita que, quando a velocidade do vento supera a velocidade na qual o vento produz a potência nominal, o rendimento começa a decair até voltar ao nível seguro.

O sistema de regulação por alteração no ângulo de passo da pá β , aciona o giro das pás ao longo do eixo longitudinal para controlar a potência conforme as condições do vento, maximizando a eficiência aerodinâmica do rotor. Existem diversos mecanismos de atuação para regular o ângulo de passo em turbinas e podem ser divididos em duas categorias. Na primeira, cada pá conta com um atuador individual e na segunda um único atuador é comum para todas as pás. O controle deste tipo de sistemas transmite a ação de controle, a qual é transformada em rotação por meio de um mecanismo que pode ser eletromecânico ou hidráulico. Os atuadores individuais podem usar controle individual em cada uma das pás ou controle coletivo. No controle coletivo, os atuadores seguem a mesma referência comum para todos eles, este tipo de sistema usa um único atuador que geralmente está situado na cabine. Na configuração de atuadores individuais tem-se a característica de contar com um sistema de segurança frente a falhas em um dos atuadores. Neste caso poderia se aproveitar o freio aerodinâmico utilizando os atuadores restantes. Os atuadores nesta configuração são alocados no rotor da turbina o qual dificulta o acesso para manutenção das partes móveis.

Turbinas eólicas com regulação de potência por estol e por variação de ângulo de passo da pá apresentam algumas diferenças no que diz respeito à curva de potência. Máquinas com dispositivo de variação de ângulo de passo da pá possibilitam um controle mais preciso da potência entregue ao gerador, sobretudo na proximidade da potência nominal. Além disso, esse sistema permite uma extração de potência nominal para velocidades de vento superiores à nominal, constituindo uma segurança contra ventos de alta velocidade. Já nas máquinas que utilizam apenas a regulação estol, a limitação da captação da energia do vento é efetuada de forma passiva por processos aerodinâmicos. A opção por uma forma de regulação de potência está relacionada com a tecnologia e a relação custo/benefício praticada pelo fabricante [24]. Em seguida, se apresentam os métodos de controle que permitem o máximo aproveitamento de potência frente às variações do vento.

2.3.1.1. Métodos de controle MPPT eólicos

A operação ótima dos WECS é extrair a máxima potência disponível do vento, e uma forma de obter esta máxima potência é com o uso de algoritmos de controle de seguimento do ponto máximo de energia (Maximum Power Point Tracking - MPPT). Em muitos WECS, o MPPT é implementado usando as medidas da velocidade do vento obtidas por sensores de velocidade de vento. Contudo, em WECS de grande porte não é muito fácil obter este tipo de medições. Para este tipo de medições geralmente é usado um anemômetro, o qual é localizado no topo da barquinha, proporcionando medidas limitadas da velocidade do vento sem cobrir o espaço completo que representam às pás da turbina eólica. Além deste problema o uso do anemômetro aumenta o custo do WECS. Por esta razão têm sido feitas muitas pesquisas sobre sistemas de controle que não precisem da medida da velocidade do vento, sendo assim usados métodos de controle MPPT como o método da estimação da velocidade do vento baseado na relação da velocidade de ponta (TSR) (Tip Speed Ratio), o método chamado “pesquisa na subida da colina (HCS) (hill Climb Search)”, ou o método do sinal de potência realimentada (PSF) (Power signal feedback) [37]. Estes métodos são os mais convencionais, mas existem outros métodos que asseguram obter melhores resultados.

2.3.1.1.1. Controle baseado na relação da velocidade de ponta

Qualquer turbina eólica particular apresenta uma TSR ótima, cujo valor ótimo sem importar a mudança na velocidade do vento deve permanecer constante para garantir que a energia extraída esteja em seu máximo ponto de operação. Este método força o sistema a trabalhar continuamente no valor ótimo, criando uma diferença entre o valor

obtido e o medido, cujo erro é reduzido por meio de um controlador que regula a velocidade do gerador. O ponto ótimo da TSR pode ser determinado experimentalmente ou teoricamente e é armazenado como uma referência. Este método é simples, porém, exige a medição da velocidade do vento de forma consistente e com precisão o que dificulta seu uso na prática, assim como aumenta o custo do sistema.



Figura II-12. Controle baseado na relação da velocidade de ponta

2.3.1.1.2. Controle do torque ótimo

Baseado em [9] este método apresenta uma eficiência de 90,66% com tempo de resposta muito rápido. Este método fixa o WECS no λ_{opt} , tendo certeza do MPPT eólico disponível para ser convertido em energia mecânica. Sua estrutura é apresentada na Figura II-13, onde seu princípio é ajustar o torque da máquina de acordo com o torque de referência da turbina que representa máxima potência.

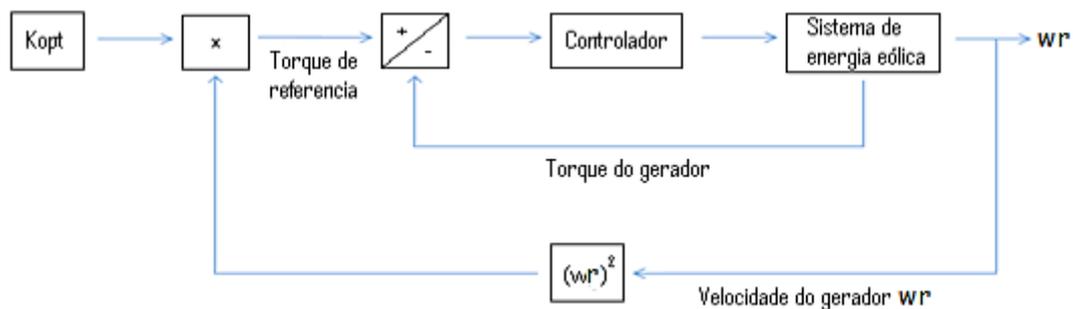


Figura II-13. Diagrama de blocos do método de controle MPPT de torque ótimo

O torque ótimo ou máximo torque foi representado na equação (2.23), e seu ponto de operação pode ser observado na Figura II-9.B. Em conclusão, este método é simples, muito rápido e eficiente, mas em relação com o método TSR, este é menos eficiente pois não mede diretamente a velocidade do vento.

2.3.1.1.3. Controle da velocidade ótima

Este tipo de método não precisa da medida da velocidade do vento, este gera na sua saída o sinal de referência da velocidade ótima para o laço de controle que é usado no controle vetorial do conversor do lado da máquina e isto permite o máximo

aproveitamento de potência. Este não requer das características da turbina nem da velocidade do vento. Este tipo de controlador requer a potência ativa e a densidade do ar como entrada para gerar a velocidade ótima de referência. Este método considera a variação ótima da potência na curva característica da turbina devido à mudança na eficiência do sistema, onde a causa da mudança da eficiência está relacionada com a mudança do ponto de operação do sistema como resultado da variação do vento. Baseado nas equações citadas anteriormente, a velocidade de referência ótima para controle de potência ótimo pode ser escrita como:

$$w_{r_opt}^* = \sqrt[3]{\frac{P_{m_max}}{k_{opt}}} \quad (2.24)$$

Onde $k_{opt} = \frac{0.5\pi\rho C_{pmax}R^5}{\lambda_{opt}^3}$. Para poder programar o controlador os valores de K_{opt} são obtidos com provas no laboratório mudando as velocidades do vento. O algoritmo proposto pode ser representado no seguinte diagrama de fluxo, Figura II-14. Onde, os valores de K_{opt1} são obtidos por interpolação lineal dos valores K_{opt1} obtidos em provas experimentais no laboratório com diferentes velocidades de vento.

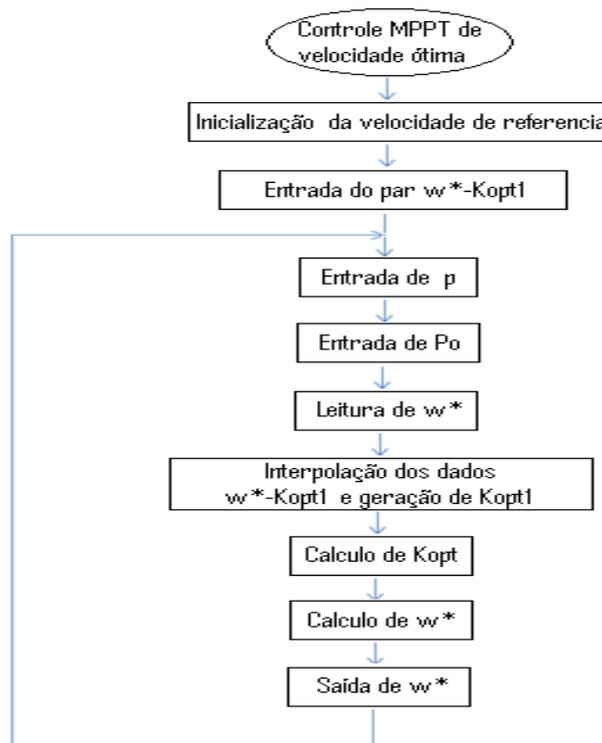


Figura II-14. Diagrama de fluxo do método de controle MPPT de velocidade ótima

2.3.1.1.4. Controle da perturbação e observação

O método da perturbação e observação (P&O) ou da pesquisa na subida da colina (HCS) é uma técnica de otimização matemática usada para localizar pontos máximos

locais de uma função. É uma técnica amplamente usada em sistemas eólicos para determinar o ponto ótimo de operação que maximize a extração de potência.

Este método consiste na perturbação de um parâmetro de controle em passos curtos e observar o que muda no resultado da função até que a pendente seja zero. Na Figura II-15 pode se observar que se o ponto de operação está na esquerda do ponto pico, o controlador deve se movimentar o mais próximo possível ao lado direito onde se encontra o ponto de operação para garantir máxima extração de energia, e se, o ponto de operação esta do lado direito do ponto pico o controlador deve se comportar de forma contrária à anterior. Alguns autores perturbam a velocidade de rotação e observam a potência mecânica, enquanto outros perturbam a tensão de entrada do inversor e observam a saída de potência elétrica. Em métodos que usam a medição da potência elétrica, os sensores mecânicos não são necessários o que reduz o custo e o faz um método confiável.

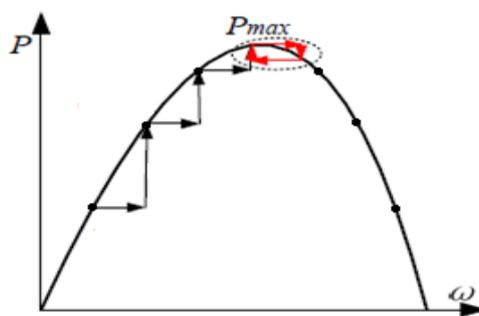


Figura II-15. Potência de saída de uma turbina eólica com processo de MPPT

Este método é simples e de fácil implementação. No entanto, este falha em alcançar o ponto de potência máximo quando se tem variações rápidas da velocidade do vento e uma turbina eólica de grande porte. O outro problema está relacionado com o passo da perturbação, o qual não é um problema simples de resolver, este depende da banda do passo, um passo longo significa uma resposta rápida e menos eficiente, enquanto, um passo estreito representa uma eficiência melhor, mas com uma lenta convergência da velocidade.

2.3.1.1.5. Controle de Potência da Turbina Eólica (MPPT e Controle de Passo)

Além do controle MPPT, o controle de potência da turbina do aerogerador conta ainda com o controle de ângulo das pás. O objetivo deste controle é limitar a potência fornecida pela turbina em situações de velocidades de vento acima da nominal [24], Figura II-16.

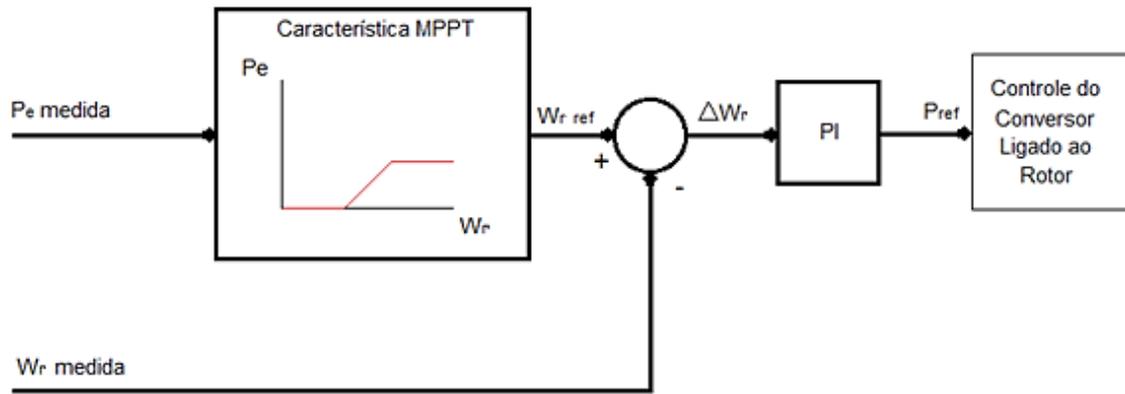


Figura II-16. Estratégia de controle de potência ativa do aerogerador

As turbinas tipo “pitch” têm a possibilidade de girar a pá em torno do seu eixo longitudinal, isto é, variam o ângulo de passo das pás (β). Nestas turbinas, o sistema de controle do passo da pá ajusta o ângulo β de forma a controlar os valores de C_p e da potência da turbina. Para velocidades de vento inferiores à velocidade nominal, o ângulo das pás deve permanecer no limite mínimo. Quando a velocidade supera a velocidade nominal, o ângulo aumenta, reduzindo a força de elevação e diminuindo o coeficiente de potência aerodinâmica (C_p). Como consequência, tem-se uma diminuição da potência mecânica entregue pela turbina. O modelo do fator de potência C_p possui as principais características dos controles de passo existentes nas tecnologias de geradores eólicos. A Figura II-17 apresenta a modelagem deste controle e do servomecanismo.

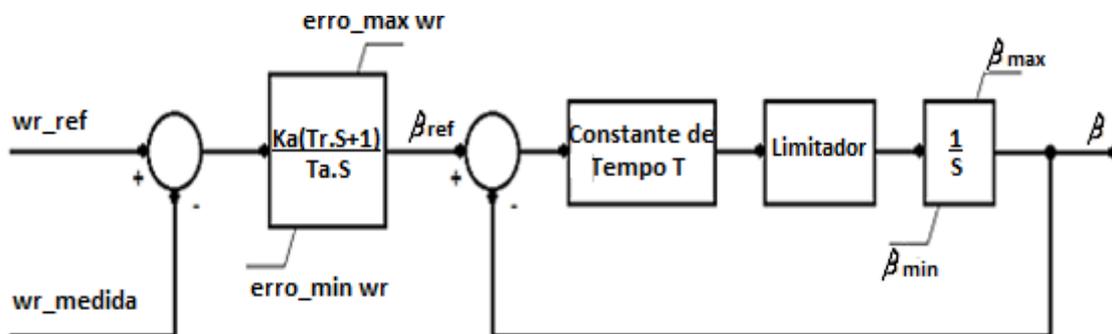


Figura II-17. Diagrama de blocos do controle de ângulo das pás.

A velocidade da turbina e conseqüentemente, a velocidade mecânica do gerador, estão diretamente relacionadas à velocidade do vento. Assim, o controle de passo pode ser efetuado por meio da realimentação de velocidade do gerador, ao invés da velocidade do vento. A velocidade de referência é ajustada para valores, geralmente, 20% acima da velocidade nominal do gerador. Quando a velocidade supera a velocidade de referência, o ângulo de passo β aumenta, diminuindo a potência mecânica da turbina.

2.3.2. Turbina marinha

Muitos dos dispositivos de correntes marinhas estão em desenvolvimento, particularmente os dispositivos do rotor de eixo horizontal, os quais têm semelhanças óbvias com as turbinas eólicas. No entanto, há certo número de diferenças entre os regimes do vento e de fluxo de correntes marinhas. A principal diferença está no fato de que a densidade do ar é de cerca de 1/800 vezes a densidade da água e em segundo lugar as taxas de velocidade de fluxo são mais baixas para os geradores de correntes marinhas. As turbinas eólicas têm normalmente uma velocidade nominal, na região de 9-12 m/s, entre tanto o de correntes marinhas de 2-4 m/s.

A energia cinética total das correntes marinhas de forma parecida às correntes do vento pode ser expressa pela seguinte equação:

$$P_{otidal} = \frac{1}{2} \rho A V_{mar}^3 \quad (2.25)$$

Onde ρ é a densidade da água do mar (kgm^{-3}), A é a área da secção transversal do fluxo interceptado pelas folhas da turbina (m^2) e V_{mar} é a velocidade da corrente da água do mar (m/s). No entanto, o conversor de energia da turbina marinha pode somente aproveitar uma fração de sua potência devido às perdas, então a equação (2.25) fica:

$$P_{tidal} = \frac{1}{2} \rho C_p A V_{mar}^3 \quad (2.26)$$

Onde C_p é o coeficiente de potência e fica na faixa de 0,35-0,5 para turbinas marinhas. Assim, a potência extraída depende principalmente da velocidade das correntes e do tamanho da turbina. Supondo que o mar fica calmo (sem ondulação significativa) e que a turbina está instalada em uma superfície submarina com profundidade própria, de tal forma que ondas marinhas normais criadas por ventos locais não tenham influência para o sistema, neste caso, as altas velocidades das correntes marinhas são criadas somente pela corrente marinha pico das ondas primaverais. Por esta razão a velocidade da corrente marinha é altamente previsível para um determinado lugar.

A relação entre o diâmetro da turbina e a capacidade de potência extraída pode-se observar na Figura II-18. Segundo esta figura, o diâmetro da pá de uma turbina marinha para gerar uma potência X , é de diâmetro reduzido quando comparado com uma pá de um sistema eólico. Por esta razão, o local selecionado para a localização da turbina deve ter as características de alta velocidade de corrente acoplada com a apropriada profundidade.

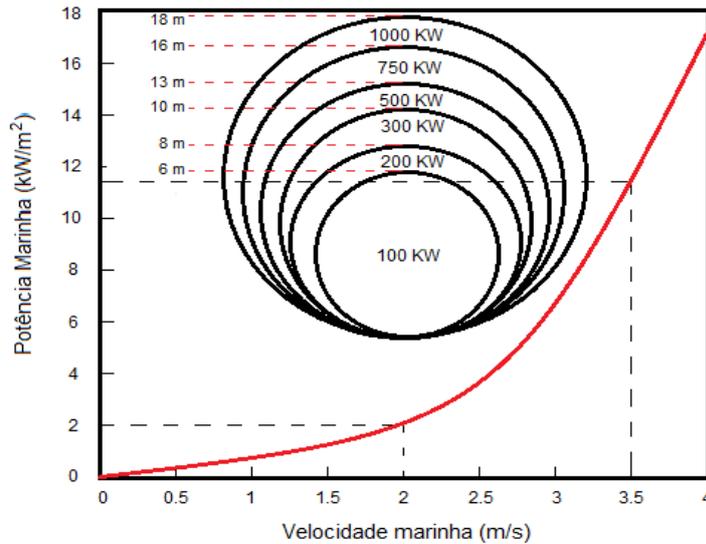


Figura II-18. Potência marinha fornecida e faixa de potência versus diâmetro da turbina

O equacionamento que expressa a potência ótima ou o torque ótimo da turbina marinha é representado da mesma forma que na turbina eólica pelas equações (2.22) e (2.23), com a mudança da densidade e da área. Também alguns dos métodos de controle MPPT podem ser usados pela tecnologia marinha. No entanto, a potência nominal da turbina por correntes marinhas não deve ser projetada para o pico de velocidade de corrente marinha devido a que a velocidade do pico de corrente pode acontecer somente em longas ondas primaverais e corresponde somente a uma pequena parte do recurso.

Quando a velocidade da corrente marinha é maior que a velocidade nominal, a potência gerada pelo sistema marinho acima da potência nominal deve ser limitada para evitar danos nos elementos do sistema. As técnicas de limitação de potência como controle de torque, controle de passo, controle por estol, etc, são uma boa solução para garantir o funcionamento adequado do sistema.

CAPITULO III

Seleção da estrutura híbrida, modelo matemático e controle dos geradores eólico e marinho.

Baseado nos capítulos anteriores e considerando aspectos como as características físicas dos geradores, o meio ambiente no qual estarão localizados, o controle das grandezas mecânicas e elétricas das máquinas e aspectos econômicos, foi escolhida a estrutura híbrida que liga o gerador eólico-marinho à rede elétrica por meio de conversores AC-DC-AC independentes a um PCC, onde o gerador eólico está representado pelo gerador de indução de dupla alimentação (DFIG) e o gerador marinho pelo gerador síncrono de ímã permanente (DDPMSG). Os conversores estão em configuração back-to-back e são independentes. A estrutura física e o circuito ilustrativo deste sistema são apresentados na Figura III-1.

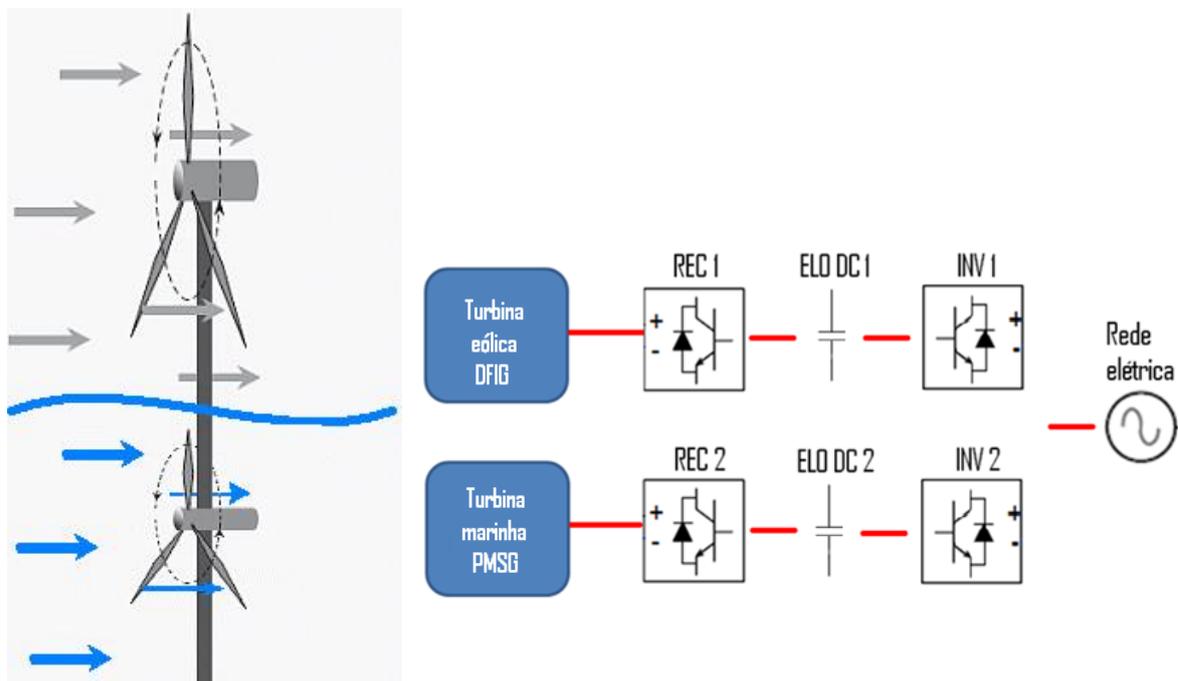


Figura III-1. Estrutura física e circuito ilustrativo do sistema híbrido proposto.

Algumas das razões da escolha destes geradores em cada ambiente são explicadas a seguir:

- Um dos aspectos mais importantes a considerar na escolha de uma máquina é a sua manutenção. O gerador de indução de dupla alimentação diferente do gerador de ímã permanente com acionamento direto usa anéis coletores e caixas de engrenagens,

representando uma manutenção constante; se esta máquina fosse usada para gerar energia a partir das correntes marinhas, em alguns casos seria necessária a instalação de motores que permitissem elevar ou descer o gerador e a turbina marinha fora e dentro da superfície do mar por causa da manutenção, o que incorreria em gastos, por esta razão a máquina DDPMSG é a melhor escolha pois não trabalha com anéis coletores nem com caixas de engrenagens.

- Avanços na construção de máquinas de ímã permanente de vários polos diminuiu a necessidade do uso de caixas de engrenagens para reduzir a velocidade síncrona da máquina à velocidade mecânica da turbina eólica ou marinha. Devido à natureza das correntes marinhas, a mudança da velocidade é pequena, assim, com geradores síncronos de ímã permanente de vários polos é possível aproveitar esta velocidade para transformá-la em energia elétrica de forma eficaz.

- O DFIG oferece muitas vantagens incluindo operação de velocidade variável e capacidade de operação de potência ativa e reativa nos quatro quadrantes. Este sistema resulta em baixos custos de conversores e baixas perdas na eletrônica de potência comparadas com um sistema baseado em geradores síncronos com conversores de escala completa.

- Uma vantagem do PMSG é o seu completo desacoplamento da rede pelo uso do conversor de potência de escala completa AC-DC-AC ligado no estator.

- O principal mérito do DFIG é a sua capacidade para fornecer saída de tensão e frequência constante para mudanças de 30% da velocidade síncrona. Este 30% está relacionado ao baixo tamanho da potência do conversor do rotor.

3.1. Sistema de geração de energia eólica

O esquema detalhado do sistema de geração de energia eólica proposto pode ser observado na Figura III-2. Os componentes básicos deste sistema são a turbina eólica, o trem de engrenagens, o gerador de dupla alimentação, o conversor back-to-back de escala parcial e o filtro L que liga e filtra a saída da tensão com harmônicos do conversor do lado da rede (CLR) à rede. O sistema elétrico de potência é ligado ao PCC por meio do transformador de acoplamento. O sistema de controle é o encarregado de controlar o sistema por meio de sinais de chaveamento enviadas aos conversores, onde estas sinais dependem da técnica de controle implementada, como o controle vetorial, escalar, teoria pq, etc.

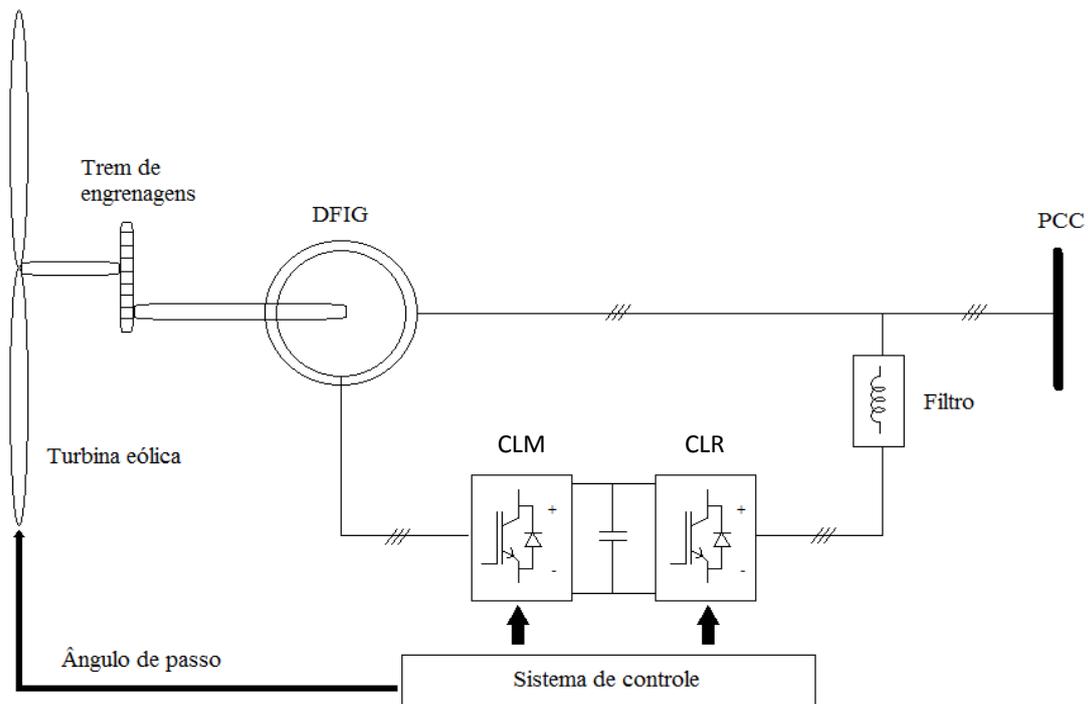


Figura III-2. Sistema de geração de energia eólica.

Os sistemas de geração eólicos de velocidade variável que utilizam geradores de indução duplamente alimentados apresentam geralmente os seguintes sistemas de controle:

- Controle de velocidade da máquina.
- Controle de potência ativa e reativa.
- Controle de tensão do elo DC.
- Controle de corrente.
- Controlador de passo das pás da turbina.

Estes sistemas de controle serão explicados detalhadamente mais adiante neste capítulo. Outro comportamento importante que é amplamente estudado, mas que não será abordado nesta dissertação é quando ocorre um afundamento de tensão no PCC. Isto causa um aumento rápido da corrente no estator porque seu fluxo não se altera instantaneamente, aumentando também a corrente do rotor, o que poderia danificar o conversor. Devido aos conversores do DFIG serem projetados para suportar cerca de 1/3 da potência nominal, eles não suportam sobrecarga por um longo período. Nesse sentido, aponta-se para a possibilidade de que o conversor leve ao DFIG a gerar a maior quantidade de potência reativa para compensar a redução da potência ativa requerida do sistema. Para não permitir o indesejável aumento da velocidade do rotor, a geração de potência ativa deve ser retomada em poucos segundos [30].

3.1.1. Modelo matemático de 4ª ordem do DFIG

KRAUSE [48] apresenta uma modelagem do DFIG baseado na máquina de indução, este modelo é também denominado por outros autores como modelo de quarta ordem, onde a ordem representa a complexidade do modelo. Em sistemas de grande porte é recomendável simplificar o modelo da máquina a uma ordem menor como é o caso de parques eólicos, mas neste caso, como o sistema híbrido é composto somente por duas máquinas, não é conveniente sua simplificação. Com o modelo de quarta ordem proposto por Krause, a análise do comportamento do DFIG dentro do sistema híbrido é mais completa e detalhada, principalmente na partida da máquina (transitórios).

Tomando como exemplo a máquina de indução de rotor bobinado (DFIG) de dois polos, conexão Y e de três fases, a distribuição dos enrolamentos pode ser observada na Figura III-3.

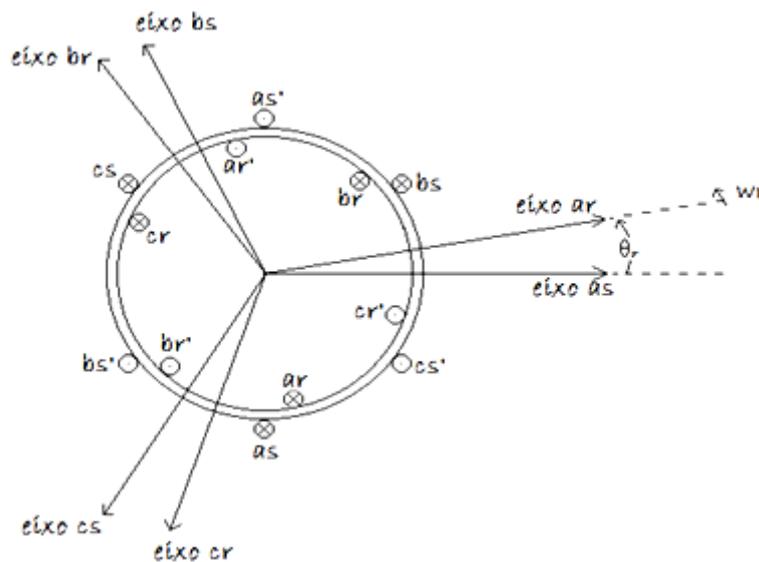


Figura III-3. Máquina de indução de rotor bobinado de dois polos, três fases e conexão Y.

A partir desta configuração é possível representar o circuito elétrico que serve para definir as equações diferenciais da tensão, as quais determinam o comportamento da máquina. O subscrito s é usado para as variáveis relacionadas com o estator e o subscrito r para as variáveis do rotor.

3.1.1.1. Equações da tensão em variáveis da máquina

Os enrolamentos do estator são idênticos e senoidalmente distribuídos cada 120° , com N_s espiras e resistência r_s . Os enrolamentos do rotor também são senoidalmente distribuídos cada 120° , com N_r espiras e resistência r_r .

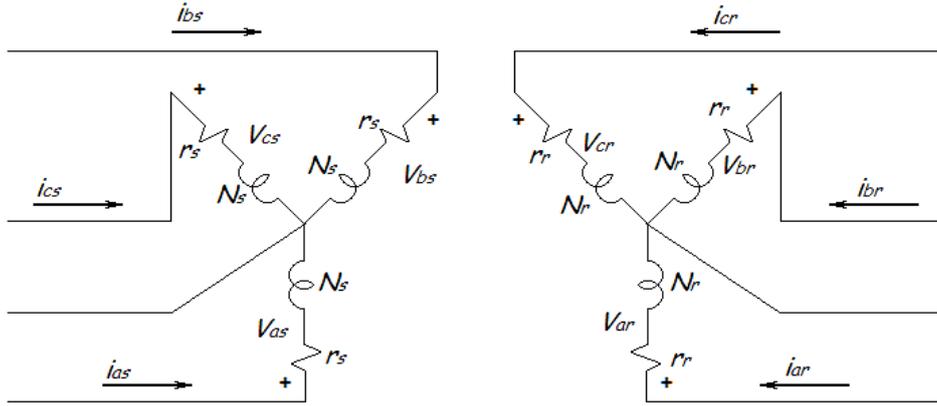


Figura III-4. Circuito elétrico máquina de indução de dois polos, três fases e conexão Y.

Segundo o circuito da Figura III-4, as equações de tensão em variáveis da máquina podem ser expressas por:

$$V_{abcs} = r_s i_{abcs} + \frac{d}{dt} \varphi_{abcs} \quad (3.1)$$

$$V_{abcr} = r_r i_{abcr} + \frac{d}{dt} \varphi_{abcr} \quad (3.2)$$

Para um sistema magneticamente linear, os fluxos enlaçados podem ser expressos por:

$$\begin{bmatrix} \varphi_{abcs} \\ \varphi_{abcr} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_s & L_{sr} \\ (L_{sr})^T & L_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{abcs} \\ i_{abcr} \end{bmatrix} \quad (3.3)$$

Onde as indutâncias são:

$$L_s = \begin{bmatrix} L_{ls} + L_{ms} & -\frac{1}{2}L_{ms} & -\frac{1}{2}L_{ms} \\ -\frac{1}{2}L_{ms} & L_{ls} + L_{ms} & -\frac{1}{2}L_{ms} \\ -\frac{1}{2}L_{ms} & -\frac{1}{2}L_{ms} & L_{ls} + L_{ms} \end{bmatrix} \quad (3.4)$$

$$L_r = \begin{bmatrix} L_{lr} + L_{mr} & -\frac{1}{2}L_{mr} & -\frac{1}{2}L_{mr} \\ -\frac{1}{2}L_{mr} & L_{lr} + L_{mr} & -\frac{1}{2}L_{mr} \\ -\frac{1}{2}L_{mr} & -\frac{1}{2}L_{mr} & L_{lr} + L_{mr} \end{bmatrix} \quad (3.5)$$

L_{ls} e L_{ms} são as indutâncias de dispersão e magnetização respectivamente dos enrolamentos do estator, L_{lr} e L_{mr} são as indutâncias de dispersão e magnetização

para os enrolamentos do rotor e L_{sr} é a amplitude da indutância mútua entre os enrolamentos do rotor e estator.

O comportamento das máquinas de indução e síncrona é descrito pelos coeficientes variáveis no tempo das equações diferenciais da tensão. A transformação destas variáveis a um eixo de referência com rotação numa velocidade angular arbitrária reduz a complexidade destas equações e assim a análise das máquinas AC.

Park em 1920 criou um método para simplificar as análises das máquinas elétricas. Este consiste em mudar as variáveis da máquina como tensões, correntes, e fluxos enlaçados, as quais são associadas com os enrolamentos do estator de uma máquina síncrona, a um enrolamento fictício em rotação com o rotor da máquina, ou seja, referiu as variáveis do estator a um eixo de referência fixo no rotor. Com este método foi possível eliminar as variações no tempo das indutâncias presentes nas equações de tensão da máquina síncrona, devidos a circuitos elétricos em movimento relativo e circuitos elétricos com relutância magnética variável.

Em 1930, H. C. Stanley empregou a mudança de variáveis na análise da máquina de indução, onde conseguiu eliminar as indutâncias variáveis devido a circuitos elétricos em movimento relativo com a transformação das variáveis associadas aos enrolamentos do rotor a variáveis associadas com enrolamentos fictícios estacionários, ou seja, transformou as variáveis do rotor a um eixo de referência fixo no estator.

G. Kron introduziu a mudança de variáveis no qual eliminou as indutâncias variando no tempo de uma máquina de indução simétrica transformando as variáveis do rotor e estator em um eixo de referência rotatório em sincronismo com o campo magnético rotatório. Este eixo de referência é comumente conhecido como eixo de referência síncrono rotatório.

D. S. Brereton empregou a mudança de variáveis na qual também eliminou as indutâncias variantes no tempo de uma máquina de indução simétrica transformando as variáveis do estator a um eixo de referência fixo no rotor, ou seja, aplicou a transformada de Park em máquinas de indução.

Todos estes métodos foram aplicados em diferentes análises por separado, mas depois de um tempo esta técnica foi padronizada como um método capaz de eliminar as indutâncias variáveis no tempo referenciando as variáveis do estator ou do rotor a um eixo de referência que possa rotar em uma velocidade angular ou “permanecer

parado”. Todas as transformações podem ser obtidas simplesmente determinando a velocidade apropriada de rotação ao que se denomina de eixo de referência arbitrário.

Outro aspecto importante segundo KRAUSE [48] é que as variáveis do estator de uma máquina síncrona também podem ser referidas a um eixo de referência arbitrário. No entanto, as indutâncias variáveis no tempo de uma máquina síncrona somente são eliminadas se o eixo de referência é fixo no rotor.

Resumindo encontramos quatro eixos de referência, o primeiro é o eixo de referência arbitrário, onde a velocidade do eixo de referência é indefinida ($w = w$). O segundo é o eixo de referência estacionário, onde a velocidade do eixo de referência é zero ($w = 0$). O terceiro é o eixo de referência fixo no rotor, onde a velocidade do eixo de referência é a velocidade do rotor ($w = \omega_r$). O último é o eixo de referência rotatório síncrono, onde a velocidade do eixo de referência em regime permanente é a velocidade do campo magnético rotatório no entreferro da máquina ($w = \omega_e$).

3.1.1.2. Equações da tensão em variáveis no eixo de referência arbitrárias

Entre os eixos de referências, o qual representa de forma mais direta as equações de tensão é o eixo de referência arbitrário, já que as equações de tensão podem ser representadas para qualquer eixo de referência simplesmente substituindo a apropriada velocidade do eixo de referência desejado. A transformação de uma variável trifásica a um eixo de referência arbitrário pode ser representada na Figura III-5.

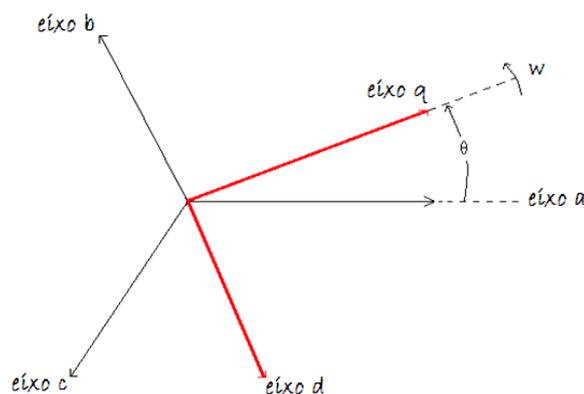


Figura III-5. Transformação de uma variável trifásica a um eixo de referência arbitrário.

As variáveis q e d podem ser pensadas como variáveis perpendiculares uma da outra e rotando em uma velocidade angular w , enquanto as variáveis em abc podem ser pensadas como variáveis ao longo do trajeto estacionário cada uma desfasada 120° da outra.

Assim as equações de tensão (3.1-3) nas variáveis do eixo de referência arbitrária podem ser expressas da seguinte forma:

$$V_{qds} = r_s i_{qds} + w \varphi_{dqs} + \frac{d}{dt} \varphi_{qds} \quad (3.6)$$

$$V'_{qdr} = r'_r i'_{qdr} + (w - w_r) \varphi'_{dqr} + \frac{d}{dt} \varphi'_{qdr} \quad (3.7)$$

Na sua forma expandida:

$$V_{qs} = r_s i_{qs} + w \varphi_{ds} + \frac{d}{dt} \varphi_{qs} \quad (3.8)$$

$$V_{ds} = r_s i_{ds} - w \varphi_{qs} + \frac{d}{dt} \varphi_{ds} \quad (3.9)$$

$$V'_{qr} = r'_r i'_{qr} + (w - w_r) \varphi'_{dr} + \frac{d}{dt} \varphi'_{qr} \quad (3.10)$$

$$V'_{dr} = r'_r i'_{dr} - (w - w_r) \varphi'_{qr} + \frac{d}{dt} \varphi'_{dr} \quad (3.11)$$

As expressões dos fluxos enlaçados são:

$$\varphi_{qs} = L_{ls} i_{qs} + M(i_{qs} + i'_{qr}) \quad (3.12)$$

$$\varphi_{ds} = L_{ls} i_{ds} + M(i_{ds} + i'_{dr}) \quad (3.13)$$

$$\varphi'_{qr} = L'_{lr} i'_{qr} + M(i_{qs} + i'_{qr}) \quad (3.14)$$

$$\varphi'_{dr} = L'_{lr} i'_{dr} + M(i_{ds} + i'_{dr}) \quad (3.15)$$

Onde $M = \frac{3}{2} L_{ms}$. A partir das equações de tensão e fluxos enlaçados é possível representar os seguintes circuitos:

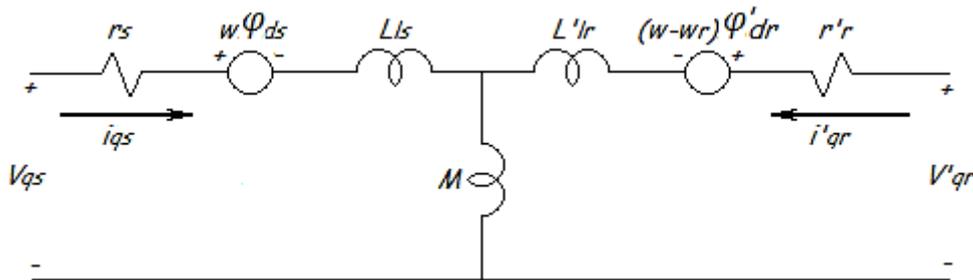


Figura III-6. Circuito equivalente no eixo de referência arbitrário (eixo q) para uma máquina de indução simétrica de três fases.

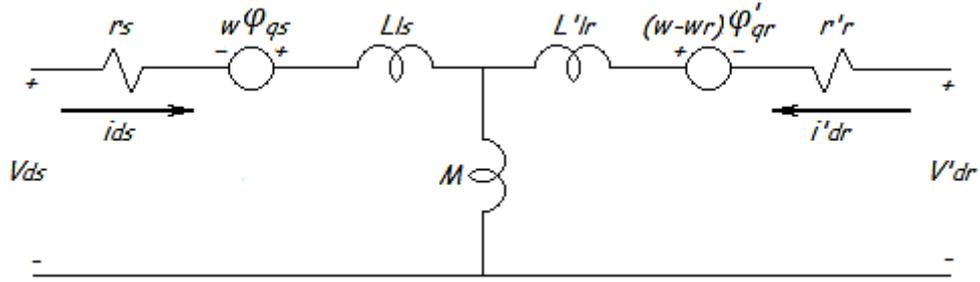


Figura III-7. Circuito equivalente no eixo de referência arbitrário (eixo d) para uma máquina de indução simétrica de três fases.

Expressando as equações de tensão e fluxos enlaçados em valores de por unidade, e em termos de reatâncias em lugar de [48], estas ficam:

$$V_{qs} = r_s i_{qs} + \frac{w}{w_b} \varphi_{ds} + \frac{1}{w_b} \frac{d}{dt} \varphi_{qs} \quad (3.16)$$

$$V_{ds} = r_s i_{ds} - \frac{w}{w_b} \varphi_{qs} + \frac{1}{w_b} \frac{d}{dt} \varphi_{ds} \quad (3.17)$$

$$V'_{qr} = r'_r i'_{qr} + \frac{(w - w_r)}{w_b} \varphi'_{dr} + \frac{1}{w_b} \frac{d}{dt} \varphi'_{qr} \quad (3.18)$$

$$V'_{dr} = r'_r i'_{dr} - \frac{(w - w_r)}{w_b} \varphi'_{qr} + \frac{1}{w_b} \frac{d}{dt} \varphi'_{dr} \quad (3.19)$$

Onde Wb é a velocidade angular elétrica base usada para calcular as indutâncias reativas. Expressando os fluxos enlaçados em fluxos enlaçados por segundo com unidades de volts.

$$\varphi_{qs} = X_{ls} i_{qs} + X_M (i_{qs} + i'_{qr}) \quad (3.20)$$

$$\varphi_{ds} = X_{ls} i_{ds} + X_M (i_{ds} + i'_{dr}) \quad (3.21)$$

$$\varphi'_{qr} = X'_{lr} i'_{qr} + X_M (i_{qs} + i'_{qr}) \quad (3.22)$$

$$\varphi'_{dr} = X'_{lr} i'_{dr} + X_M (i_{ds} + i'_{dr}) \quad (3.23)$$

Onde as reatâncias indutivas são obtidas multiplicando Wb vezes a indutância. Estas expressões podem ser simplificadas usando:

$$X_{ss} = X_{ls} + X_M \quad (3.24)$$

$$X'_{rr} = X'_{lr} + X_M \quad (3.25)$$

Algumas expressões para o torque elétrico da máquina em termos de variáveis do eixo de referência arbitrário são:

$$T_e = \left(\frac{3}{2}\right) p M (i_{qs} i'_{dr} - i_{ds} i'_{qr}) \quad (3.26)$$

$$T_e = \left(\frac{3}{2}\right) p (\varphi'_{qr} i'_{dr} - \varphi'_{dr} i'_{qr}) \quad (3.27)$$

$$T_e = \left(\frac{3}{2}\right) p (\varphi_{ds} i_{qs} - \varphi_{qs} i_{ds}) \quad (3.28)$$

Onde p representa o número de pares de polos da máquina. A equação que representa a dinâmica mecânica do sistema é dada por:

$$J \frac{dw_r}{dt} = T_m - T_e - B w_r \quad (3.29)$$

Onde J é o momento de inércia do conjunto turbina-máquina, w_r é a velocidade angular do rotor, T_m é o torque mecânico, T_e é o torque eletromagnético, e B representa o coeficiente de atrito viscoso.

Em [30] é proposta a equação da velocidade angular do rotor em termos das constantes de inércia da turbina eólica, como se apresenta na equação (3.30), onde a constante de inércia concentrada H , representa a constante de inércia da turbina, do rotor, do gerador e a constante de inércia das engrenagens.

$$\frac{dw_r}{dt} = w \left[\frac{1}{2H} (T_e - T_m) \right] \quad (3.30)$$

3.1.2. Conversor back-to-back no DFIG e controle de chaveamento com PWM

O conversor em configuração back-to-back liga o DFIG à rede por meio do rotor, ele está composto por dois conversores de escala parcial e um condensador para manter a tensão do elo DC estável diminuindo o ripple. Se o conversor do lado da máquina (CLM) opera no referencial fluxo do estator, a componente de eixo direto da corrente do rotor atua da mesma forma que a corrente de campo do gerador síncrono e assim controla a mudança de energia reativa. A componente em quadratura da corrente do rotor é usada para controlar a velocidade, controlando a mudança do torque e a potência ativa. Assim, o CLM governa as potências ativa e reativa do lado do estator de forma independente. Se o conversor do lado da rede (CLR) atua no eixo de referência da tensão do estator, a corrente do eixo d do CLR controla a tensão do elo DC para um nível constante, e a corrente de eixo q é usada para o controle de

potência reativa ou do fator de potência. O CLR é usado para fornecer ou extrair energia a partir da rede de acordo com a velocidade da máquina. Se a velocidade for superior à velocidade síncrona, este fornece energia. Caso contrário, ele recebe energia da rede, mas seu principal objetivo é manter a tensão do elo DC constante, independentemente da magnitude e direção da potência do rotor. Para transferir toda a potência ativa gerada à rede, a barragem DC deve ser mantida numa tensão constante. Isto é mostrado pela seguinte expressão [36]:

$$C \frac{dV_{dc}}{dt} = \frac{P_{turbina}}{V_{dc}} - \frac{P_{rede}}{V_{dc}} \quad (3.31)$$

Segundo esta equação, se a energia gerada pela turbina " $P_{turbina}$ " e a potência fornecida à rede " P_{rede} " são as mesmas, não haverá alteração na tensão do elo DC. Expressando esta equação em termos do conversor, temos:

$$P_r + P_s + P_{dc} = 0 \quad (3.32)$$

$$P_{dc} = V_{dc}i_{dc} = CV_{dc} \frac{dV_{dc}}{dt} \quad (3.33)$$

$$P_s = V_{ds}i_{ds} + V_{qs}i_{qs}, \quad P_r = -V_{dr}i_{dr} - V_{qr}i_{qr} \quad (3.34)$$

$$CV_{dc} \frac{dV_{dc}}{dt} = V_{ds}i_{ds} + V_{qs}i_{qs} - V_{dr}i_{dr} - V_{qr}i_{qr} \quad (3.35)$$

P_r, P_s e P_{dc} , são a potência ativa do terminal AC no conversor do lado do rotor, no conversor do lado da rede e no elo DC respectivamente.

V_{ds} e V_{qs} são as tensões dq do conversor do lado da rede.

V_{dr} e V_{qr} são as tensões dq do conversor do lado do rotor.

V_{dc} e i_{dc} são a tensão e corrente do capacitor.

i_{ds} e i_{qs} são as correntes dq do lado do conversor da rede.

A estrutura do conversor back-to-back usando um elo DC e dois conversores formados por duas pontes trifásicas de seis pulsos com chaves IGBT é apresentada na Figura III-8.

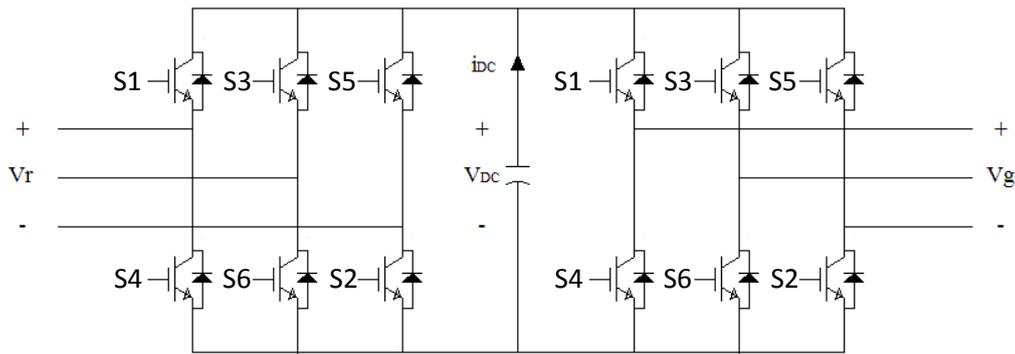


Figura III-8. Conversor back-to-back.

Outra parte importante é a relação entre as tensões dos terminais dos conversores e a tensão do elo DC, em pu esta relação é representada por:

$$V_r = m_r V_{dc} \quad (3.36)$$

$$V_s = m_s V_{dc} \quad (3.37)$$

Onde m_r e m_s são os fatores de modulação dos conversores do lado do rotor e do lado da rede respectivamente. Para que o controle das grandezas elétricas como da potência ou da tensão seja possível, os conversores devem usar técnicas para ativar ou bloquear as chaves. Uma opção bastante utilizada para tal controle de chaveamento é a chamada modulação por largura de pulso PWM senoidal, onde para produzir uma tensão de saída senoidal com determinada amplitude e frequência, uma onda senoidal de referência é comparada com uma onda triangular (portadora) de frequência maior que a frequência da onda que se deseja sintetizar, onde a frequência da onda portadora ou triangular determina a frequência de chaveamento dos conversores. Com esta técnica de modulação, os componentes harmônicos da onda sintetizada ficam situados em torno da frequência de chaveamento, o que facilita o uso de filtros simples e fisicamente menores para a eliminação dos harmônicos.

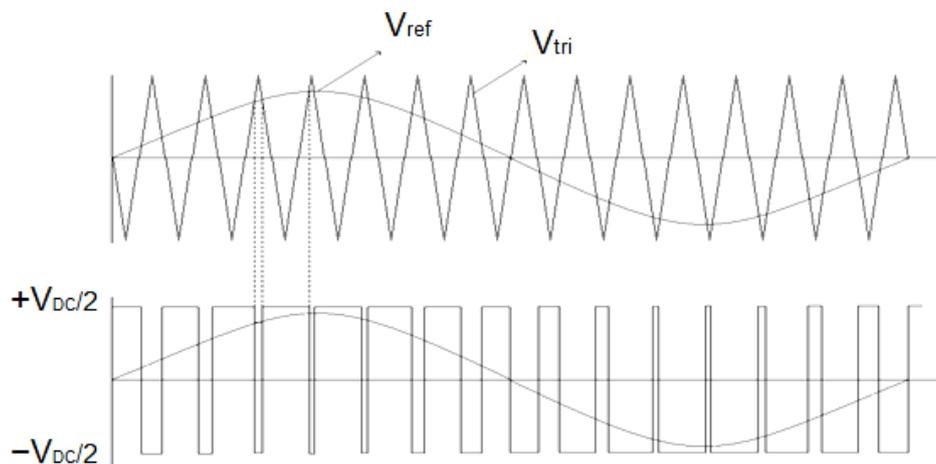


Figura III-9. Geração de um sinal PWM a partir de uma referência senoidal e portadora triangular.

Pode se observar da Figura III-9 que a frequência de chaveamento é determinada pela frequência da portadora, por essa razão é recomendável que a frequência da portadora seja pelo menos 10 vezes maior que a da referência.

A geração do sinal de chaveamento depende dos sinais de controle das chaves, por exemplo, se a ponte da fase “A” está composta por as chaves “S1 e S4”, quando a onda senoidal de referência da fase “A” é maior que a sua portadora triangular, o sinal de controle enviado a S1 será para liga-la, enquanto que o sinal de controle enviado a S4 será para desliga-la. Quando a onda senoidal de referência da fase “A” é menor que a sua portadora triangular, o sinal de controle enviado a S1 será para desliga-la, enquanto que o sinal de controle enviado a S4 será para liga-la. Esta mesma lógica é empregada para a fase “B” com o par “S3-S6” e para a fase “C” com o par “S5-S2”. As chaves pares neste caso para a fase A “S1 e S4” são complementares e não podem estar simultaneamente fechadas, pois levariam a um curto circuito.

Como resultado final, temos que quando $V_{referência} > V_{triangular}$, a tensão de saída do conversor assume o valor $+V_{dc}/2$ e quando $V_{referência} < V_{triangular}$, a tensão de saída assume o valor $-V_{dc}/2$. BARTON [49], HOLMES *et al.* [50], apresentam a dedução da equação aproximada da tensão de saída:

$$V_{abc} = \frac{V_{dc}}{2} \frac{1}{V_{triangular}} V_{referencia}(t) + f_H(t) \quad (3.38)$$

Onde

$$f_H(t) = \sum_{\substack{n=1 \\ n \text{ ímpar}}}^{\infty} \frac{2V_{dc}}{n\pi} \sin\left(\frac{n\pi}{2}\right) \cos\left(n \frac{\pi}{2} \frac{1}{V_{triangular}} V_{referencia}(t)\right) \cos(nw_s t) \\ - \sum_{\substack{n=2 \\ n \text{ par}}}^{\infty} \frac{2V_{dc}}{n\pi} \cos\left(n \frac{\pi}{2}\right) \sin\left(n \frac{\pi}{2} \frac{1}{V_{triangular}} V_{ref}(t)\right) \cos(nw_s t) \quad (3.39)$$

A parcela $f_H(t)$ corresponde aos harmônicos introduzidos pela modulação em frequência, cujo espectro se traduz em bandas laterais centradas nos múltiplos da frequência da onda triangular w_s . O valor desta frequência influenciará na definição dos parâmetros do filtro CA, que tem justamente a função de eliminar estes harmônicos indesejados. A equação (3.38) é válida apenas enquanto o fator de modulação ($m = V_{referência}/V_{triangular}$) estiver mantido dentro do intervalo [0,1], em caso contrario ocorre a chamada sobremodulação.

3.1.3. Estratégia de controle do sistema de geração de energia eólica

O objetivo do sistema de controle da turbina eólica principalmente é a máxima geração de potência com a mínima variação desta frente às variações do vento. O método de controle mais utilizado pelos pesquisadores é o controle vetorial, o qual permite que a potência ativa e reativa sejam controladas de forma desacoplada, tornando-o um controle mais eficiente e rápido.

Na topologia do DFIG eólico os conversores do lado da máquina (CLM) e do lado da rede (CLR) são os encarregados de controlar as variáveis físicas como tensões e correntes, com o objetivo de controlar a potência ativa ou reativa. Seu controle foi simplificado graças ao uso da transformada de Park, a qual converte um sistema trifásico de correntes ou tensões em um sistema de vetores ortogonais que giram sincronizados com uma velocidade de referência.

Pegando como velocidade de referência a velocidade do campo magnético no estator da máquina, as variáveis de controle como tensão e corrente, passam a serem valores contínuos que podem ser ajustados a partir de valores de referências por meio de controladores PI, estes valores de referência estabelecem de forma indireta as velocidades ou potências nas quais a máquina deve operar.

3.1.3.1. Conversor do lado da máquina (CLM)

O conversor do lado da máquina é o encarregado da excitação dos enrolamentos do rotor, com este conversor é possível controlar o torque como a velocidade e também o fator de potência nos terminais do estator.

O CLM, por meio da transformada de Park das variáveis trifásicas como tensões e correntes em variáveis DC dq e o controle vetorial orientado pelo campo, permite o controle desacoplado da potência ativa e reativa do gerador. O controle orientado pelo campo tem a finalidade de fazer coincidir o eixo direto do eixo de referência com o vetor fluxo magnético do estator para eliminar o componente em quadratura do vetor de fluxo na equação de torque elétrico da máquina, como indica a Figura III-10.

Supondo uma baixa resistência no enrolamento do estator, o vetor tensão V_s fica ortogonal ao vetor fluxo ϕ_s e de esta forma a expressão de torque eletromagnético a partir da equação (3.28) fica reduzida a:

$$T_e = \left(\frac{3}{2}\right)p(\varphi_{ds}i_{qs}) \quad (3.48)$$

No modelo simplificado proposto por ARAÚJO [29], esta expressão pode ser representada por:

$$T_e = -\left(\frac{3}{2}\right)p\frac{X_M}{X_{SS}}(\varphi_{ds}i_{qr}) \quad (3.49)$$

Onde a relação $i_{qs} = -\left(\frac{X_M}{X_{SS}}\right)i_{qr}$, é obtida a partir da simplificação das características do modelo matemático da máquina.

Usando a equação (3.42) em (3.49) o torque eletromagnético pode ser expresso por:

$$T_e = -\left(\frac{3}{2}\right)p(L_0i_{ms}i_{qr}) \quad (3.50)$$

Segundo a equação (3.49) e (3.50), com um campo magnético constante, o torque eletromagnético pode ser controlado pela corrente de quadratura do rotor. Já que as medições de torque são complicadas de fazer, o controle de torque é feito de forma indireta por meio da corrente em quadratura do rotor, onde a partir da equação (3.50), a corrente de referência do componente em quadratura do rotor i_{qr_ref} pode ser expressa como:

$$i_{qr_ref} = -\frac{2T_{e_ref}}{3pL_0i_{ms}} = -\frac{2T_{e_ref}}{3p\varphi_s} \quad (3.51)$$

A potência ativa da máquina é dada pela equação (3.34), como a tensão está adiantada em 90 graus em relação ao fluxo magnético estático, o componente direto dessa tensão pode ser considerada nulo ($V_{ds} = 0$). Como consequência, a expressão da potência ativa do estator é dada por:

$$P_s = V_{qs}i_{qs} \quad (3.52)$$

E usando de novo a relação $i_{qs} = -\left(\frac{X_M}{X_{SS}}\right)i_{qr}$, a potência ativa pode ser controlada por meio da corrente em quadratura do rotor, como é observado na seguinte equação:

$$P_s = -\frac{X_M}{X_{SS}}V_{qs}i_{qr} \quad (3.53)$$

O controle da potência reativa também está influenciado pelo controle da tensão e pelas correntes no PCC, por esta razão a potência reativa está definida por:

$$Q_s = V_{ds}i_{qs} - V_{qs}i_{ds} \quad (3.54)$$

Fazendo as mesmas considerações como $V_{ds} = 0$, a potência reativa pode ser controlada por o componente direto da corrente do estator, assim:

$$Q_s = -V_{qs}i_{ds} \quad (3.55)$$

No entanto, o controle da potência reativa se vê limitado pelas características do conversor parcial, pois somente pode mudar 30% de seu valor nominal.

O esquema de controle do CLM pode ser observado na Figura III-11, onde os controladores PI são os encarregados de diminuir o erro entre as referências e as saídas. Os valores de referência da corrente do rotor no eixo q i_{qr_ref} podem ser obtidos a partir de um laço de controle de velocidade externo ou de um torque de referência imposto pela máquina usando a equação (3.51). Estas técnicas são conhecidas como técnicas de controle de torque ou de velocidade, onde seu objetivo principal é o controle de potência ativa. Em relação ao controle de velocidade, um PI externo é usado para o controle do erro entre a velocidade medida da máquina e a velocidade especificada pelo controle de MPPT, e a partir deste PI é obtida a sinal de referência i_{qr_ref} . A componente direta da corrente do rotor pode ser obtida na saída de outro controlador PI externo, a qual se encarrega de diminuir o erro entre uma potência reativa de referência e a potência reativa medida no PCC. É comum assumir neste tipo de controle que a potência reativa da máquina seja fornecida pelo estator e assim o valor de referência i_{dr_ref} pode ser tomado como zero.

Pode ser observado na Figura III-11 que para o controle em geral é necessária a medição da velocidade, das correntes e das tensões, o qual pode influenciar num retardo, mas neste caso é desprezado. Segundo PENA [51] e LEONHARD [35] a corrente de magnetização i_{ms} , pode ser determinada constante desde que o estator seja ligado à rede e sua resistência seja pequena.

Também, pode ser observado que o controle da corrente de excitação do rotor é feita por controle de tensão, onde os erros das correntes i_{rd} e i_{rq} são controlados por controladores PI para obter V_{rd} e V_{rq} respectivamente.

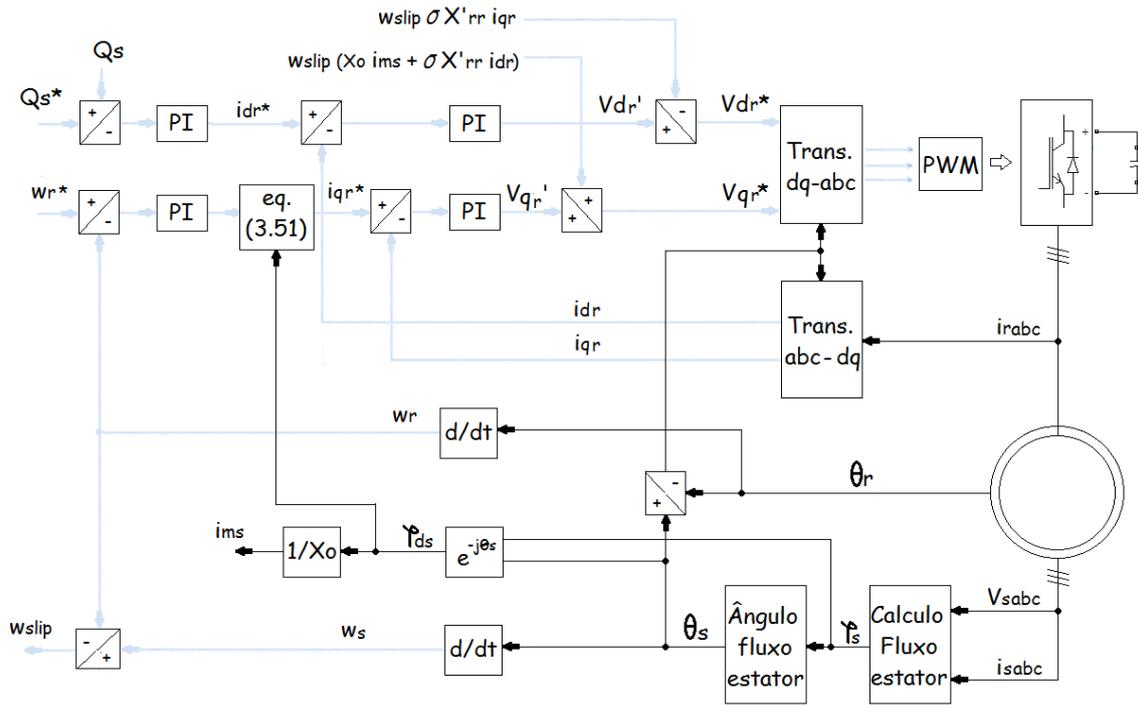


Figura III-11. Estrutura de controle vetorial orientado pelo campo do estator no conversor do lado da máquina.

Da equação (3.44) e (3.45) pode se notar que:

$$V_{qr}' = r_r i_{qr} + \sigma X'_{rr} \frac{d}{dt} i_{qr} \quad (3.56)$$

$$V_{dr}' = r_r i_{dr} + \sigma X'_{rr} \frac{d}{dt} i_{dr} \quad (3.57)$$

Assumindo que $X_0 = X_M$ e que $W_{slip} = W_s - W_r$, para garantir o desacoplamento e o bom rastreamento dos eixos dq das correntes do rotor, são agregados termos de compensação a V_{qr}' e V_{dr}' para obter as tensões de referência V_{qr}^* e V_{dr}^* de acordo com:

$$V_{qr}^* = V_{qr}' + \frac{(w_{slip})}{w_b} (X_0 i_{ms} + \sigma X'_{rr} i_{dr}) \quad (3.58)$$

$$V_{dr}^* = V_{dr}' - \frac{(w_{slip})}{w_b} \sigma X'_{rr} i_{qr} \quad (3.59)$$

3.1.3.1. Conversor do lado da rede (CLR)

A principal tarefa do conversor do lado da rede é o controle da tensão DC do elo DC, enquanto acontece intercâmbio de potência com a rede. Este conversor controla o fluxo de potência ativa e reativa para a rede, por meio de uma indutância que serve como interface e filtro dos harmônicos criados pelo conversor. A tensão DC do elo

deve permanecer constante sem importar a magnitude e direção do fluxo de potência, mudanças de tensão podem acontecer devido a mudanças no torque do gerador e precisam ser resolvidas rapidamente, por isso é importante o uso de um sistema rápido de controle. A técnica geralmente usada pelas suas vantagens e simplificações no controle, é o controle vetorial com o eixo de referência orientado ao longo do vetor posição da tensão do estator, permitindo controle independente do fluxo de potência ativa e reativa entre a rede e o conversor. O conversor é regulado por corrente, já que o componente direto d da corrente se encarrega da regulação da tensão do elo DC e o componente em quadratura q da corrente se encarrega de regular a potência reativa.

Segundo BOLIK [52], se a corrente da rede e o intercâmbio de potência com a rede não acontecem rápido, a tensão do elo DC pode aumentar ou diminuir. Uma consequência da queda de tensão DC pode levar à falha do controle do gerador ou no aumento de corrente, o qual representa um dano nos módulos de eletrônica de potência. Enquanto, o aumento da tensão do elo DC pode levar à sobrecarga do capacitor do elo DC, o qual representa danos e perdas da capacidade de controle da rede.

A Figura III-12 indica a orientação do eixo de referência síncrono dq orientado a partir do vetor tensão, onde:

$$\bar{V}_s = \frac{2}{3} \left(V_{sa} + V_{sb} e^{j\frac{2\pi}{3}} + V_{sc} e^{j\frac{4\pi}{3}} \right) \quad (3.60)$$

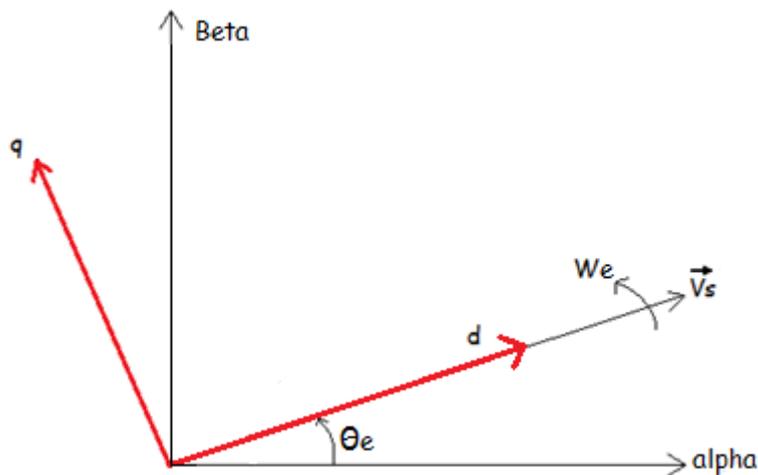


Figura III-12. Referencial estacionário (tensão do estator).

Este vetor gira com velocidade angular W_e , a qual representa a frequência angular da tensão da rede. Nesta técnica de controle vetorial, o eixo direto d coincide com o vetor

tensão, e como consequência $V_{ds} = V_s$ e $V_{qs} = 0$. Para orientar o eixo de referência com o vetor tensão, é comum usar um circuito de sincronismo como o PLL.

O principal objetivo de um circuito de sincronismo é gerar um sinal sincronizado com o componente fundamental de um sinal de referência e que seja capaz de seguir de forma precisa a frequência e o ângulo de fase mesmo durante faltas. Ainda deve ter uma rápida re-sincronização após distúrbios no sistema.

Na Figura III-13 é apresentada uma estrutura básica de um PLL, onde ω_e é a frequência angular da rede, K_p e K_i são respectivamente, os ganhos proporcional e integral do PLL e θ_{PLL} é o ângulo de fase da tensão V_s que é zerado a cada 2π radianos. A Figura III-14 apresenta o sinal de saída deste circuito de sincronismo com a rede CA em frequência constante, onde T é o período.

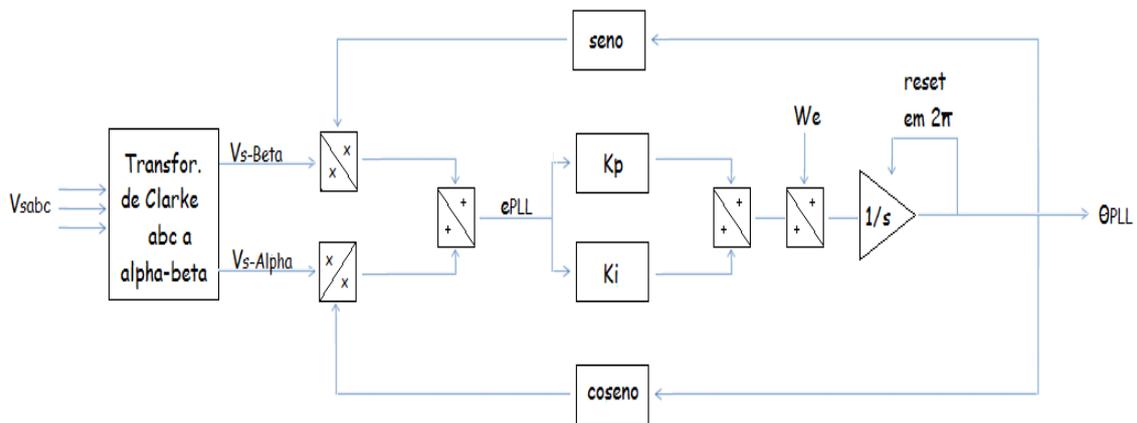


Figura III-13. Diagrama do circuito de sincronismo PLL.

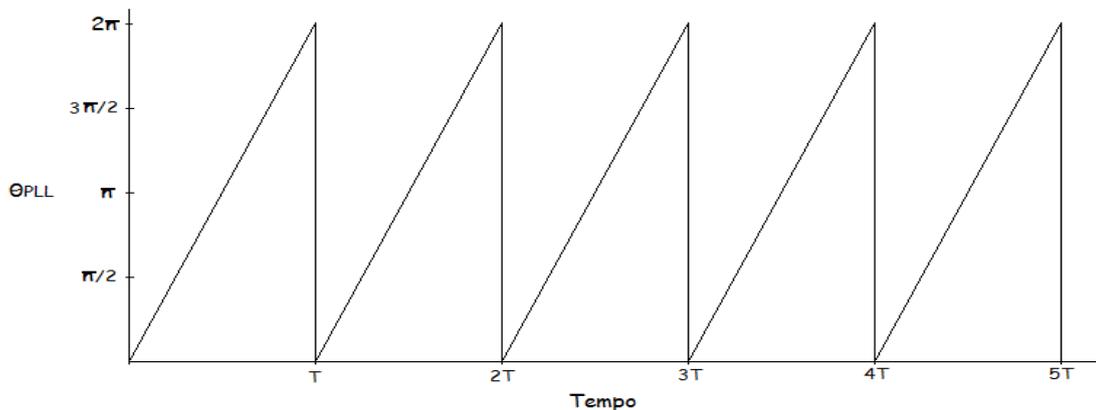


Figura III-14. Sinal de saída do PLL.

De forma similar à análise para o controle do conversor do lado da máquina, o conversor do lado da rede aplica o controle de corrente dq . As equações de tensão no eixo de referência síncrono rotatório dq são:

$$V_{qs} = R_{rede}i_q + L_{rede}\frac{di_q}{dt} + w_eL_{rede}i_d + V_q \quad (3.61)$$

$$V_{ds} = R_{rede}i_d + L_{rede}\frac{di_d}{dt} - w_eL_{rede}i_q + V_d \quad (3.62)$$

Onde V_d, V_q e i_d, i_q são, respectivamente, os componentes no referencial síncrono dq das tensões V_a, V_b e V_c e das correntes i_a, i_b e i_c . R_{rede} e L_{rede} são a resistência e a indutância do filtro que liga o conversor à rede.

O eixo de referência do eixo direto d é alinhado com a posição angular θ_e da tensão da rede. Se a amplitude da tensão da rede é constante, V_d é zero e V_q é constante. A potência ativa e reativa são proporcionais a i_d e i_q respectivamente. O fluxo de potência ativa e reativa são representados por:

$$P_c = V_{dc}i_{dc} = \frac{3}{2}V_{ds}i_d \quad (3.63)$$

$$Q_c = \frac{3}{2}(V_{ds}i_q - V_{qs}i_d) = \frac{3}{2}V_{ds}i_q \quad (3.64)$$

Onde V_{dc} e I_{dc} são, respectivamente, as tensões no capacitor do elo DC, e a corrente contínua no barramento DC do lado do CLR. Para realizar controle desacoplado como no controle do CLM, são introduzidas compensações similares da seguinte forma:

$$V_q^* = -V_q' - (w_eL_{rede}i_d) \quad (3.65)$$

$$V_d^* = -V_d' + (w_eL_{rede}i_q + V_{ds}) \quad (3.66)$$

A estrutura do controle do conversor do lado da rede é apresentada na Figura III-15. Onde pode se observar que a corrente de referência i_q é igual a zero pois esta corrente é a encarregada do controle da potência reativa, e neste caso, trata-se de controlar o mínimo fluxo de potência reativa.

Esta estrutura não conta com controle de passo nem com caixa de engrenagens. O controle de passo é aplicado para limitar o excesso do recurso, mas como o comportamento do recurso marinho é previsível, este sistema pode ser substituído por controle de estol, cujo desenho dinâmico da pá é o encarregado de limitar este excesso.

Neste projeto, o gerador é totalmente desligado da rede pelo conversor back-to-back ligado ao estator, reduzindo a complexidade do controle dos conversores. Da mesma forma que o sistema eólico, este sistema conta com o controle de potência ativa e reativa, o controle de torque ou velocidade, o controle de MPPT e o controle de tensão e corrente. Estes controles são aplicados aos conversores que ligam a máquina à rede como o conversor do lado da máquina (CLM) e o conversor do lado da rede (CLR). Neste caso, o conversor do lado da máquina é usado para controlar a saída de potência ativa e reativa, entretanto o conversor do lado da rede é usado para controlar a tensão do elo DC e a tensão terminal do sistema marinho.

O filtro L da Figura III-16 tem a mesma função que no DFIG, ele serve como elo entre a rede e o conversor da máquina e é encarregado da filtragem dos harmônicos criados pelo conversor. Cabe destacar que o DDPMSG é de um diâmetro de grande porte e devido à baixa velocidade das correntes marinhas é construído com uma quantidade de polos elevada.

3.2.1. Modelo matemático de 2ª ordem do PMSG

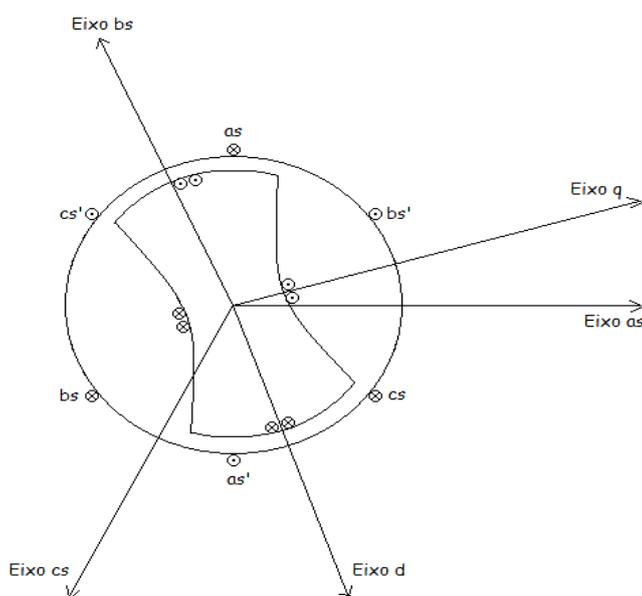


Figura III-17. Máquina síncrona de polos salientes de dois polos, três fases e conexão Y.

O modelo matemático da máquina de ímã permanente pode ser obtido a partir da análise da máquina síncrona de rotor bobinado. No entanto, esta análise é abordada de forma simplificada já que o rotor é composto por ímãs. A figura de uma máquina síncrona de polos salientes de três fases, de dois polos e conexão Y, é apresentada na Figura III-17.

3.2.1.1. Equações da tensão em variáveis da máquina

Baseado na Figura III-17 é possível definir um circuito equivalente para o estator da máquina síncrona como o apresentado na Figura III-18.

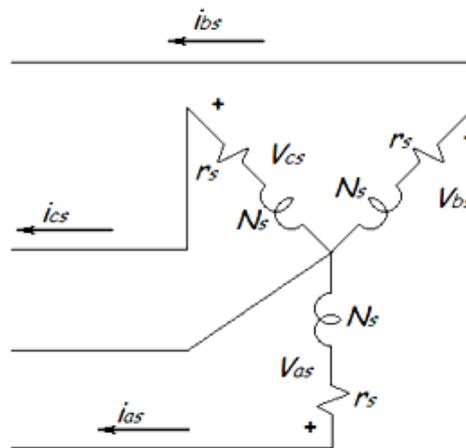


Figura III-18. Circuito equivalente do estator da máquina síncrona.

Assumindo o comportamento da máquina como gerador, as correntes do estator fluem em direção positiva, resultando em laços de fluxo magnéticos negativos. Com esta convenção a equação de tensão em variáveis da máquina é expressa por:

$$V_{abcs} = -r_s i_{abcs} + \frac{d}{dt} \varphi_{abcs} \quad (3.67)$$

Onde r_s é a resistência do estator, i_{abcs} é a corrente do estator, V_{abcs} é a tensão do estator e φ_{abcs} é o fluxo enlaçado.

3.2.1.2. Equações da tensão em variáveis do eixo de referência do rotor

Segundo KRAUSE [48], Park foi o primeiro a incorporar a mudança de variáveis na análise da máquina síncrona, ele transformou as variáveis do estator no eixo de referência do rotor o qual elimina as componentes variáveis no tempo das equações de tensão. As equações de Park são obtidas substituindo a velocidade no eixo de referência arbitrário com a velocidade do rotor. Estas equações de tensão representadas no eixo de referência do rotor são:

$$V_{qs} = -r_s i_{qs} + w_e \varphi_{ds} + \frac{d\varphi_{qs}}{dt} \quad (3.68)$$

$$V_{ds} = -r_s i_{ds} - w_e \varphi_{qs} + \frac{d\varphi_{ds}}{dt} \quad (3.69)$$

Onde V representa a tensão, i a corrente, φ o fluxo enlaçado, r a resistência e w_e a velocidade elétrica da máquina. “ d ” e “ q ” são os componentes direto e quadratura, respectivamente e “ s ” é a representação para o estator. Os fluxos enlaçados são:

$$\varphi_{qs} = (L_{qm} + L_{\sigma s}) i_{qs} \quad (3.70)$$

$$\varphi_{ds} = (L_{dm} + L_{\sigma s}) i_{ds} + \varphi_f \quad (3.71)$$

Onde φ_f é o fluxo produzido pelos ímãs permanentes, L_{qm} e L_{dm} são as indutâncias mútuas nos eixos d e q respectivamente e $L_{\sigma s}$ é a indutância de dispersão do estator. Fazendo $L_q = L_{qm} + L_{\sigma s}$ e $L_d = (L_{dm} + L_{\sigma s})$, e substituindo as equações (3.70) e (3.71) em (3.68) e (3.69), e desprezando os transitórios no estator, a relação entre tensão e corrente é expressa como:

$$V_{qs} = -R_s i_{qs} + w_e L_d i_{ds} + w_e \varphi_f \quad (3.72)$$

$$V_{ds} = -R_s i_{ds} - w_e L_q i_{qs} \quad (3.73)$$

A relação entre a velocidade elétrica e a velocidade angular mecânica da máquina depende do número de pares polos p como segue:

$$w_e = p \cdot w_m \quad (3.74)$$

O torque no entreferro é dado por:

$$T_e = p(\varphi_{ds} i_{qs} - \varphi_{qs} i_{ds}) = p(\varphi_f i_{qs} + (L_d - L_q) i_{qs} i_{ds}) \quad (3.75)$$

Segundo SHUHUI *et al.* [53] a diferença entre a indutância mútua d e q é muito pequena para geradores de múltiplos polos com acionamento direto, e a resistência do estator é muito menor que a reatância síncrona. Com isto a equação anterior fica reduzida para:

$$T_e = p \varphi_f i_{qs} \quad (3.76)$$

E as correntes dq do estator em estado estável a partir de (3.72) e (3.73) ficam:

$$i_{ds} = (V_{qs} - w_e \varphi_f) / w_e L_d \quad (3.77)$$

$$i_{qs} = -V_{ds}/\omega_e L_q \quad (3.78)$$

A potência ativa e reativa P e Q respectivamente, de uma máquina síncrona pode ser expressa por:

$$P = V_{ds}i_{ds} + V_{qs}i_{qs} \quad (3.79)$$

$$Q = V_{qs}i_{ds} - V_{ds}i_{qs} \quad (3.80)$$

3.2.2. Estratégia de controle do sistema de geração de energia marinha

Do mesmo modo que no controle do DFIG, as estratégias de controle aplicadas ao sistema eólico como o controle vetorial podem ser usadas nos conversores do lado da máquina e do lado da rede para controlar o PMSG do sistema marinho. O conversor do lado da máquina neste caso é usado para o controle do torque e da velocidade, e o conversor do lado da rede é usado para o controle do fluxo de potência que está relacionado com o controle da tensão do elo DC.

Para o controle do PMSG é importante o conhecimento da posição e da velocidade do rotor, o qual é obtido por meio de sensores ou por meio de métodos de estimação a partir das variáveis da máquina, como o baseado na força contraeletromotriz ou o método baseado na estimação do fluxo do estator enlaçado.

3.2.2.1. Controle do conversor do lado da máquina (CLM)

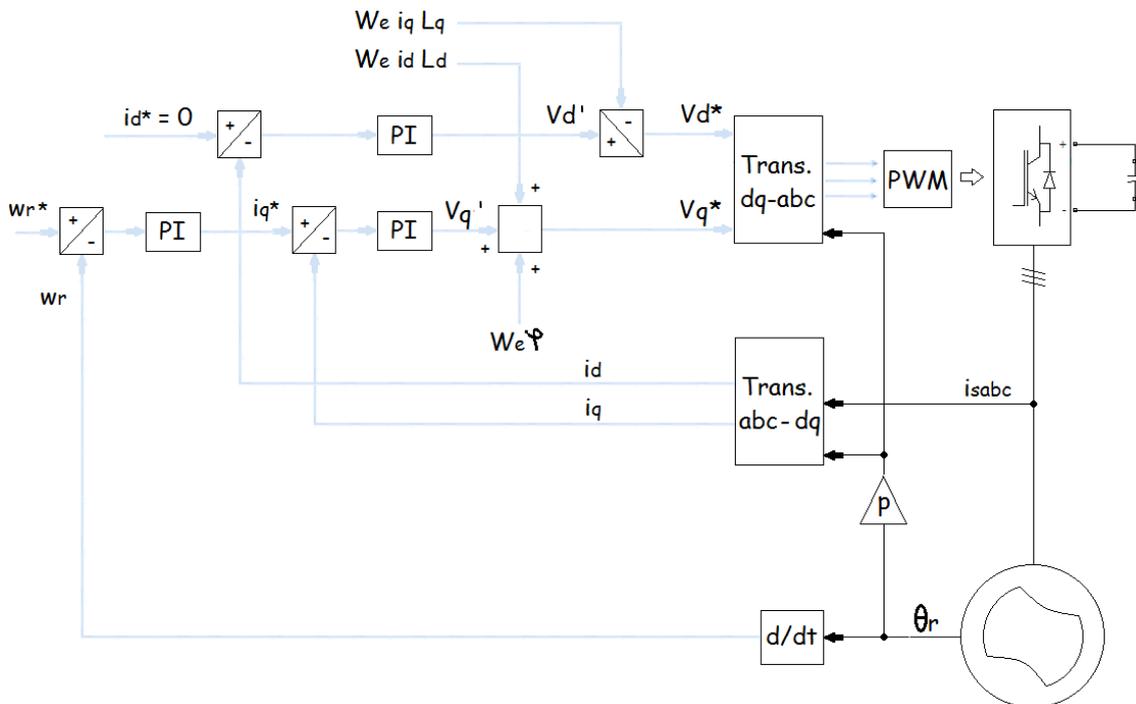


Figura III-19. Estrutura de controle vetorial no conversor do lado do gerador.

O esquema de controle do conversor do lado da máquina é apresentado na Figura III-19. O controlador é composto por um circuito interno de controle de corrente rápido e um circuito de controle de velocidade externo lento. A estratégia de controle do laço de corrente é desenvolvida reescrevendo as equações (3.68-3.71) como:

$$V_{qs} = -(R_s i_{qs} + L_q \frac{di_{qs}}{dt}) + w_e L_d i_{ds} + w_e \varphi_f \quad (3.81)$$

$$V_{ds} = -(R_s i_{ds} + L_d \frac{di_{ds}}{dt}) - w_e L_q i_{qs} \quad (3.82)$$

Para obter um projeto simples do controle de corrente, controlar as correntes dq de forma independente e melhorar a resposta transitória do sistema, um fator de desacoplamento deve ser adicionado nas equações de tensão do estator da máquina. Uma parte comum das equações de tensão da máquina (3.68) e (3.69), é a tensão da força eletromotriz de volta. Subtraindo a tensão $w_e \varphi_{ds}$ da equação (3.68) e somando a tensão $w_e \varphi_{qs}$ na equação (3.69), que representam a tensão devida à força eletromotriz de volta, as correntes dq serão independentes uma da outra. Isto pode ser representado da seguinte forma:

$$V_{qs}^* = V_{qs}' + w_e L_d i_{ds} + w_e \varphi_f \quad (3.83)$$

$$V_{ds}^* = V_{ds}' - w_e L_q i_{qs} \quad (3.84)$$

Na Figura III-19, w_r^* representa a velocidade de referência em rpm e w_r representa a velocidade mecânica do rotor em rpm. A velocidade de referência w_r^* é obtida a partir da curva característica da turbina marinha e do controle de máximo aproveitamento de energia MPPT, esta velocidade representa o valor ótimo de velocidade que o gerador deve alcançar para aproveitar melhor o recurso. A corrente de referência i_d é igual a zero para diminuir as perdas do gerador e melhorar o fator de potência, também é feito para reduzir a equação de torque representada pela equação (3.75), e para que o torque seja controlado somente pela corrente i_q . O erro entre a velocidade de referência e a velocidade medida é enviado a um controlador PI, onde a saída do controlador PI representa a corrente em quadratura de referência i_q^* . Os erros dos laços internos de corrente q e d , determinam as componentes da tensão do estator d e q que são usadas para determinar a sinal de tensão moduladora do SPWM.

3.2.2.2. Controle do conversor do lado da rede (CLR)

O conversor do lado da rede neste caso é o encarregado do controle da tensão do elo DC, controle da potência ativa e reativa fornecida à rede, sincronização com a rede e

controle da qualidade da potência fornecida. O controle vetorial orientado pela tensão presente no PCC é um método muito utilizado, apresentando dois laços enlaçados, o laço interno controla as correntes da rede e o laço externo controla a tensão do elo DC e a potência reativa. Os laços de corrente são responsáveis pela qualidade da potência e os laços externos regulam o fluxo da potência do sistema, controlando a potência ativa e reativa fornecida à rede.

A Figura III-20 apresenta o circuito do CLR ligado à rede, no qual é possível identificar o capacitor no elo DC e três fontes de tensão por fase que representam a tensão no ponto de acoplamento comum (PCC) do sistema AC. As equações de tensão ao longo do filtro L da rede no eixo de referência dq podem ser expressas como:

$$V_{q1} = R_f i_q + L_f \frac{di_q}{dt} + w_e L_f i_d + V_q \quad (3.85)$$

$$V_{d1} = R_f i_d + L_f \frac{di_d}{dt} - w_e L_f i_q + V_d \quad (3.86)$$

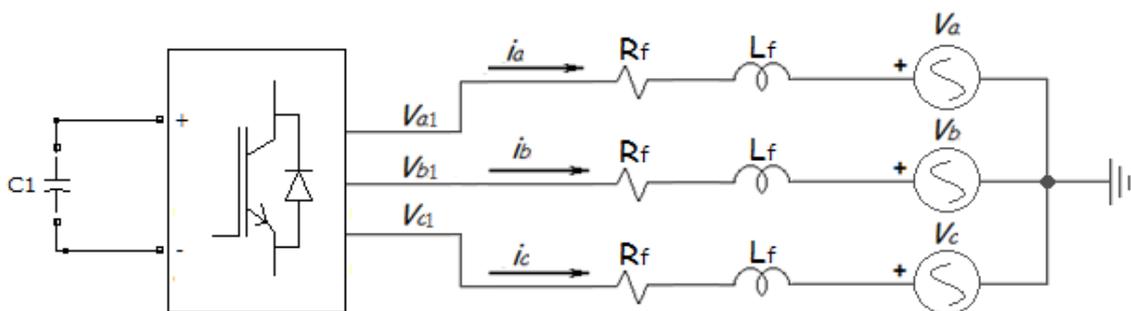


Figura III-20. Circuito do CLR ligado à rede.

Onde w_e é a frequência angular da tensão da rede, L_f e R_f são a indutância e a resistência do filtro da rede respectivamente, V_d, V_q, V_{d1} e V_{q1} representam os componentes d e q da tensão no PCC e na saída de tensão do CLR, respectivamente, e i_d e i_q representam os componentes nos eixos d e q da corrente fluindo entre o CLR e o sistema AC.

Nos métodos de controle vetorial (estacionário e síncrono), a estratégia de controle usada para o controle de fluxo de potência é a mesma. Por exemplo, pegando a orientação do eixo de referência dq baseada na tensão estator, as equações de potência ativa e reativa são representadas por:

$$P = V_{ds} i_{ds} \quad (3.87)$$

$$Q = -V_{ds} i_{qs} \quad (3.88)$$

A partir das anteriores equações, pode-se observar que o controle da potência ativa e reativa é feito por meio da mudança das correntes d e q . O objetivo deste controle é a transferência de toda a potência ativa produzida pelo gerador marinho à rede e também obter um fator de potência unitário, reduzindo o componente reativo. Baseado nas equações (3.85) e (3.86), para passar do controle de corrente ao controle de tensão em estado transitório, são implementadas as seguintes equações, as quais incluem as tensões nos eixos d e q geradas pelos laços de controle de corrente Vd' e Vq' mais termos de compensação:

$$V_{q1}^* = V_q' + w_e L_f i_d \quad (3.89)$$

$$V_{d1}^* = V_d' - w_e L_f i_q + V_d \quad (3.90)$$

A estrutura do sistema de controle no eixo de referência da tensão no PCC pode ser observada na Figura III-21:

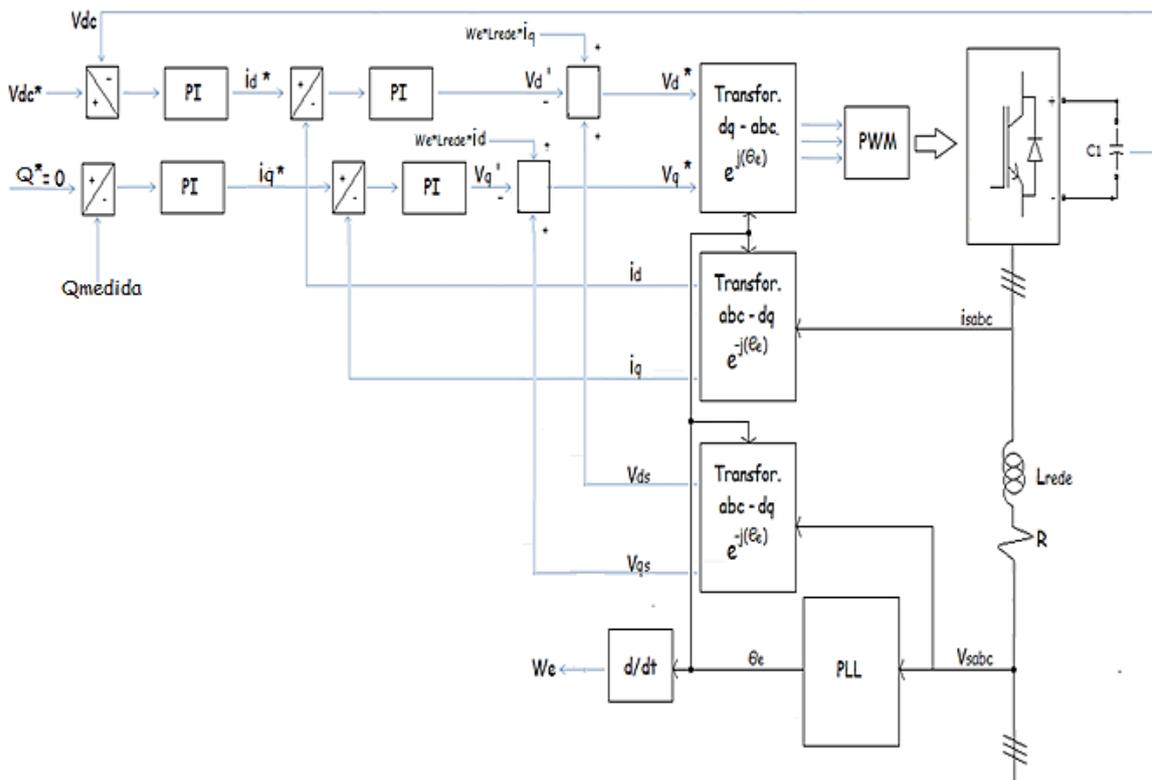


Figura III-21. Estrutura do controle vetorial orientado pela tensão no PCC do conversor do lado da rede.

Da figura anterior pode ser observado que o laço relacionado com o componente em quadratura se encarrega do controle de potência reativa e o laço relacionado com o componente direto se encarrega do controle da tensão do elo DC. O controle de corrente “os laços internos” são compostos por três termos, um termo de

compensação, um termo de desacoplamento e um termo de correção. Estes termos estão relacionados com a diminuição das perdas relacionadas com harmônicos e desequilíbrios, e com a qualidade do fluxo de potência. A potência reativa de referência é projetada para ser zero já que o sistema de geração tenta fornecer o máximo aproveitamento de potência ativa. Se a rede precisa de compensação de potência reativa este valor é controlado por este laço externo. Da mesma forma que no controle do CLR do DFIG, esta estrutura usa o sistema de sincronização por meio de um PLL, o qual determina o ângulo da fase da tensão da rede.

3.3. Sistema de geração Híbrido marinho-eólico

No início do capítulo foi representado o diagrama de blocos do sistema híbrido proposto de uma forma ilustrativa. Neste item é representado o circuito elétrico, o qual serve de base para a implementação do circuito no simulador e realizar as análises do comportamento do sistema. O circuito elétrico do sistema híbrido é representado na Figura III-22:

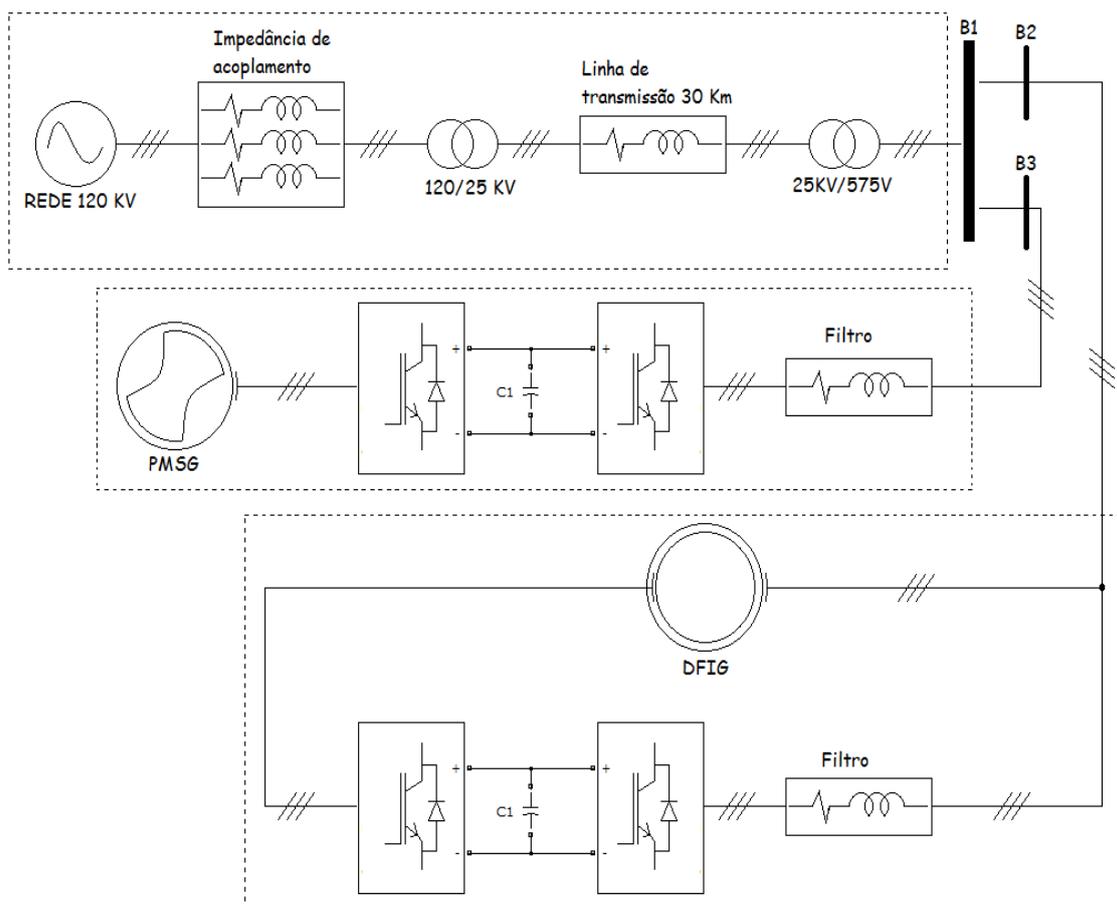


Figura III-22. Circuito elétrico do sistema híbrido.

O sistema está composto por dois geradores de 1,5 MW eólico e marinho ligados ao sistema de distribuição de 25 kV, os quais exportam energia à rede por meio de uma linha de transmissão de 30 km. A rede elétrica é representada por um sistema de 120 kV a 60 Hz com sequência positiva, que neste caso não apresenta distúrbios nem quedas de tensão. Os transformadores são projetados para suportar os níveis de potência que os geradores e a rede involucram.

O barramento B1 representa o ponto comum de acoplamento (PCC), neste ponto são ligados os dois geradores e são obtidas as medições de tensão e corrente. O PLL é ligado neste ponto para poder obter a medida de fase da tensão da rede e realizar o controle dos conversores dos geradores. Os filtros ligados a os conversores do lado da rede do sistema marinho e eólico são encarregados de diminuir a quantidade de harmônicos que os conversores criam, diminuindo as perdas.

Em relação ao controle do sistema híbrido, devido ao comportamento de cada sistema de geração é similar à de uma fonte de corrente, o controle independente de cada sistema faz com que o sistema híbrido seja controlado. Isto poderá ser comprovado no seguinte capítulo.

CAPITULO IV

Simulação e análise dos modelos do sistema eólico, marinho e híbrido

Neste capítulo mediante simulações no software de Matlab e do Toolbox SimPowerSystems, que é uma biblioteca que permite a análises de sistemas elétricos de potência, é analisado o comportamento elétrico de cada sistema (eólico, marinho e híbrido) frente a diferentes perturbações causadas pela mudança dinâmica de suas entradas.

Segundo GAGNON [54], dependendo do intervalo de frequências, em SimPowerSystems estão disponíveis três métodos de simulação para modelar sistemas de conversão de energia com base em VSC ligados a redes de potência. Estes métodos são o “detailed model”, “average model” e “phasor model”, onde os dois primeiros são simulados em tempo discreto e o último em tempo contínuo. O primeiro método “detailed model”, é usado em simulações que incluem análises detalhadas dos conversores eletrônicos de potência, considerando os tempos de chaveamento das chaves dos conversores, permitindo observar os harmônicos e o rendimento da dinâmica do sistema de controle em períodos de tempo curtos. O segundo método “average model” não representa harmônicos, pois os VSC são representados por fontes de tensão equivalentes, mas a dinâmica de controle do sistema e a interação com o sistema de potência é preservada. O terceiro método “phasor model”, diferente dos primeiros é usado para simular sistemas com baixa frequência de oscilação eletromecânica em longos períodos de tempo, esta é a técnica usada em softwares de estabilidade transitória.

As mudanças rápidas do vento na ordem de segundos influenciam bastante no comportamento do sistema. Para não desprezar estas mudanças e obter melhores resultados, o método de simulação escolhido foi o método detalhado “detailed model”.

4.1. Modelagem e Simulação do Sistema de Geração de Energia Eólica

O sistema eólico analisado e simulado consta de um gerador de dupla alimentação eólico de 1,5MW o qual é ligado ao sistema de distribuição por meio de um transformador de 1,75MVA com relação de transformação 25/0,575kV e configuração

Delta-Y. O sistema de distribuição exporta a potência à rede elétrica de 120KV por meio de uma linha de transmissão de 30km a um alimentador de 25kV. A eleição do comprimento da linha de transmissão está relacionada à potência do sistema e esta potência está relacionada ao tamanho da turbina. Em sistemas offshore, os geradores eólicos que usam turbinas de grande porte, devem ser instalados em bases resistentes que podem estar fixas no solo marinho ou flutuando no mar. As bases flutuantes são utilizadas em sistemas eólicos cujas potências são maiores que 500GW (exigindo turbinas de grande diâmetro e profundidade maior de 40m) e para as potências menores são utilizados sistemas eólicos de bases fixas, cuja profundidade do mar é de 0-30m. Com isto, o comprimento da linha de transmissão foi determinado supondo que profundezas de 30m são localizadas a 30km da costa [55].

O conjunto mecânico eólico de entrada, composto pela turbina e o trem de engrenagem, é projetado para desenvolver uma potência mecânica de 1,5MW quando a velocidade de vento nominal seja 11m/s e o coeficiente de potência (C_p) seja 0,5 para máximo aproveitamento de energia. Neste caso, a potência mecânica somente da turbina eólica (sem o trem) corresponde a 75 % da potência pico que poderia ser aproveitada com o valor pico da velocidade do vento ($V_{vento_pico} > 11m/s$), pois, segundo [38] a potência da turbina não deve ser projetada para o valor pico da velocidade do recurso, já que esta velocidade só aparece em casos específicos como no caso de mudanças climáticas.

O estudo e a simulação são enfocados à análise de fluxo de potência do sistema para diferentes velocidades de vento e observar o comportamento do sistema frente a estas mudanças.

Como primeira instância, nas simulações para a análises de fluxo de potência são tomadas as velocidades de vento “constantes” de 11m/s, 7-11m/s, 11-15m/s e finalmente são simuladas velocidades de vento variáveis cujo comportamento foi baseado no modelo matemático do método de filtro de harmônicos proposto no capítulo 2, o qual simula um comportamento de vento quase real.

O modelo geral deste sistema com as características anteriormente descritas é observado na Figura IV-1. Este é tratado como modelo geral, pois todo o sistema simulado foi dividido em blocos. O modelo representa o circuito da rede elétrica e o circuito do sistema de distribuição, onde o sistema de distribuição se liga ao bloco que compreende o modelo da turbina eólica e do DFIG. O barramento representado como B575 nesta figura faz referência ao PCC que liga o gerador eólico à rede, e neste

ponto é feita a medida de potência ativa e reativa que o gerador eólico está fornecendo à rede.

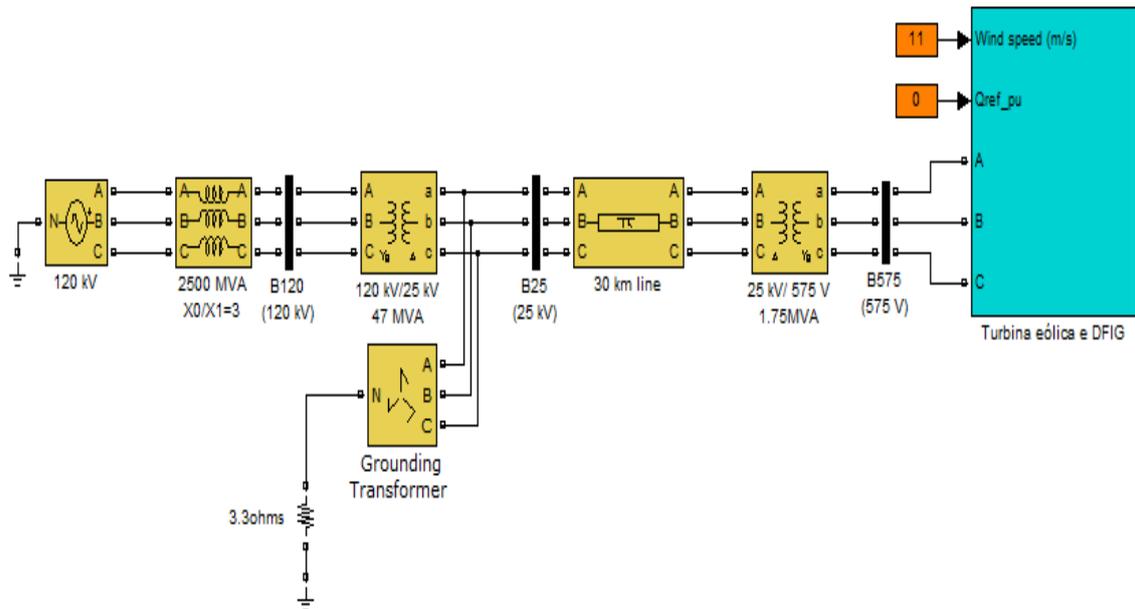


Figura IV-1. Modelo da rede elétrica e do sistema de distribuição ligado ao DFIG.

Em relação ao sistema de geração de energia eólica, o modelo deste sistema é representado na Figura IV-2.

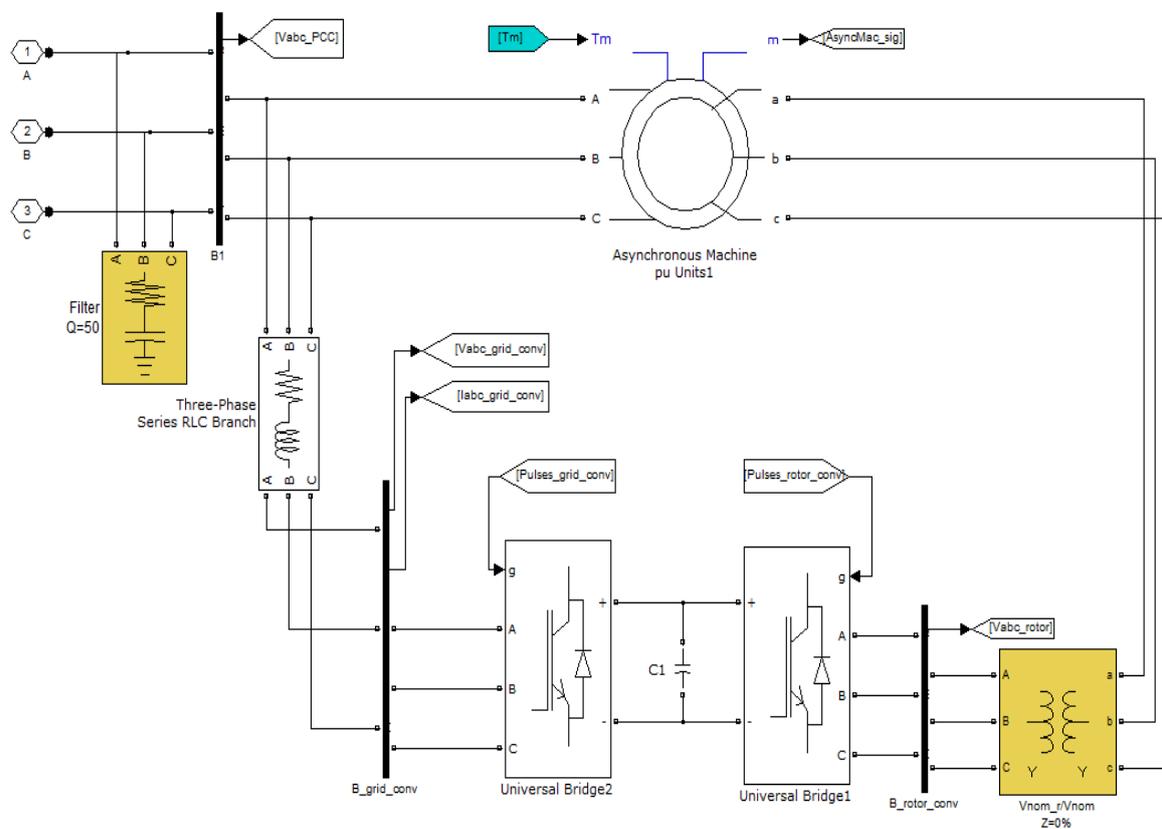


Figura IV-2. Modelo do sistema de geração de energia eólica ligado ao PCC.

Cabe ressaltar o uso da máquina assíncrona oferecida pelo simulador para representar o gerador de dupla alimentação, esta máquina tem a possibilidade de tomar vários tipos de configurações do rotor (rotor bobinado, gaiola de esquilo simples ou dupla), mas neste caso é uma máquina de rotor bobinado e com eixo de referência estacionário. O conversor em configuração back-to-back está representado pela união de dois conversores IGBT por meio do capacitor do elo DC o qual foi escolhido dependendo das características do sistema, do mesmo modo que o filtro L que liga o conversor do lado da rede ao PCC [56,57,58]. O transformador do lado do rotor simplesmente tem a função de elevar a tensão de saída do conversor do lado da máquina ao valor da tensão nominal do rotor da máquina.

As Tabelas IV.1 e IV.2 apresentam os parâmetros escolhidos para esta máquina e para o sistema de potência, onde os parâmetros da máquina pertencem a uma turbina de 1,5MW da GE [54]. Pode-se observar que a maioria deles está em pu o qual foi usado no cálculo dos ganhos dos PI do sistema de controle do CLM e CLR. Os ganhos dos PI foram projetados inicialmente com base no uso de funções de transferência equivalentes dos elementos do sistema e dos laços de controle, com o objetivo de determinar polos e zeros que estabilizem os erros dos laços de controle em tempos razoáveis. No entanto, eles finalmente foram ajustados por meio de tentativa e erro já que para mudanças de alguns sinais de entrada o sistema de controle não respondeu rapidamente.

Tabela IV-1. Parâmetros do Gerador de Indução de dupla alimentação.

Potência Nominal (Pnom)	1,5 MW
Tensão Nominal (Vnom L-L)	575 V
Tensão Nominal rotor (Vnom_r L-L)	1975 V
Frequência Nominal (Fnom)	60 Hz
Resistência do estator (Rs)	0,023 pu
Indutância de dispersão do estator (Lls)	0,18pu
Resistência do rotor (Rr)	0,016 pu
Indutância de dispersão do rotor (Llr)	0,16 pu
Indutância de magnetização (Lm)	2,9 pu
Constante de Inércia (H)	0,685 s
Coeficiente de atrito viscoso (B)	0,01 pu
Pares polos	3

Tabela IV-2. Parâmetros do filtro e do conversor back-to-back.

Indutância de acoplamento do lado da rede (L)	0,3 pu
Resistência de acoplamento do lado da rede (R)	0,003 pu
Tensão Nominal do elo DC (Vdc_nom)	1150 V
Capacitor do elo DC (C)	10000 µF
Frequência do PWM do CLM	1620 Hz
Frequência do PWM do CLR	2700 Hz

No capítulo 2.1. foi proposto o modelo matemático para a representação do funcionamento da turbina eólica, este modelo no simulador é representado na Figura IV-3. Onde os parâmetros da turbina eólica estão presentes na Tabela IV.3.

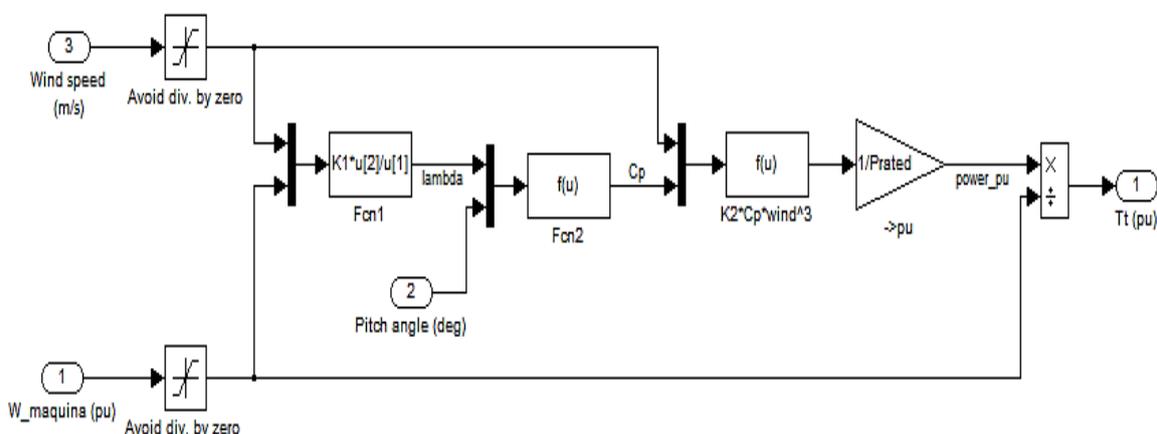


Figura IV-3. Modelo matemático da turbina eólica.

Tabela IV-3. Parâmetros da Turbina eólica

Saída de potência nominal mecânica	1,5 MW
Coeficiente de potência máxima Cpmax	0,5
λ_Cpmax	8,98
Velocidade do vento na velocidade nominal e em Cpmax	11 m/s
Velocidade inicial do vento	11 m/s
[C1, C2, C3, C4, C5, C6, C7, C8]	[0,6450 116 0,4 5 21 0,00912 0,08 0,035]
Theta	0

A saída deste modelo representa o torque mecânico exercido pela turbina sobre o eixo do rotor da máquina, e muda dependendo do coeficiente de potência C_p e do ângulo de passo β . Uma representação do comportamento do coeficiente de potência C_p em

função da mudança da relação de velocidade de ponta (λ) para um ângulo de passo (β) de 0 a 28 é apresentada na Figura IV-4:

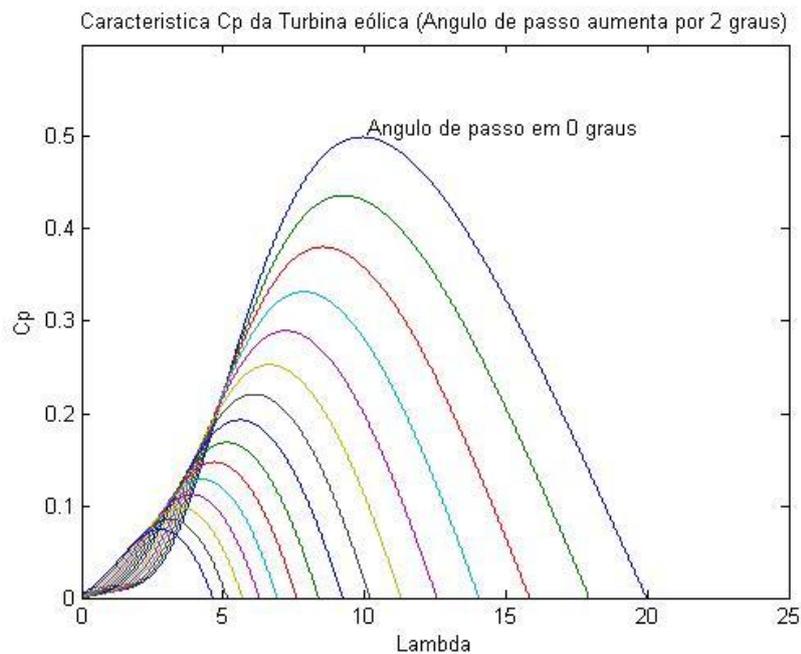


Figura IV-4. Característica do coeficiente de potência da turbina eólica.

Os blocos que representam o controle dos conversores do lado da máquina e do lado da rede estão presentes nos ANEXOS I e II. Estes blocos representam os modelos matemáticos expressos no capítulo três, e são os encarregados de gerar os sinais de referência que são comparados com a onda triangular moduladora da técnica SPWM, para finalmente estabelecer o chaveamento dos conversores.

Para obter o funcionamento adequado dos laços de controle, as variáveis “*abc*” do sistema são transformadas a um eixo de referência síncrono “*dq*” que se determina segundo a técnica de controle vetorial, fazendo uso das transformadas de Park, Clarke e os ângulos determinados pelo PLL e o encoder. O PLL usado no simulador [54] é um PLL tipo q (cuja diferença entre o tipo d está na defasagem de 90°) com a estrutura apresentada no ANEXO III, o qual identifica o ângulo da fase A da tensão do estator de forma confiável e em um tempo aceitável fazendo que a referência da tensão em quadratura seja igual a zero. Se acontecerem mudanças na tensão, este PLL é um pouco mais demorado em se estabelecer na frequência nominal em comparação com outros tipos de PLL como o DSOGI (Dual Second Order Generalized Integrator), mas o ângulo é identificado corretamente. Este ângulo e a sinal da tensão da fase “A” do estator que é a mesma tensão medida no PCC podem ser observadas na Figura IV-5.

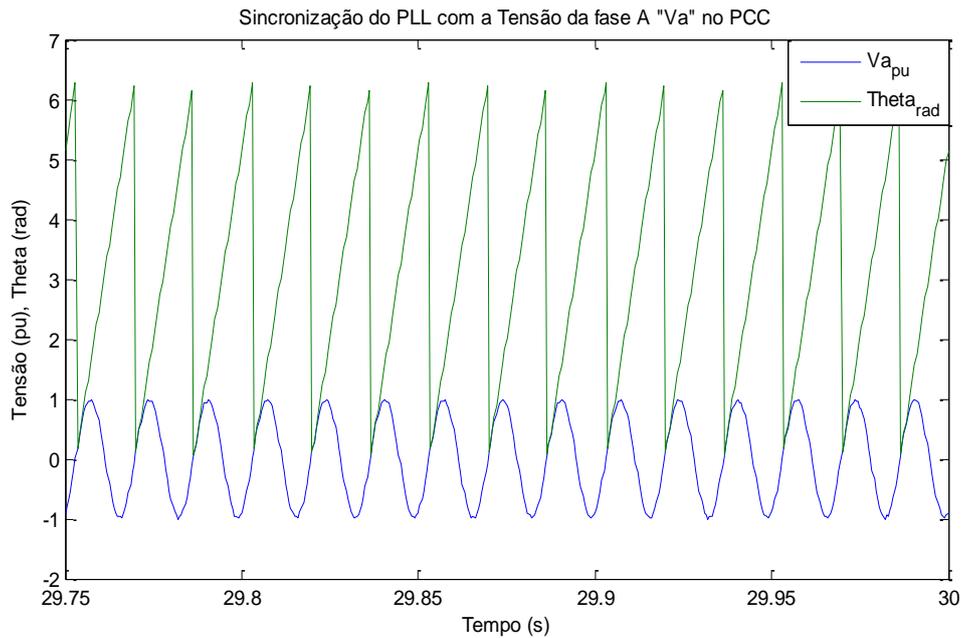


Figura IV-5. Ângulo da fase A da tensão da rede identificada pelo PLL.

4.1.1. Ensaio do sistema eólico a entradas de velocidade constante

Devido a que o sistema eólico está composto por um gerador de dupla alimentação, é interessante observar o comportamento desta máquina para velocidades de vento superiores e inferiores de sua velocidade nominal de 11m/s. Isto permite analisar o fluxo de potência dentro do sistema para a operação da máquina no regime subsíncrono, síncrono e supersíncrono, além da eficiência das técnicas de controle propostas no capítulo três.

4.1.1.1. Ensaio do sistema com velocidade do vento nominal tipo degrau

Inicialmente é analisado o comportamento do sistema eólico em operação nominal (vento=11m/s). Para esta velocidade de vento, segundo as características da máquina e do sistema de controle, o gerador deve operar na velocidade nominal (máxima) de 1,2 pu com geração de potência ativa igual a 1,5 MW (máxima), potência reativa igual a 0 Var e tensão do elo DC de 1150 V. Para garantir o funcionamento do sistema com estes requisitos, cada método de controle precisa funcionar de acordo ao projetado. Começando pelo controle do sistema mecânico, a turbina eólica deve garantir em todo momento o MPPT. A Figura IV-6 apresenta o coeficiente de potência e o ângulo de passo para a velocidade do vento de 11m/s, onde C_p rapidamente alcança o seu valor máximo garantindo a máxima transferência de potência com o mínimo ângulo de passo ($\beta = 0$). O ângulo de passo é igual à zero já que a velocidade do vento não ultrapassa a velocidade de vento nominal.

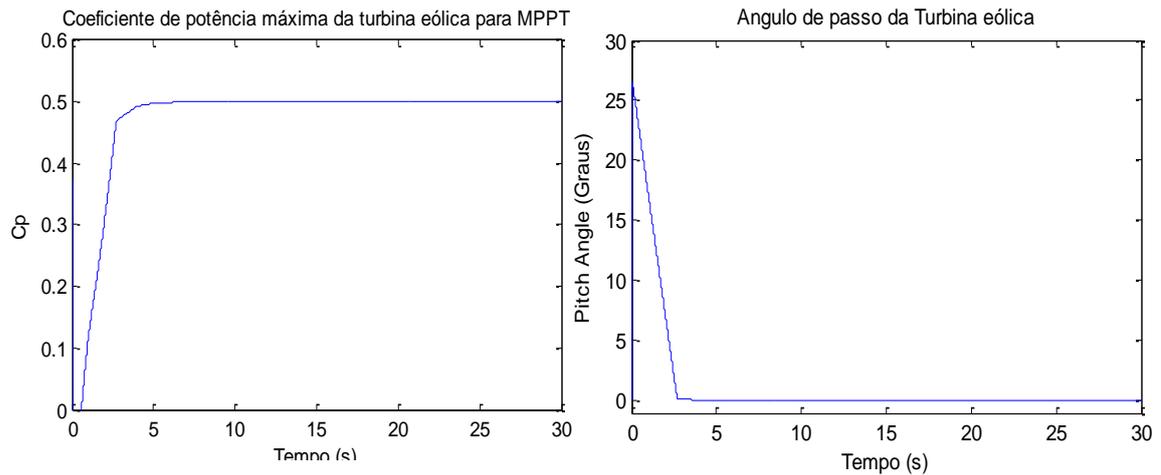


Figura IV-6. Coeficiente de potência C_p e ângulo de passo β para Vvento = 11m/s.

Em relação ao controle do CLR, uma característica importante do uso do controle vetorial orientado pela tensão da rede é fixar o componente em quadratura da tensão do estator em zero ($V_q = 0$) e que o vetor tensão V_s seja representado somente pelo componente direto (V_d). Esta característica é observada na Figura IV-7, cujo resultado é uma forma de comprovar que o ângulo encontrado pelo PLL corresponde ao ângulo da fase A da tensão da rede.

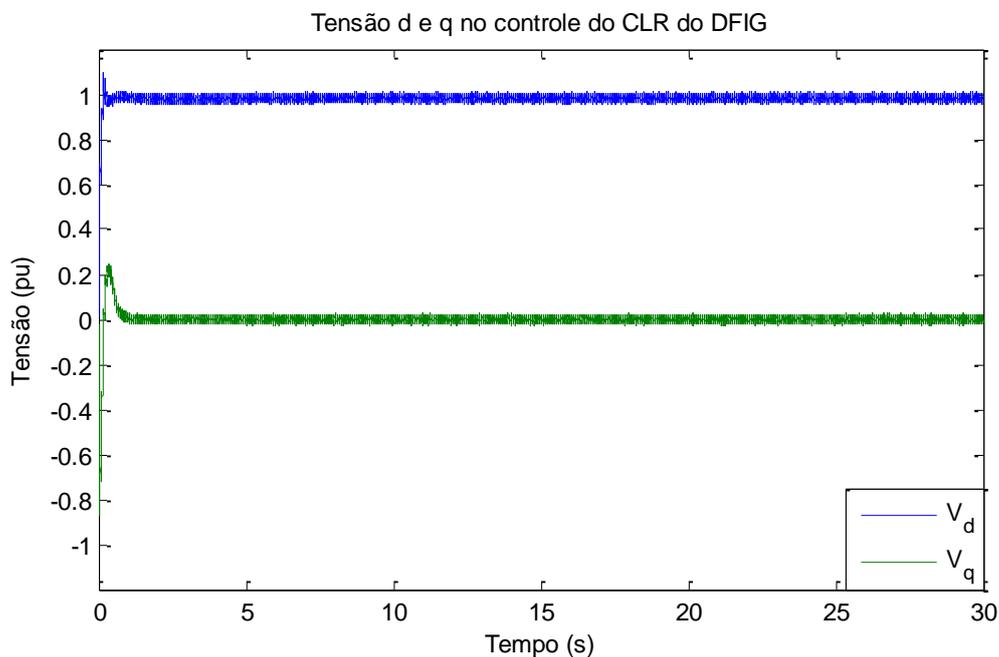


Figura IV-7. Tensão d e q usada no controle do CLR do DFIG.

A transformação ao referencial síncrono da corrente trifásica do lado do CLR permite realizar o controle vetorial proposto no Anexo II, onde a tensão do elo DC e o fator de potência são controlados por meio das correntes i_d e i_q respectivamente. Para o caso da velocidade nominal do vento as correntes i_d e i_q comportam-se como na Figura IV-8.

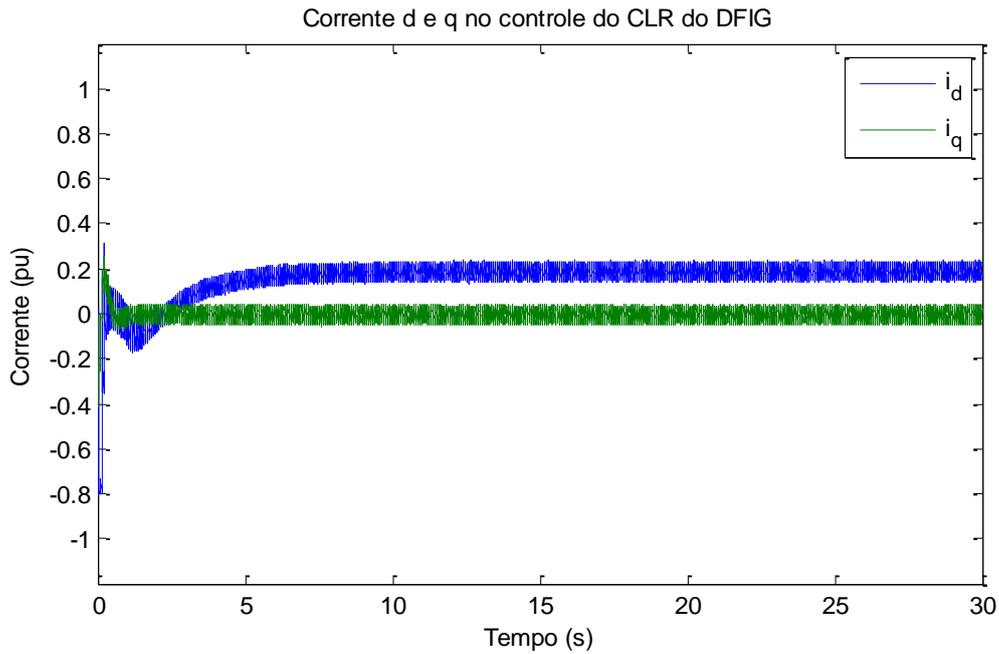


Figura IV-8. Corrente d e q usada no controle do CLR do DFIG.

Com o objetivo de garantir fator de potência unitário, observa-se que a corrente medida i_q em estado estável é igual à zero, cujo valor da corrente i_q de referência no laço de controle de corrente do CLM é nulo ($i_{qref} = 0$). Este fator de potência unitário pode ser comprovado comparando a fase entre a corrente e tensão medidas no PCC (em fase), como se observa na Figura IV-9.

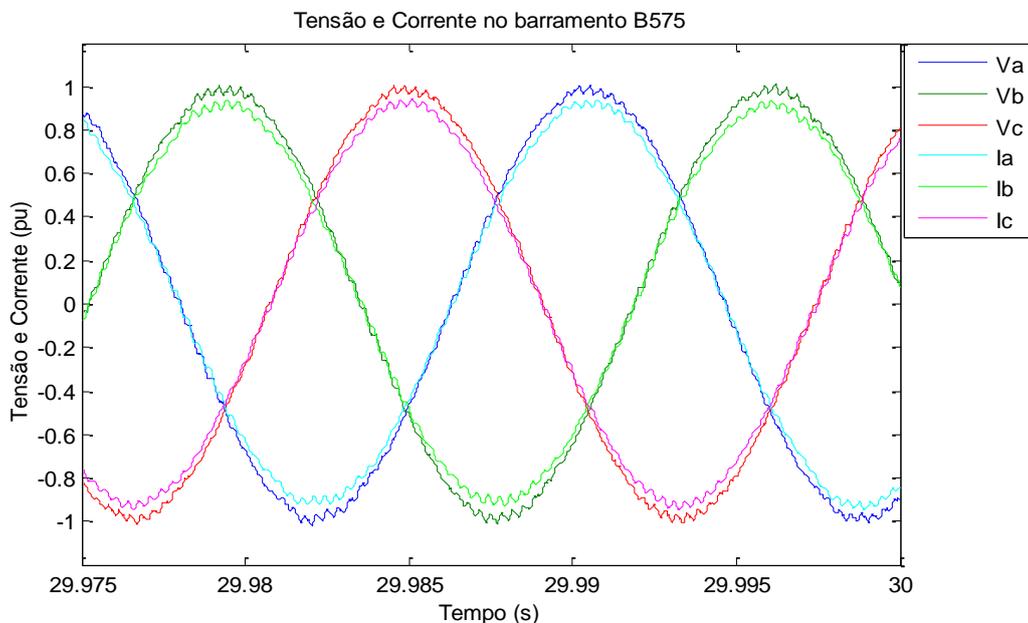


Figura IV-9. Tensão e Corrente no PCC.

Cabe ressaltar que o CLR tem a capacidade de controlar parte da potência reativa por meio da corrente i_q , mas neste caso este componente foi projetado para o controle do fator de potência e da tensão da rede.

O componente direito da corrente do CLR i_d , observado na Figura IV-8, está relacionado ao estabelecimento da tensão do elo DC no valor nominal, como se apresenta na Figura IV-10. Nestes gráficos, é possível observar um estado transitório, cujo comportamento está diretamente relacionado à carga do condensador e aos ganhos dos PI do laço externo de controle de tensão e do laço interno de controle de corrente. Estes ganhos influenciam no tempo de estabelecimento destes sinais e dependendo de seu valor, aceleram ou retardam a resposta de estado estável. Neste caso, os ganhos dos PI foram projetados para garantir estabilidade ao invés de rapidez, por isso os sinais demoram em chegar a seu valor estável.

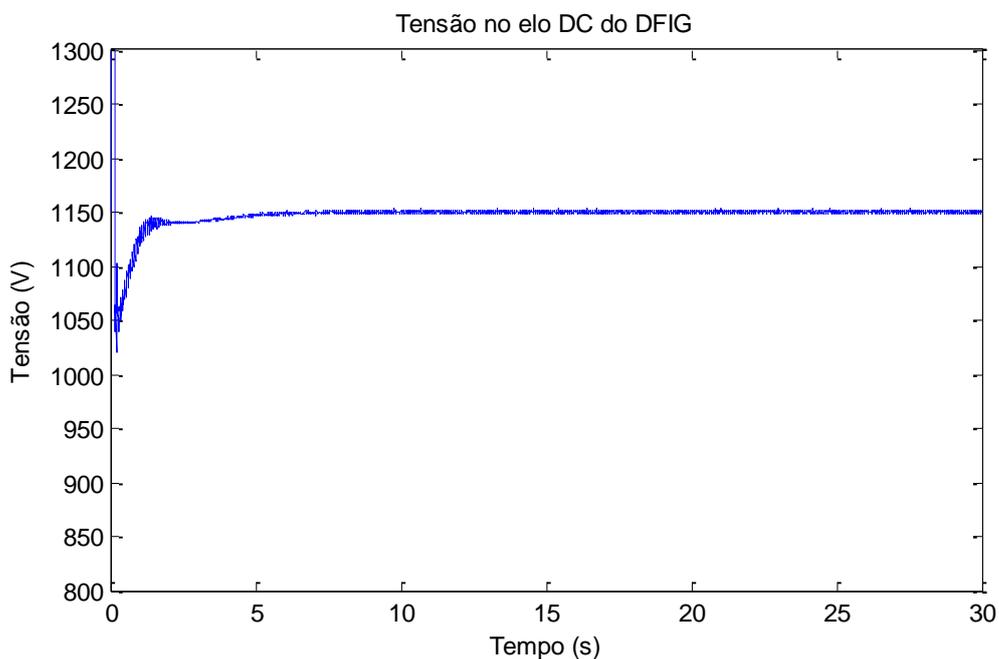


Figura IV-10. Tensão do elo DC estabelecido pelo sistema de controle aplicado ao CLR.

Em relação ao controle vetorial orientado pelo fluxo do estator aplicado ao CLM, em estado estável o fluxo do estator se alinha ao eixo direto $\bar{\varphi} = \varphi_{ds}$, fazendo que $\varphi_{qs} = 0$, como se apresenta na Figura IV-11. É possível observar que estes sinais de fluxo também apresentam um estado transitório, principalmente devido à demora do sistema de sincronização que no início permite a aparição de uma corrente de estator no eixo direto i_{qs} diferente de zero. Esta orientação permite que as potências ativa e reativa sejam controladas pelas correntes i_{qr} e i_{dr} respectivamente, tal e como se apresenta no circuito do ANEXO I.

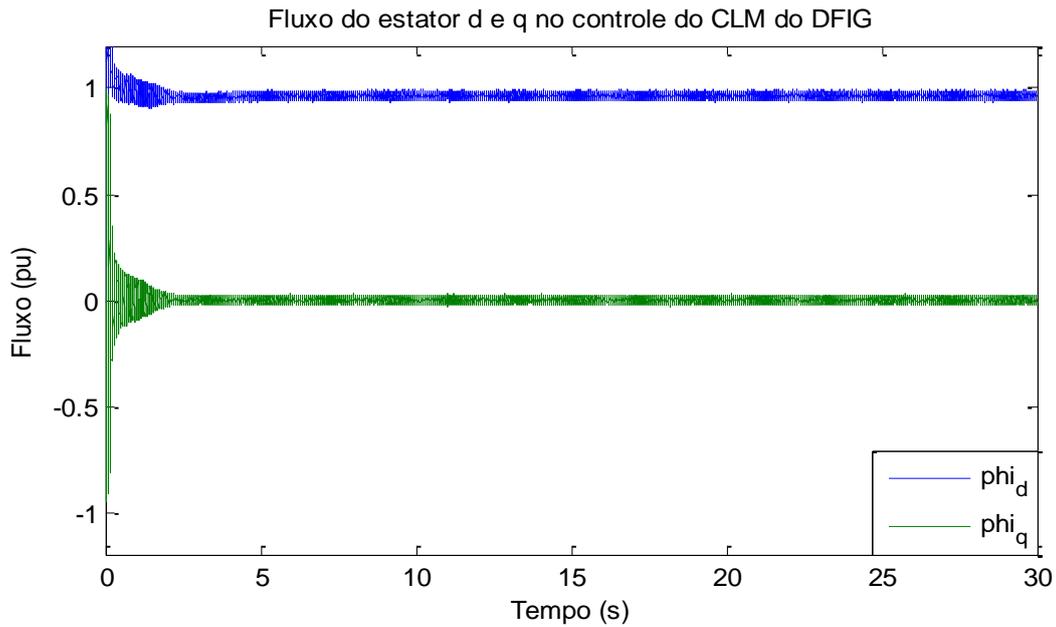


Figura IV-11. Fluxo do estator d e q no CLM do DFIG para controle orientado pelo campo do estator

No circuito do ANEXO I, se observa que a corrente de referência i_{qr_ref} é obtida a partir da equação (3.51) a qual é citada novamente na equação (4.1), onde o torque eletromagnético de referência T_{e_ref} é obtido a partir do laço de controle de velocidade, como se observa na Figura IV-12.

$$i_{qr_ref} = -\frac{2T_{e_ref}}{3\frac{p}{2}L_0i_{ms}} = -\frac{2T_{e_ref}}{3\frac{p}{2}\varphi_s} \quad (4.1)$$

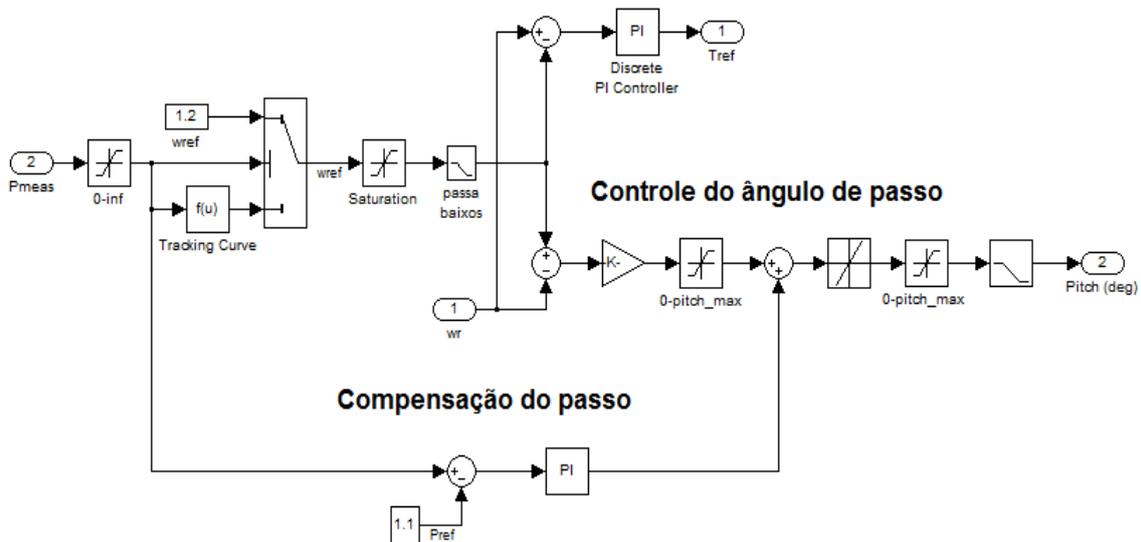


Figura IV-12. Obtenção do torque eletromagnético de referência a partir do controle de velocidade e da curva de rastreamento de máxima potência.

Neste circuito, a velocidade de referência é obtida a partir de um switch condicional, cujo valor depende da potência elétrica medida no PCC (P_{meas}). Esta potência elétrica é medida e convertida em uma quantidade mecânica que representa a

potência mecânica em pu da turbina eólica, onde para determinar a velocidade de referência este valor é comparado no switch case com a seguinte lógica:

se $P_m > 0,75 \rightarrow w_{r_ref} = 1,2$, caso contrário ($P_m < 0,75$) a velocidade de referência é obtida a partir da curva de potência máxima da turbina, ou seja, faz o rastreamento da velocidade que consegue o máximo aproveitamento de energia. O rastreamento desta velocidade segundo a potência mecânica pode ser realizado por meio de um “lookup table” ou de uma função polinomial obtida a partir dos dados da tabela de potência baseada nas características da turbina. Estas tabelas de potência são geralmente dadas pelo fabricante, mas pode ser obtida a partir da coleta de dados de potência para diferentes velocidades de vento. Existem métodos como a regressão linear para expressar as tabelas como uma função polinomial, mas nesta simulação a função utilizada é dada por [54] e se expressa da seguinte forma:

$$w_{r_ref} = -0,67 * P_m^2 + 1,42 * P_m + 0,51 \quad (4.2)$$

Uma vez que a velocidade de referência seja definida, esta passa por meio de um filtro passa baixa o qual é projetado para evitar altas e rápidas mudanças de velocidade. A constante de tempo do filtro passa baixa, para uma operação real de vento, simula o tempo que demora a turbina em mudar de velocidade frente a câmbios na velocidade do vento, ou seja, a mudança da velocidade do vento não representa uma mudança instantânea na velocidade da turbina; a constante de tempo deve ser de aproximadamente 10 s, mas por motivos de simulação, esta constante foi tomada como 2 s. O resultado do comportamento da velocidade da máquina de referência à entrada e saída do filtro para a velocidade de vento nominal é apresentada na Figura IV-13.

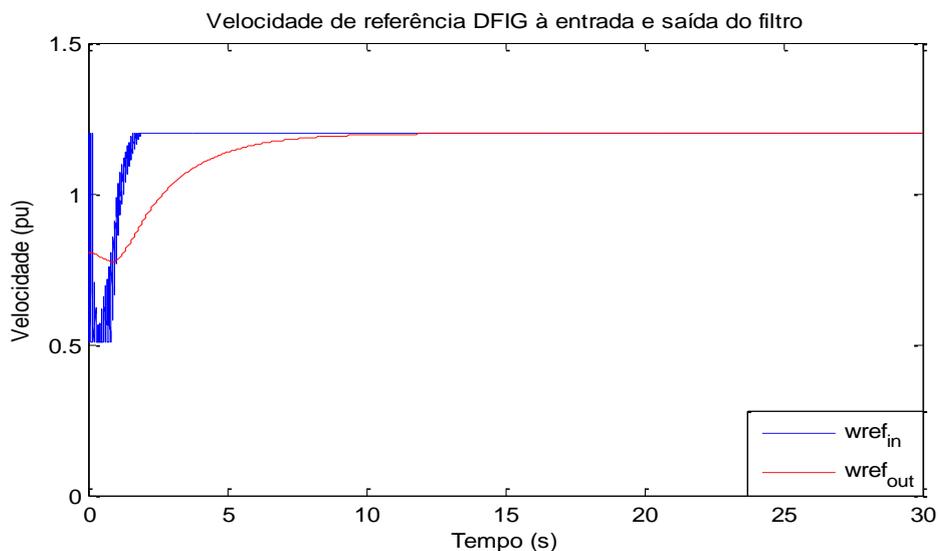


Figura IV-13. Velocidade de referência do DFIG à entrada e saída do filtro.

Os câmbios bruscos na velocidade de referência implica o uso de correntes elevadas fluindo no rotor da máquina, o qual poderia estragar o conversor. Graças a limitadores de corrente nos PI, com ganhos k_p e k_i adequados, e com o uso deste filtro, o sistema de controle do CLM garante que o conversor não ultrapasse potências acima de 30% da potência nominal da máquina.

O comportamento das correntes do rotor i_{dr} e i_{qr} são apresentadas na Figura IV-14, e a potência ativa e reativa são apresentadas na Figura IV-15. Em relação à potência reativa, segundo a Figura IV-15 observa-se que esta potência fica entorno de 0 VAR, o qual foi projetado no sistema de controle do lado da máquina com a escolha da potência reativa de referência igual a zero. Já a potência ativa alcança seu valor nominal de 1,5 MW o qual garante o funcionamento eficaz do sistema de controle e do MPPT.

O estado transitório da corrente i_q do rotor, pode ser explicado a partir da equação (4.1) e da Figura IV-12, pois a variação da velocidade de referência se vê refletida na corrente de referência de quadratura do rotor (i_{qr_ref}). O tempo que demora a velocidade de referência em chegar a um estado estável está relacionado principalmente à inércia do sistema e por esta razão o transitório da corrente i_q do rotor se comporta desta forma. Em relação à potência ativa gerada, esta é definida a partir da equação (3.53) cujo comportamento está diretamente relacionado com a corrente de quadratura do rotor, desta forma o transitório da potência tem um comportamento similar à i_q .

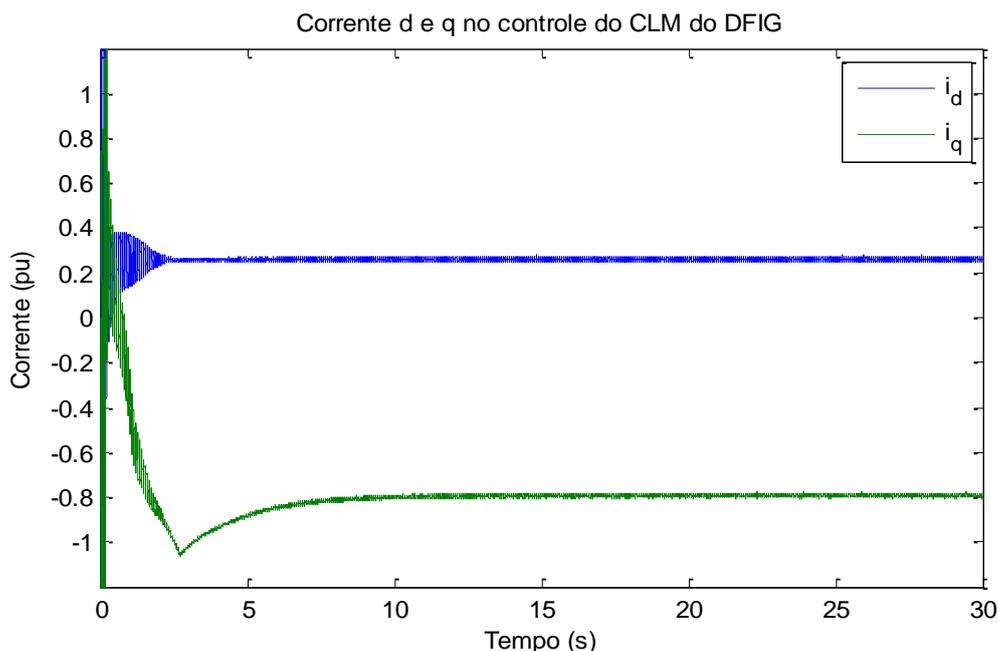


Figura IV-14. Corrente d e q no controle do CLM do DFIG (vento = 11m/s).

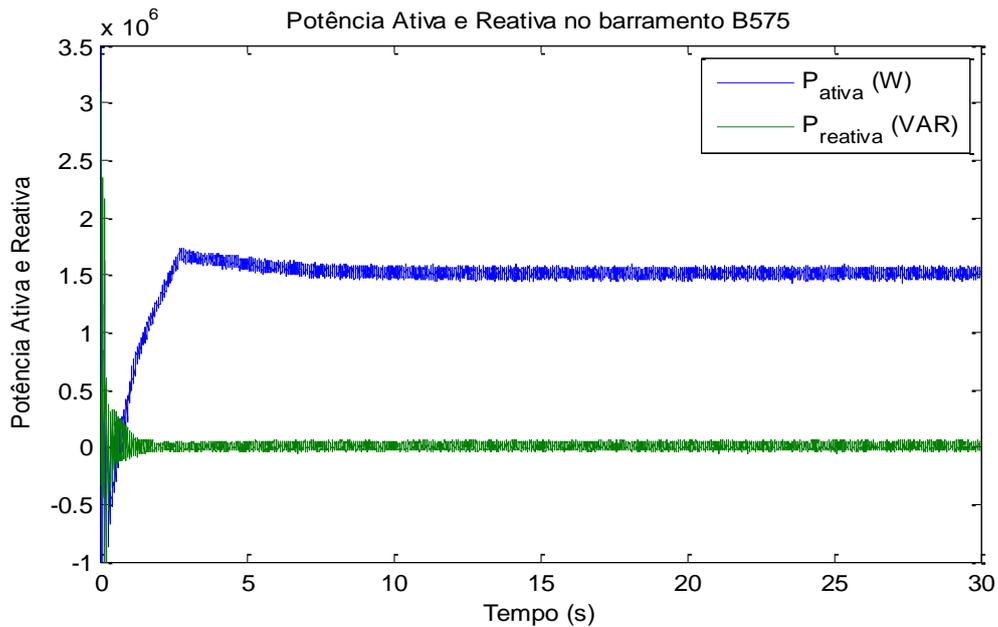


Figura IV-15. Potência Ativa e Reativa fornecida pelo DFIG (vento = 11m/s) no PCC.

A última parte interessante a analisar em esta situação, é o fluxo de potência dentro do sistema em relação à velocidade da máquina. A Figura IV-16 apresenta a relação entre a velocidade da máquina, a velocidade do referencial do fluxo do estator e do escorregamento.

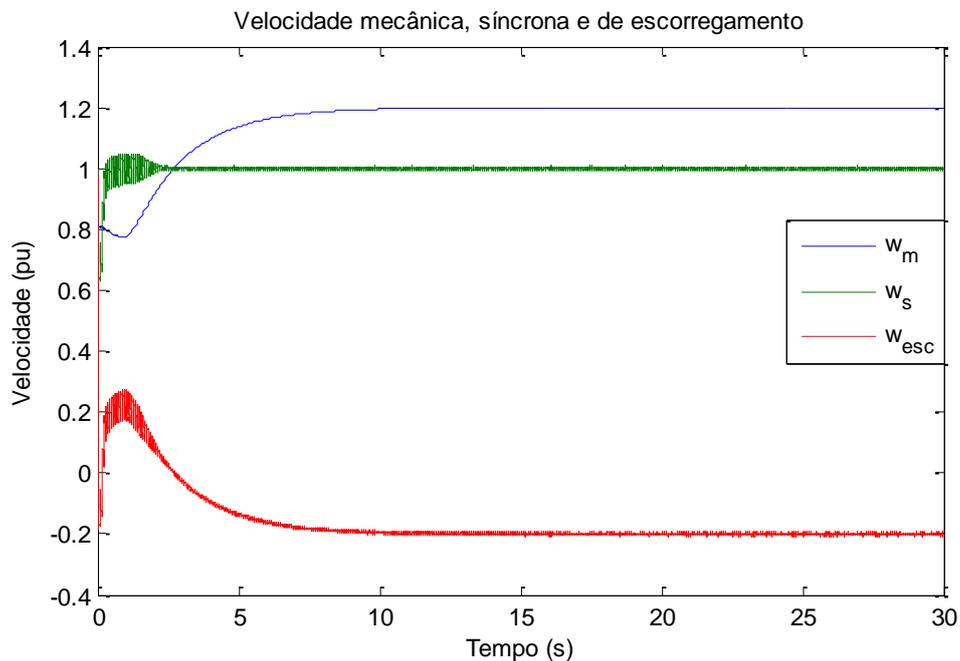


Figura IV-16. Velocidade mecânica, síncrona e de escorregamento do DFIG com vento nominal.

A partir deste gráfico é possível observar que o gerador foi ajustado para operar em regime supersíncrono para a velocidade de vento nominal de 11m/s, o que representa fluxo de potência do rotor para a rede ou fluxo de correntes positivas. Isto pode ser

observado na Figura IV-17, onde se localizou medidores de corrente no elo DC com o objetivo de ver a direção da corrente.

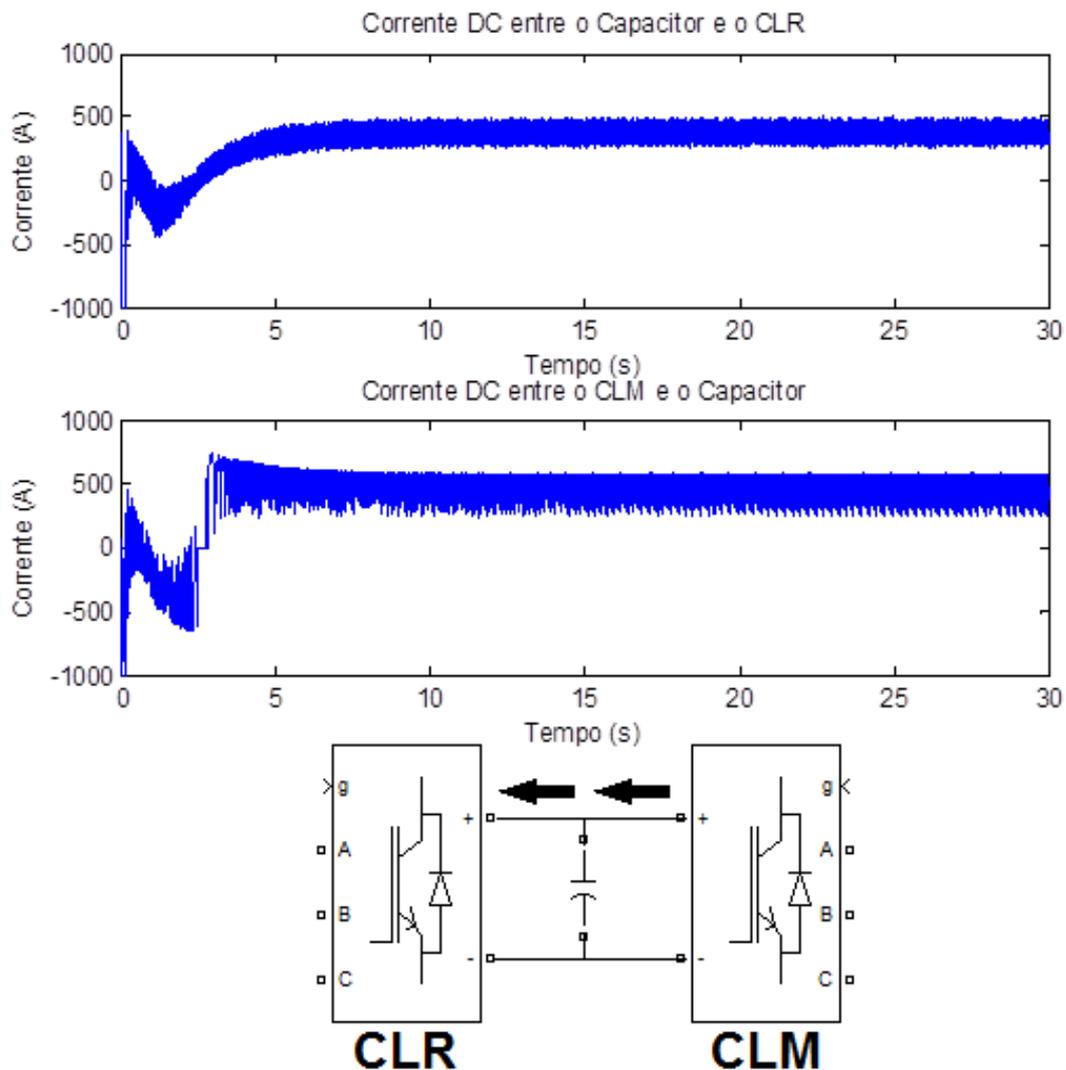


Figura IV-17. Fluxo de correntes no elo DC em operação supersíncrona.

Já as Potências fornecida pelo estator e pelo rotor são observadas na Figura IV-18, a partir da qual se comprova que a potência do rotor P_r não ultrapassa o limite máximo de 30% da potência nominal da máquina. A soma da potência do estator e do rotor é igual à potência medida no PCC de 1,5 MW. Estes sinais de potência foram submetidos a um filtro passa baixas para eliminar os harmônicos devidos ao chaveamento dos conversores com fins ilustrativos.

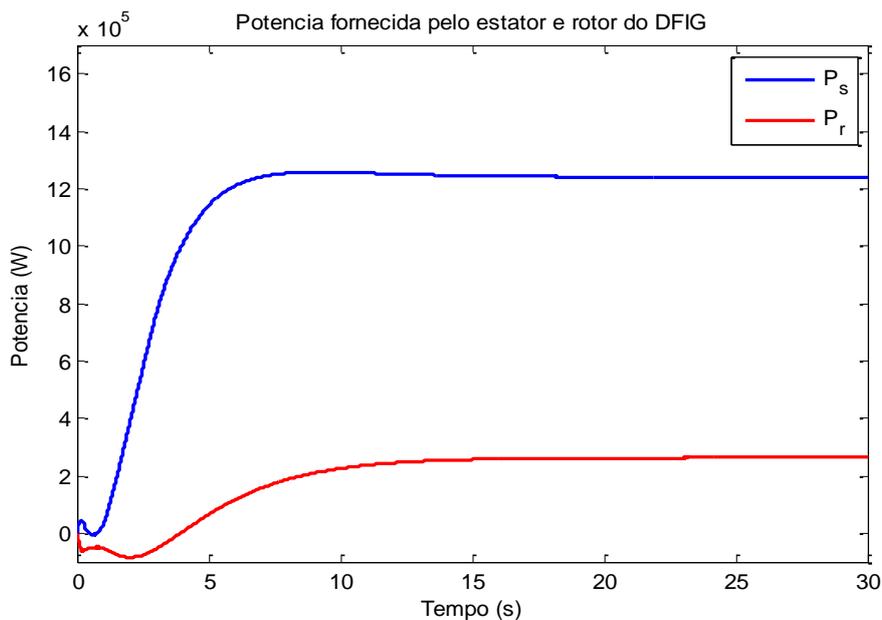


Figura IV-18. Potência fornecida pelo rotor e pelo estator do DFIG com velocidade de vento nominal.

4.1.1.2. Ensaio do sistema com velocidade do vento tipo rampa menor e igual à nominal

Para esta simulação, com o objetivo de analisar o comportamento do sistema eólico em regime subsíncrono, síncrono e supersíncrono, é aplicada à turbina eólica uma velocidade do vento que começa em 7m/s e que no instante de tempo de 15s ativa uma sinal tipo rampa com inclinação de $4/7 \text{ m/s}^2$ até alcançar 11m/s, como apresenta a Figura IV-19.

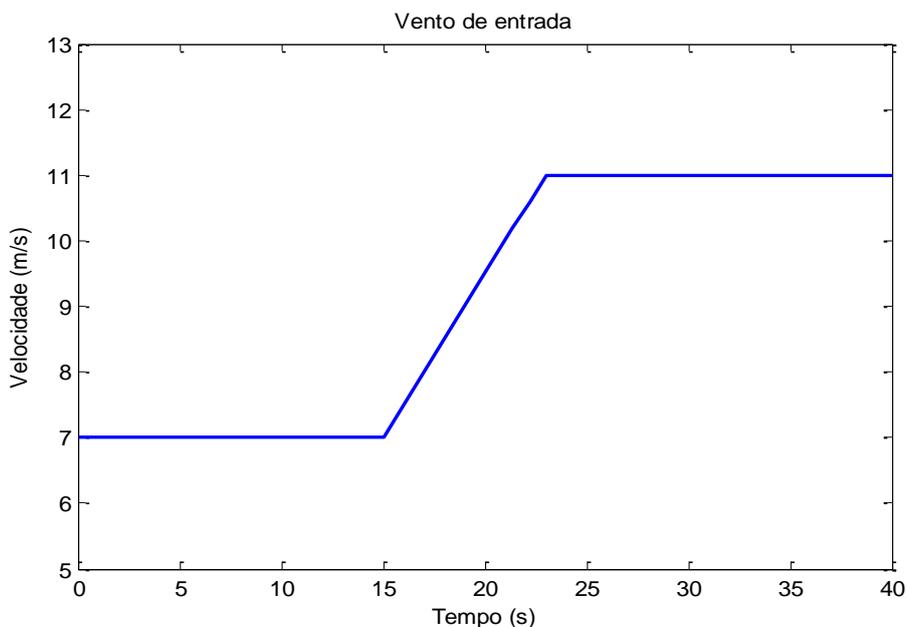


Figura IV-19. Velocidade de vento de entrada à turbina eólica.

O comportamento da velocidade da máquina (w_m), da velocidade síncrona e de escorregamento frente a estas mudanças de velocidade do vento é apresentada na Figura IV-20. Segundo este gráfico é possível observar os diferentes tipos de operação do gerador, onde para a velocidade de vento inicial de 7m/s, o gerador opera em regime subsíncrono ($w < 1pu$). Se a velocidade do rotor gira progressivamente mais e mais rápido no modo subsíncrono, a frequência nos terminais de saída do rotor da corrente e tensão diminuem até o rotor alcançar a velocidade síncrona.

A Figura IV-21 e a Figura IV-22 apresentam a corrente nos terminais do rotor para observar o comportamento da mudança da frequência. Como pode ser observado na Figura IV-22, na velocidade síncrona a frequência do rotor é zero. Se o rotor acelera acima da velocidade síncrona, a frequência do rotor aumenta de novo, mas com sequência de fase oposta ao modo subsíncrono. Onde a frequência da tensão ou da corrente do rotor (f_r) é definida por $f_r = s f_s$ (f_s = frequência síncrona).

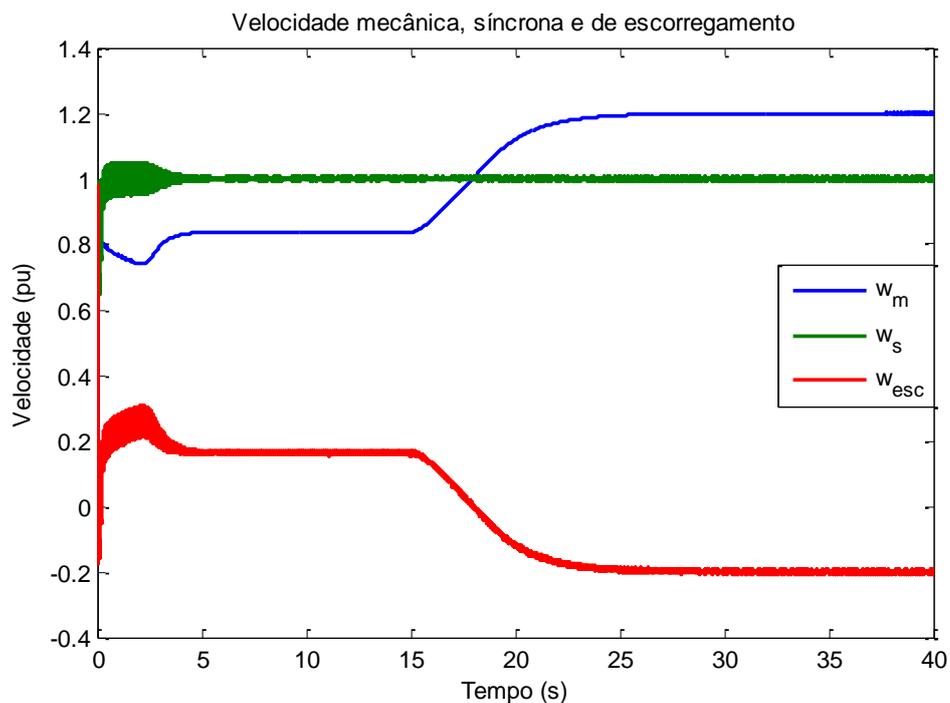


Figura IV-20 Velocidade da máquina, síncrona e de escorregamento para mudança da velocidade de vento de 7-11m/s.

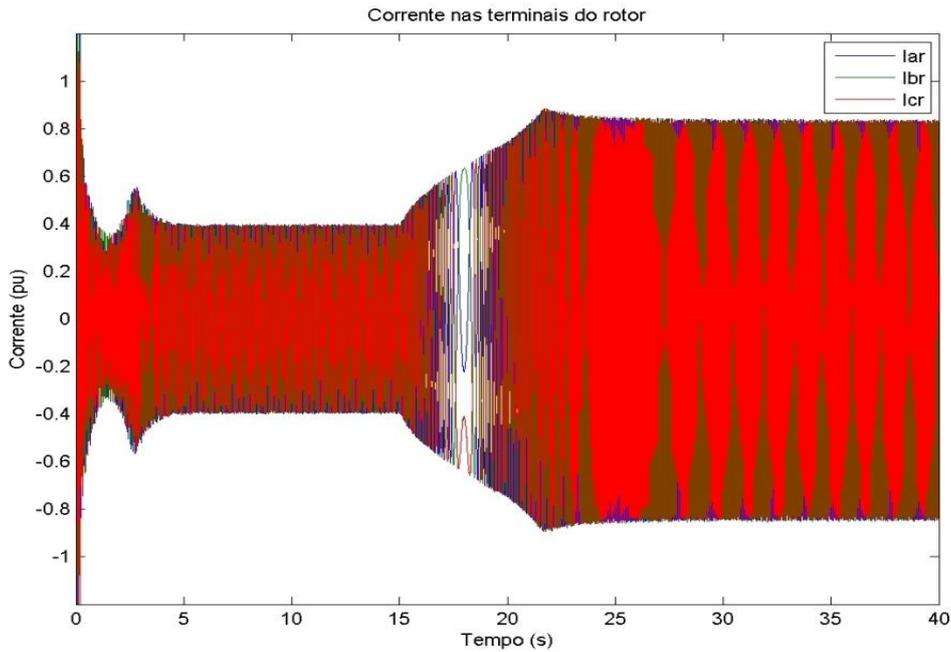


Figura IV-21. Corrente nos terminais do rotor para mudança da velocidade de vento de 7-11m/s.

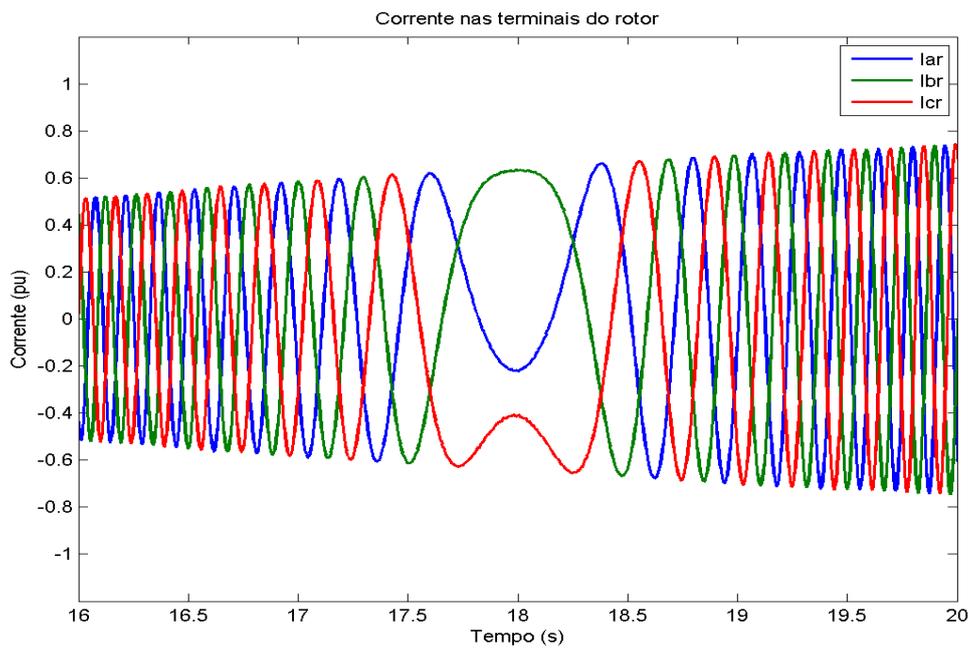


Figura IV-22. Zoom da corrente nos terminais do rotor.

Em relação à quantidade de potência mecânica aproveitada do vento, o coeficiente de potência C_p apresentado na Figura IV-23, tem uma pequena queda do valor ótimo de 0,5 quando a velocidade do vento é 7m/s, pois a curva de rastreamento de potência representada pelo polinômio da equação (4.2) não é precisa para valores de velocidade baixo. No entanto, fica próxima do valor ótimo e não representa uma quantidade de potência significativa.

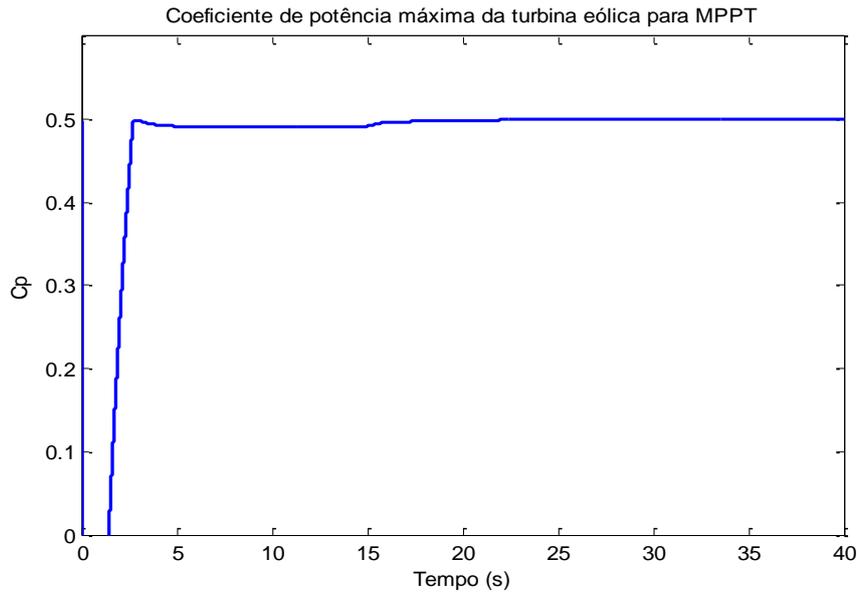


Figura IV-23. Coeficiente de potência para MPPT com velocidades de vento menor da nominal.

O ângulo de passo apresentado na Figura IV-24 é zero, pois a velocidade do vento não ultrapassa a velocidade nominal e a potência elétrica convertida em mecânica não é maior a 1pu. O ângulo de passo no início é de 27° já que a velocidade inicial da máquina é zero, influenciando ao coeficiente de potência.

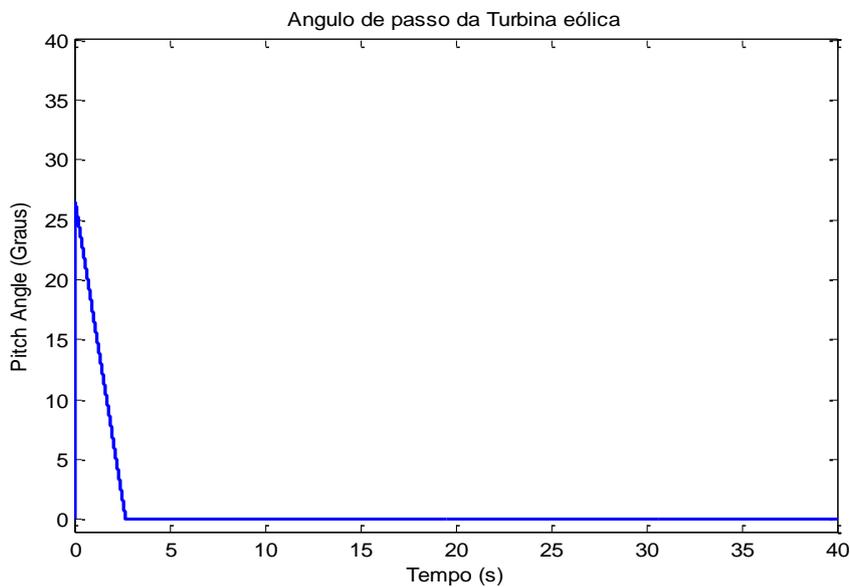


Figura IV-24. Ângulo de passo da turbina eólica para MPPT com velocidades de vento menor da nominal.

Em relação ao controle do CLR, não se encontra perda de sincronismo da tensão da rede frente às mudanças da velocidade do vento que causam mudanças nas correntes do PCC, como se apresenta nas Figura IV-25 e Figura IV-26, o qual, representa funcionamento eficiente e rápido do PLL para estar em sincronismo com a tensão e um bom funcionamento do método de controle.

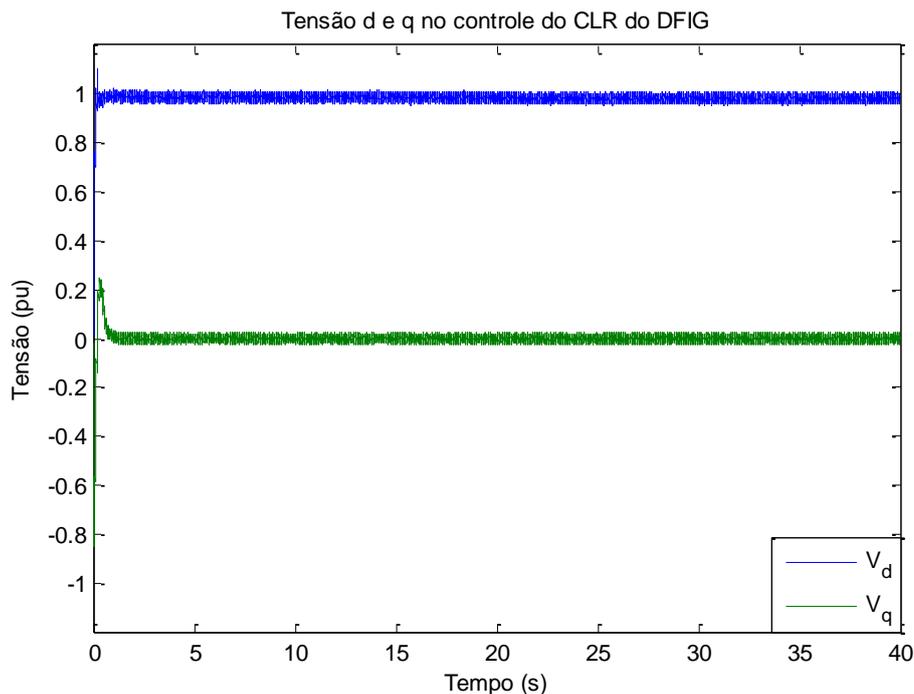


Figura IV-25. Tensão d e q no controle do CLR do DFIG frente a mudanças de velocidade do vento.

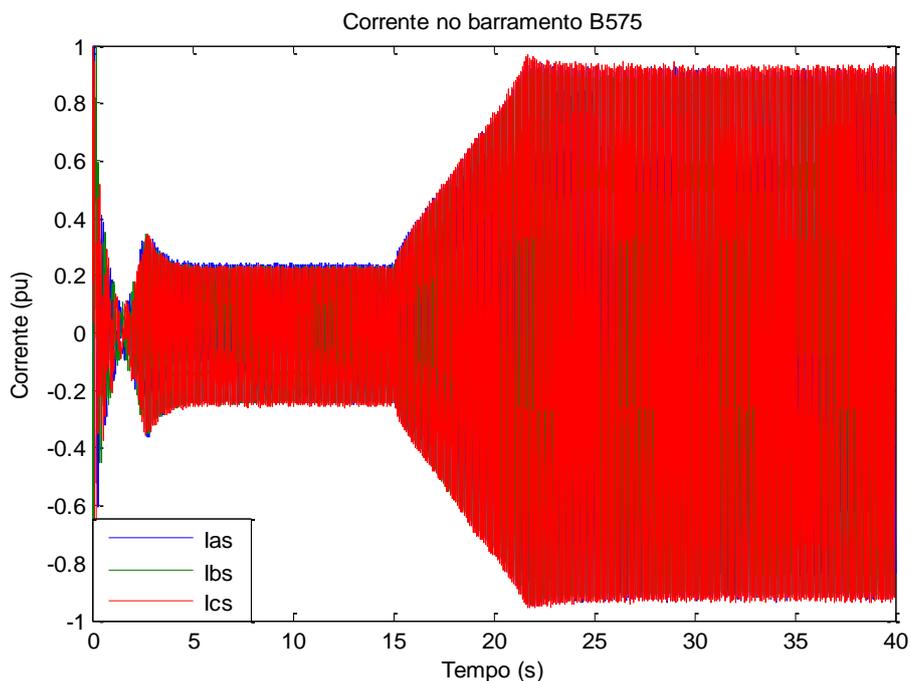


Figura IV-26. Comportamento da corrente no PCC frente a mudanças da velocidade do vento menores da nominal.

Já a tensão do elo DC para estas mudanças de velocidade, permanece no seu valor nominal com uma variação pequena de algumas unidades de volts como se observa na Figura IV-27. O comportamento das correntes do lado do CLM são apresentadas na Figura IV-28, onde a corrente i_q é igual à corrente de referência i_{qref} a qual é zero

garantindo o fator de potência unitário, e a corrente i_d aumenta à medida que a velocidade do vento aumenta com o objetivo de manter a tensão do elo DC constante.

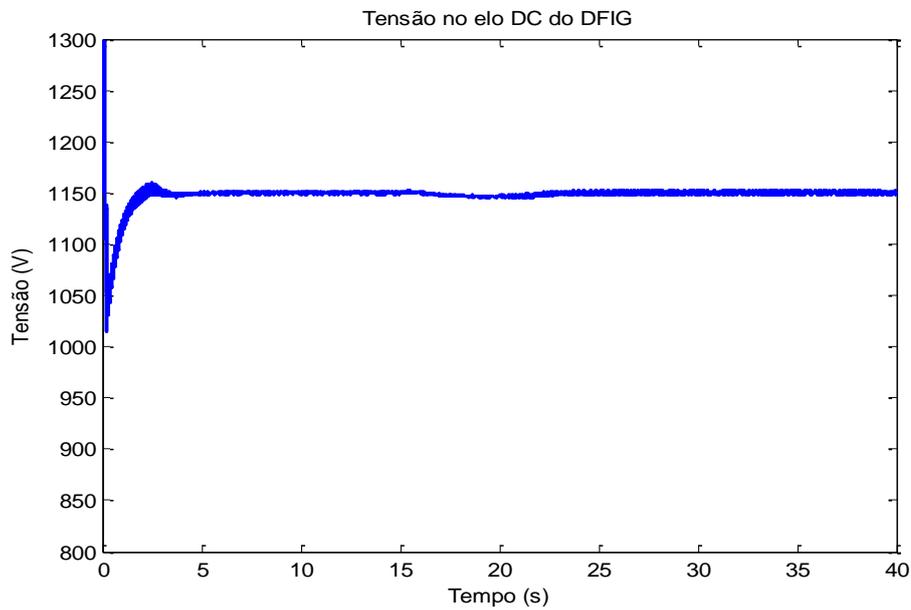


Figura IV-27. Tensão do elo DC frente a mudanças na velocidade do vento.

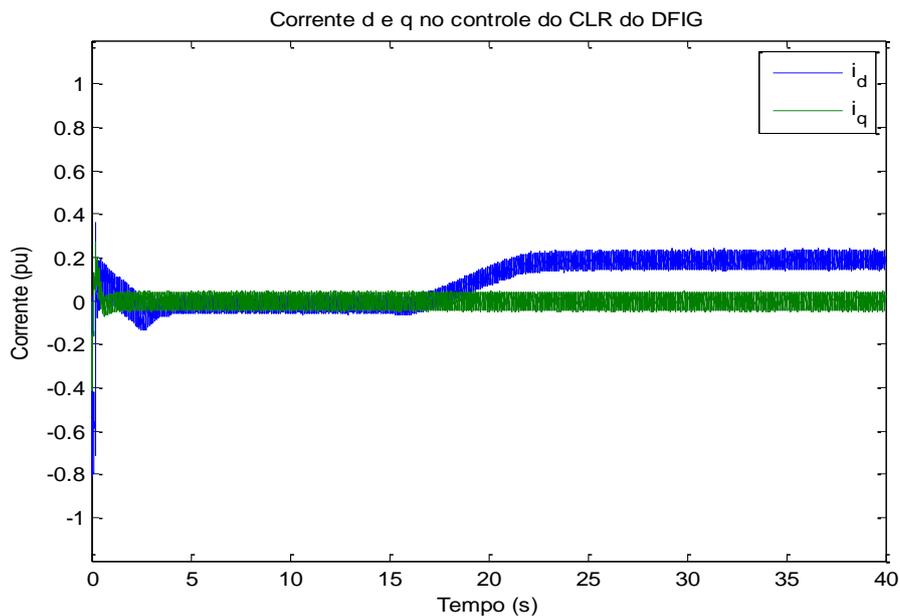


Figura IV-28. Comportamento das correntes i_d e i_q no lado do CLR frente a mudanças na velocidade do vento.

Em relação ao controle do CLM, as mudanças na velocidade do vento representam mudanças diretamente proporcionais da corrente de quadratura do rotor i_{qr} , como se apresenta na Figura IV-29. É importante destacar que somente a corrente i_{qr} varia com a mudança de velocidade, o que comprova o controle desacoplado entre a potência ativa e reativa da máquina. O valor de i_d permanece constante já que a

potência reativa de referência é zero. A potência ativa e reativa da máquina medida no PCC é apresentada na Figura IV-30.

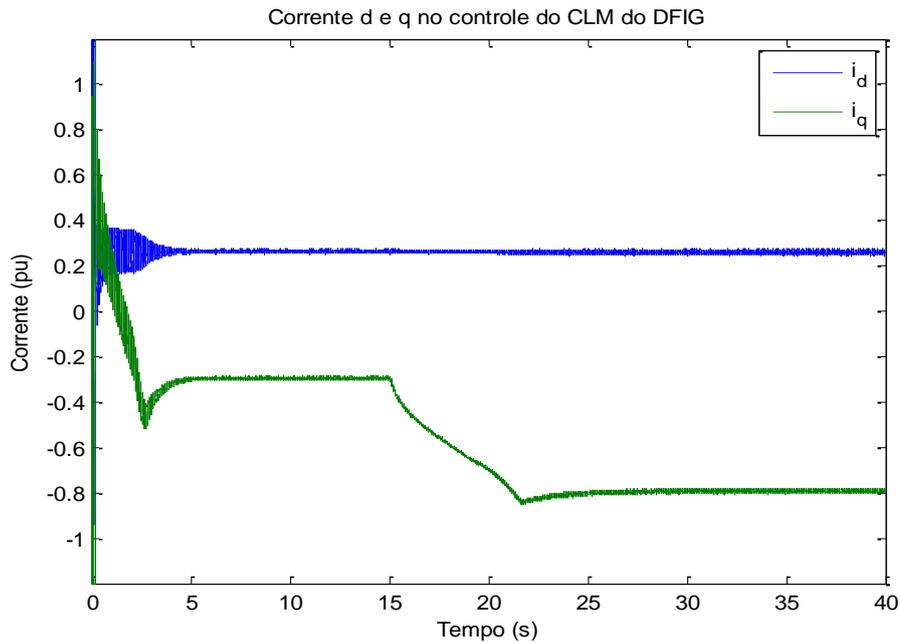


Figura IV-29. Corrente i_{dr} e i_{qr} no controle do CLM do DFIG para mudanças na velocidade do vento.

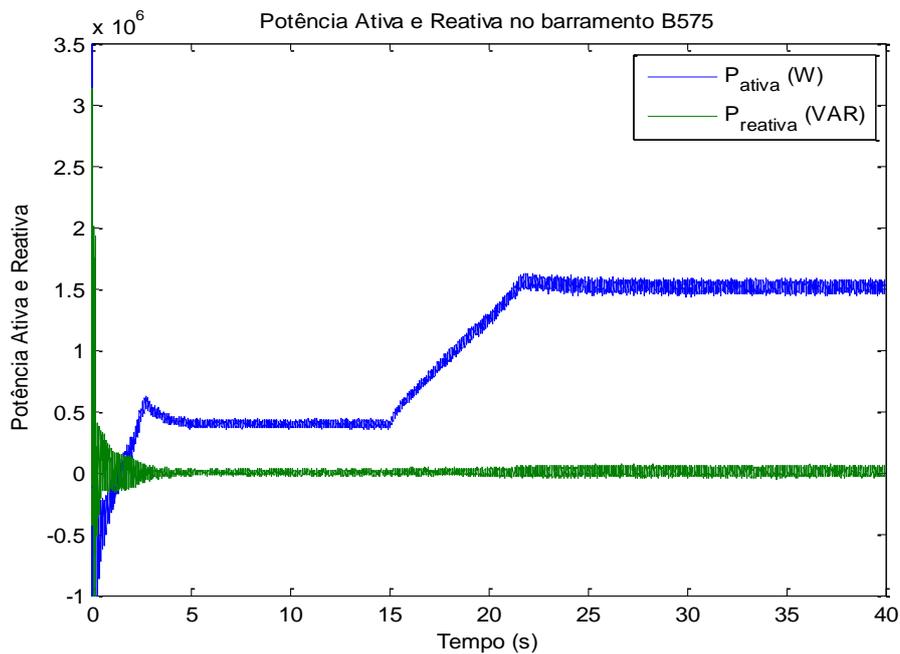


Figura IV-30. Potência ativa e reativa medida no PCC frente à mudança na velocidade do vento.

Finalmente cabe analisar o comportamento do fluxo de potência ativa fornecida ou absorvida pelo rotor e pelo estator da máquina. Segundo a Figura IV-31, para a velocidade subsíncrona, a orientação do fluxo de potência do rotor do gerador (P_r) é do conversor para o rotor, ou seja, o gerador absorve potência no lado do rotor. Uma vez que a velocidade da máquina supera a velocidade síncrona, a orientação do fluxo

de potência do rotor é do rotor para o conversor, ou seja, o gerador fornece potência no lado do rotor. A potência total no PCC continua sendo a soma da potência do estator e do rotor, a qual garante máximo aproveitamento de potência. A medição da corrente no elo DC como no caso anterior (vento nominal) comprova a orientação do fluxo de potência, a qual é observada na Figura IV-32. São obtidas correntes negativas na velocidade subsíncrona o que representa absorção de potência e correntes positivas na velocidade supersíncrona o que representa fornecimento de potência.

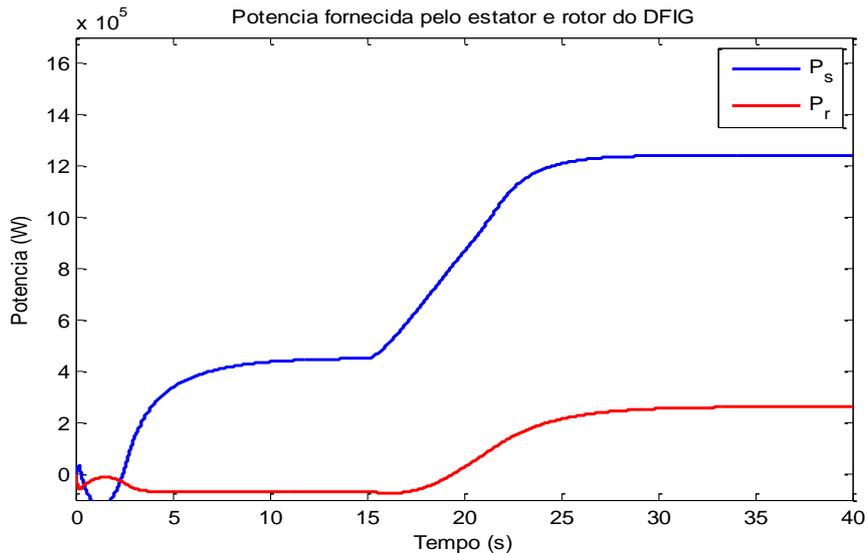


Figura IV-31. Potência ativa medida no estator e no rotor do gerador frente à mudança na velocidade do vento.

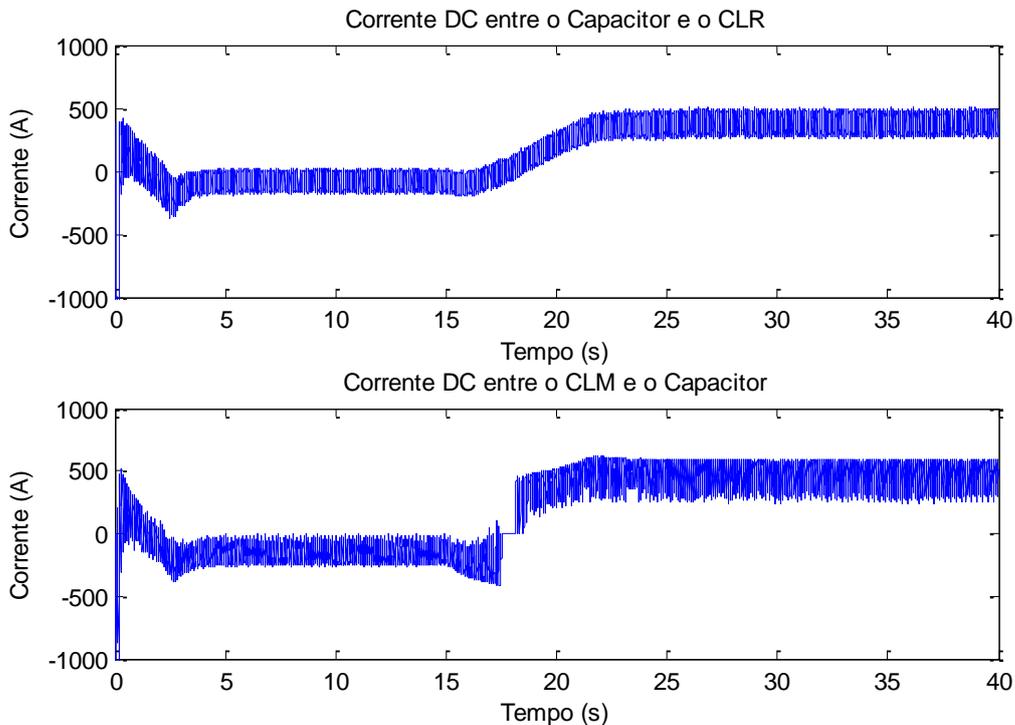


Figura IV-32. Orientação da corrente no elo DC frente à mudança na velocidade do vento.

4.1.1.3. Ensaio do sistema com velocidade do vento tipo rampa maior à nominal

Neste caso é analisado o comportamento do sistema para velocidades de vento acima da velocidade nominal de 11m/s como a apresentada na Figura IV-33. Já que a potência nominal da máquina é projetada para operar na velocidade de 11m/s, as velocidades de vento acima desta velocidade devem ser controladas para limitar a potência de saída do gerador no valor nominal. O sistema de controle principal que se encarrega desta limitação de potência é o controle por ângulo de passo, o qual aumenta seu ângulo dependendo do aumento da velocidade do vento, como se observa na Figura IV-34. O ângulo aumenta no instante de tempo em que a velocidade do vento ultrapassa sua velocidade nominal.

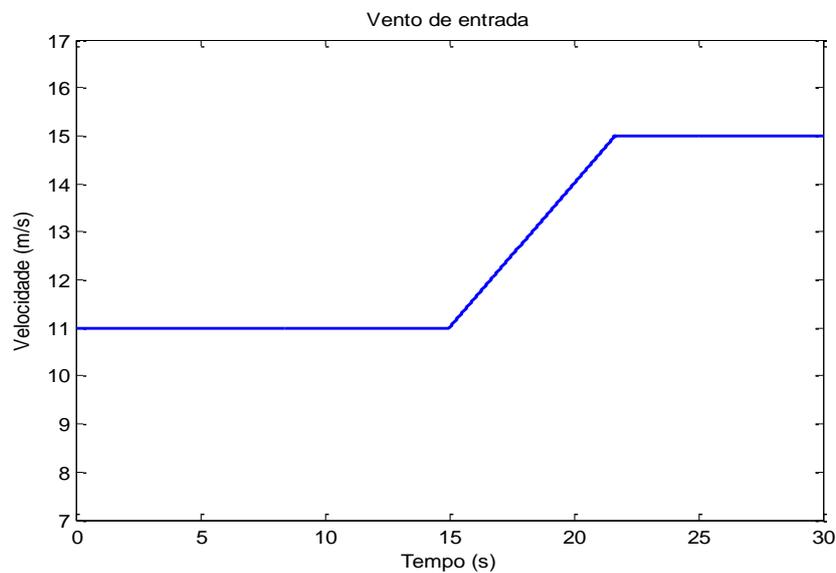


Figura IV-33. Velocidade de vento de entrada à turbina eólica com mudança de vento maior da nominal.

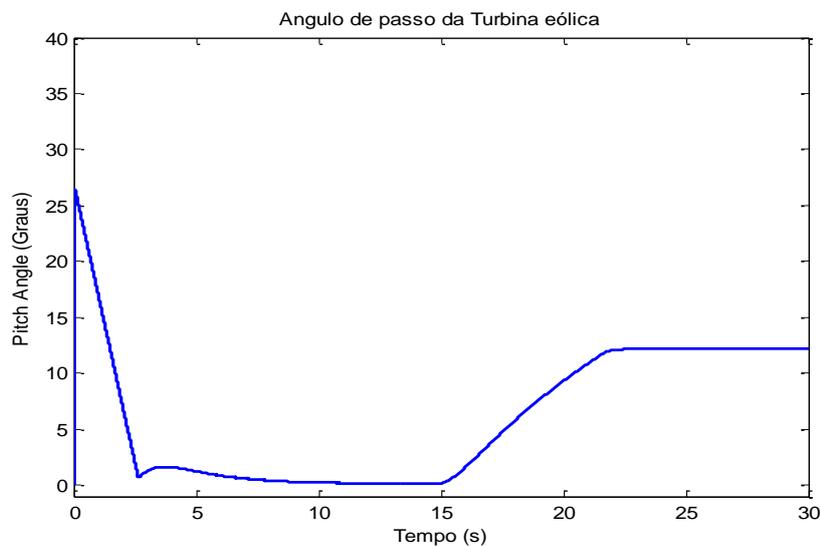


Figura IV-34. Comportamento do ângulo de passo da turbina eólica com mudança de vento maior da nominal.

Este aumento do ângulo de passo influencia no valor do coeficiente de potência C_p , o qual deixa de ser máximo e diminui em relação ao aumento do ângulo como apresenta a Figura IV-35. Este método de controle limita de forma direta o torque mecânico aplicado ao eixo do rotor da máquina e também a potência elétrica do sistema como se observa na Figura IV-36.

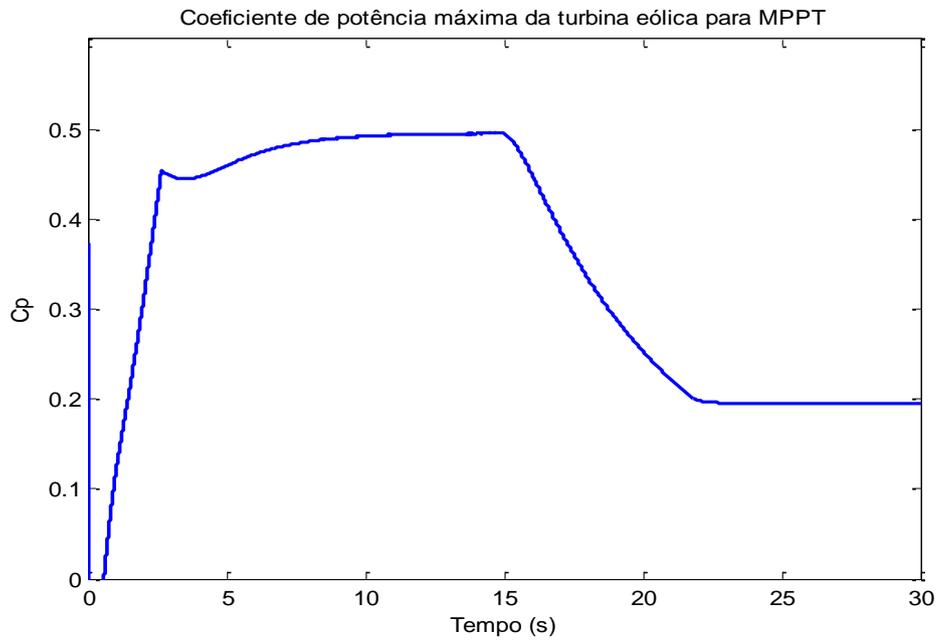


Figura IV-35. Comportamento do coeficiente de potência C_p com mudança de vento maior da nominal.

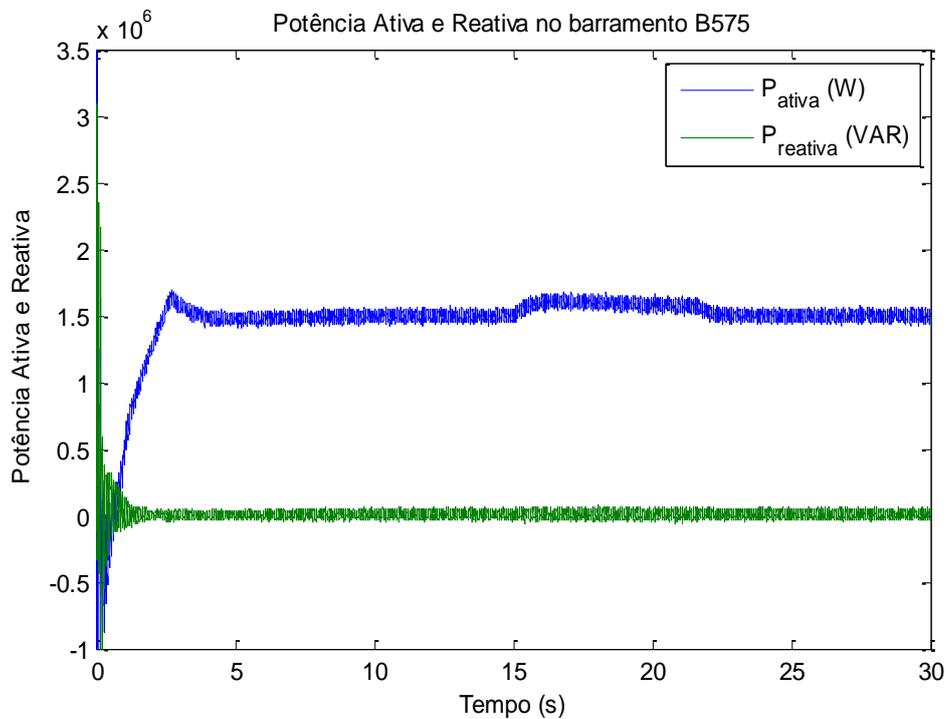


Figura IV-36. Potência ativa e reativa no PCC para mudança de vento maior da nominal.

No momento em que a velocidade do vento aumenta, o ângulo de passo demora em limitar a potência no valor nominal, causando uma elevação máxima de 15% da potência nominal.

Em relação ao controle do CLM e do CLR, este se comporta da mesma forma que o analisado no sistema com entrada de velocidade do vento nominal. Onde as variáveis a controlar como velocidade, tensão no elo DC, correntes e tensões no rotor e estator, etc. não apresentam uma mudança significativa que as diferencie da operação nominal.

4.1.2. Ensaio do sistema eólico a entradas de velocidade de vento variável

A análise do comportamento do sistema eólico frente a um comportamento de velocidade do vento similar ao real torna-se interessante, pois permite analisar a eficiência dos sistemas de controle propostos frente a mudanças rápidas do sistema. O circuito que simula o comportamento do vento em condições parecidas a valores reais segundo o estudado no capítulo 2, é apresentado na Figura IV-37.

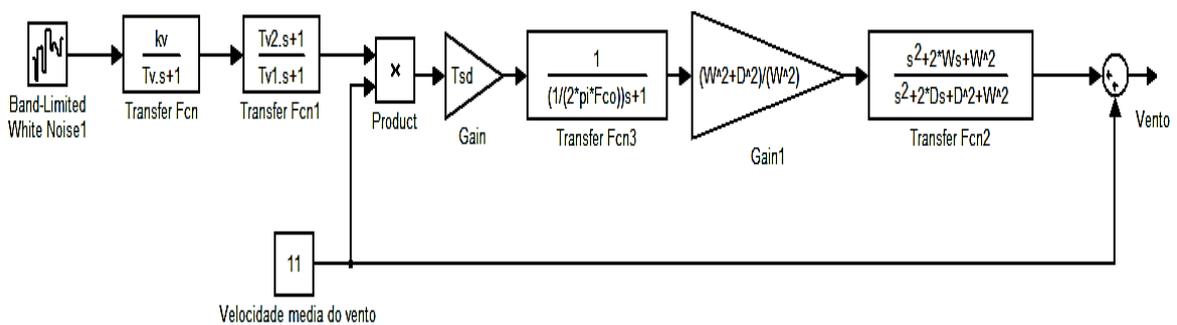


Figura IV-37. Sistema de simulação de vento real com velocidade média de 11m/s.

A velocidade média neste sistema representa à velocidade que é tomada como referência para que velocidades variáveis sejam criadas entorno desta. Fazendo uso da velocidade média é possível simular valores de velocidade quase reais do tipo baixas, médias e altas. Com o objetivo de simular todas estas velocidades, a simulação é separada em três partes (velocidade baixa, média e alta), pois o simulador desta forma não acumula tanta informação.

As velocidades médias escolhidas são 7m/s, 10m/s e 12m/s, cujo comportamento para diferentes padrões de vento se apresenta na Figura IV-38.

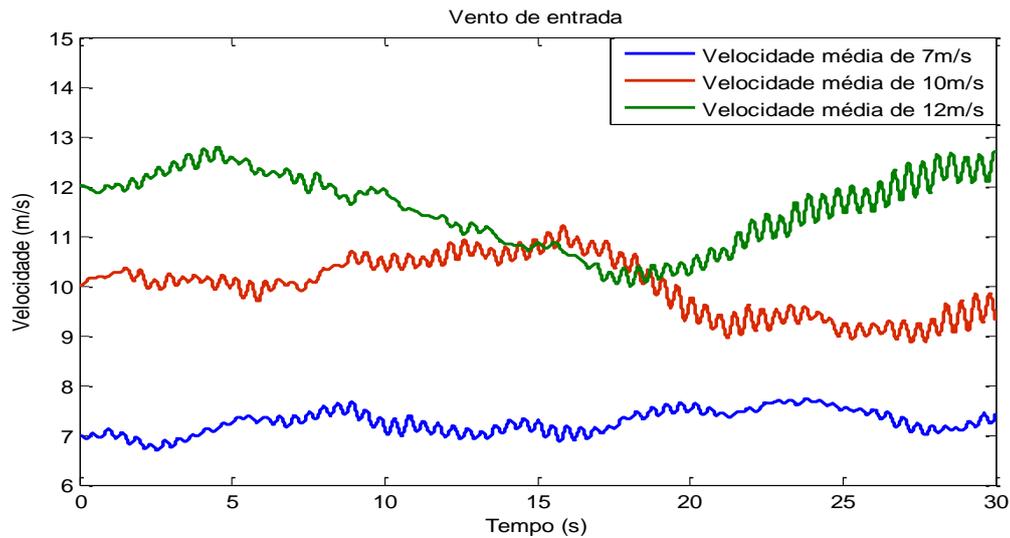


Figura IV-38. Simulação de velocidade de vento baixa, média e alta à entrada da turbina eólica.

Considerando o parâmetro de “tempo de demora da turbina” do caso anterior (relacionado com a constante de tempo do filtro passa baixas ligado à saída da velocidade de referência do controle de velocidade, o qual representa o tempo de demora que uma mudança de vento se vê refletido na mudança da velocidade da máquina), este filtro também é imposto na saída de torque da turbina para cumprir com o mesmo objetivo. Apesar de que em condições reais o tempo de demora da influência é 10s, por motivos de tempo de simulação é tomado de 2s. Os resultados da potência ativa e reativa causadas por estas variações de velocidade baixas, médias e altas, são apresentadas na Figura IV-39.

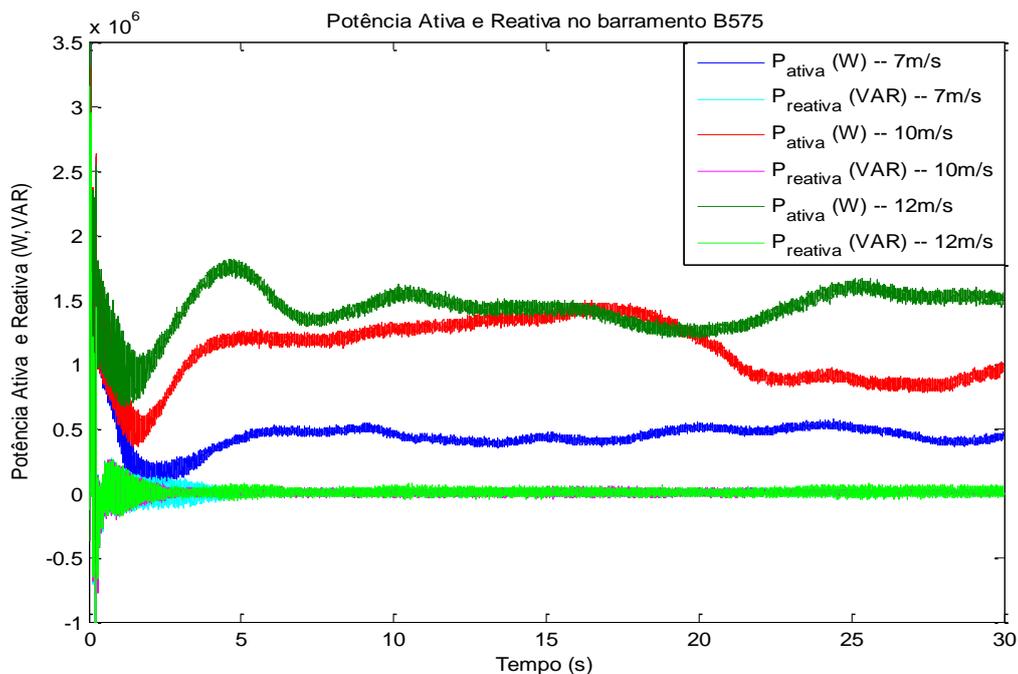


Figura IV-39. Potência ativa e reativa frente a velocidades de vento com média de vento 7m/s, 10m/s e 12m/s.

A partir destes gráficos é possível concluir que as variações de alta frequência da velocidade do vento, não influenciam muito nas variações da potência gerada, da mesma forma que para variações de vento acima da velocidade nominal. Já as variações de frequência menor com altas amplitudes, como no caso da velocidade do vento média, ou como da mudança da velocidade de baixa a média e alta, causam mudanças de potência significativas em pouco tempo, sendo a desvantagem principal deste meio de geração, pois a mudança da velocidade do vento se vê refletida diretamente na potência e não é possível planificar a potência disponível com antecipação. Em relação à eficiência do sistema de controle, esta pode ser determinada a partir das grandezas a serem controladas como tensão do elo DC, coeficiente de potência, ângulo de passo, velocidade da máquina, etc. Algumas destas grandezas são apresentadas nas Figura IV-40 - Figura IV-43.

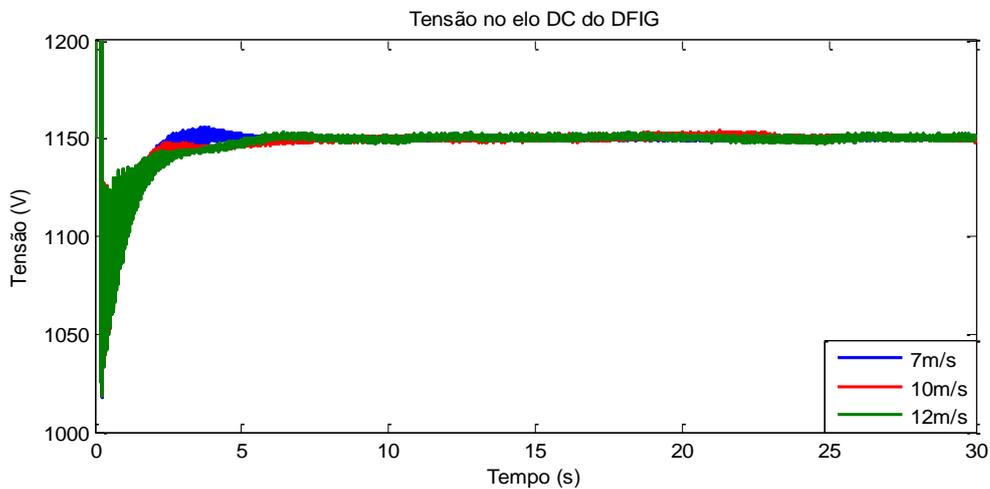


Figura IV-40. Tensão no elo DC frente a velocidades de vento com média de vento 7m/s, 10m/s e 12m/s.

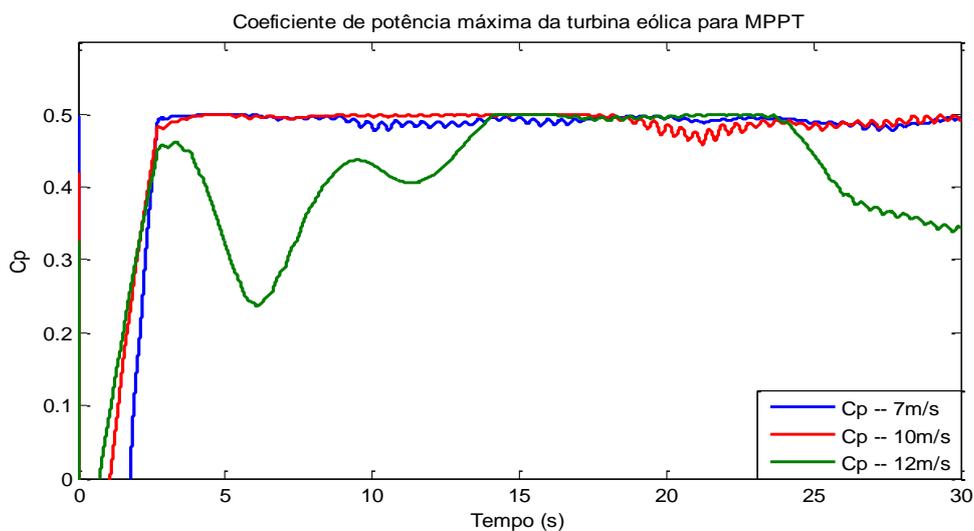


Figura IV-41. Comportamento dos coeficientes de potência máximos frente a velocidades de vento com média de vento 7m/s, 10m/s e 12m/s.

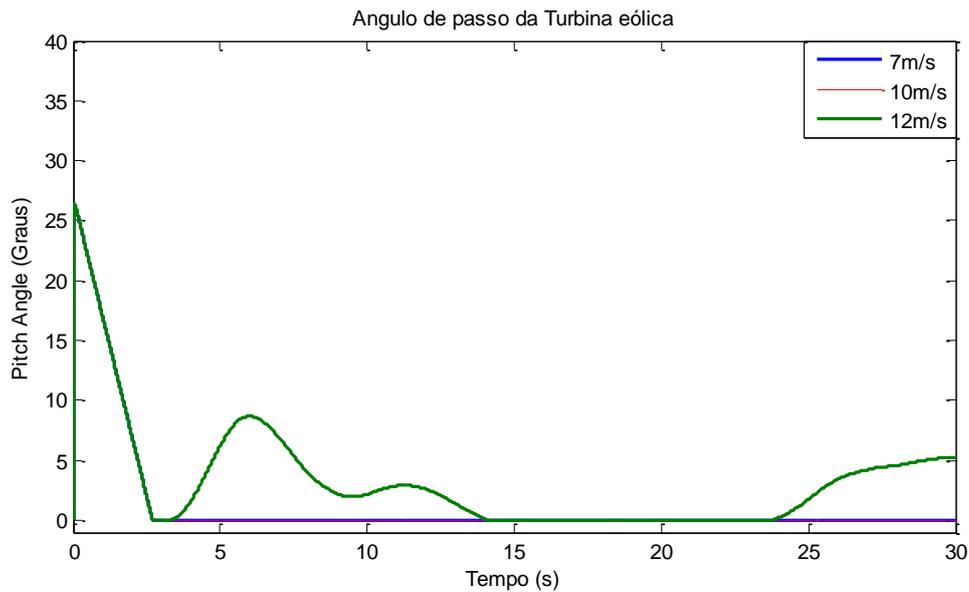


Figura IV-42. Comportamento do ângulo de passo frente a velocidades de vento com média de vento 7m/s, 10m/s e 12m/s.

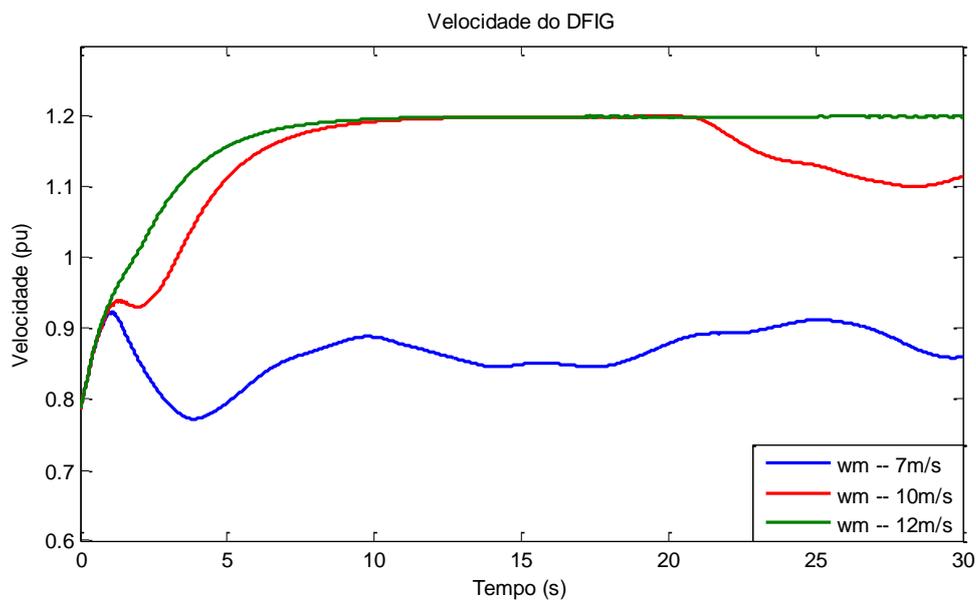


Figura IV-43. Comportamento da velocidade do gerador frente a velocidades de vento com média de vento 7m/s, 10m/s e 12m/s.

Como nos resultados obtidos nas análises de velocidade constante, a tensão no elo DC frente a variações de vento permanece constante, só um aumento insignificante acontece no caso de velocidades acima da velocidade nominal (12m/s) o qual não influencia no funcionamento do sistema.

O coeficiente de potência para os casos de velocidade média de 7m/s e 10m/s, fica muito próximo de seu valor ótimo de 0,5 já que não tem uma ultrapassagem da velocidade de vento nominal significativa, garantindo o MPPT com o mínimo ângulo de passo. Já para o caso em que a velocidade média é alta (12m/s), nos instantes em

que o vento ultrapassa o valor nominal, o ângulo de passo atua reduzindo o coeficiente de potência de seu valor máximo, com o objetivo de proteger o sistema e a máquina. Finalmente a velocidade do gerador sempre é limitada pelo seu valor máximo nominal, e se comporta de forma parecida com as mudanças de vento de baixa frequência.

4.2. Modelagem e Simulação do Sistema de Geração de Energia marinha

Este sistema, diferente do sistema eólico, consta de um gerador de ímã permanente de 1,5 MW, mas conserva a mesma estrutura do sistema de distribuição e da rede elétrica. A distância de 30 km da linha de transmissão utilizada no sistema eólico que liga o sistema de distribuição e o gerador à rede elétrica é uma distância razoável para localizar um sistema marinho, pois as turbinas por correntes marinhas não precisam de pás de grande raio como as das turbinas eólicas, o qual exige pouca profundidade de mar. Profundidades do mar de 30m até mais de 50m podem-se encontrar a distâncias de 30 km, como no caso de canais marinhos naturais e nestas profundidades é onde o recurso marinho apresenta as melhores características para ser aproveitado. A Figura IV-44 apresenta a estrutura do sistema de distribuição e da rede elétrica.

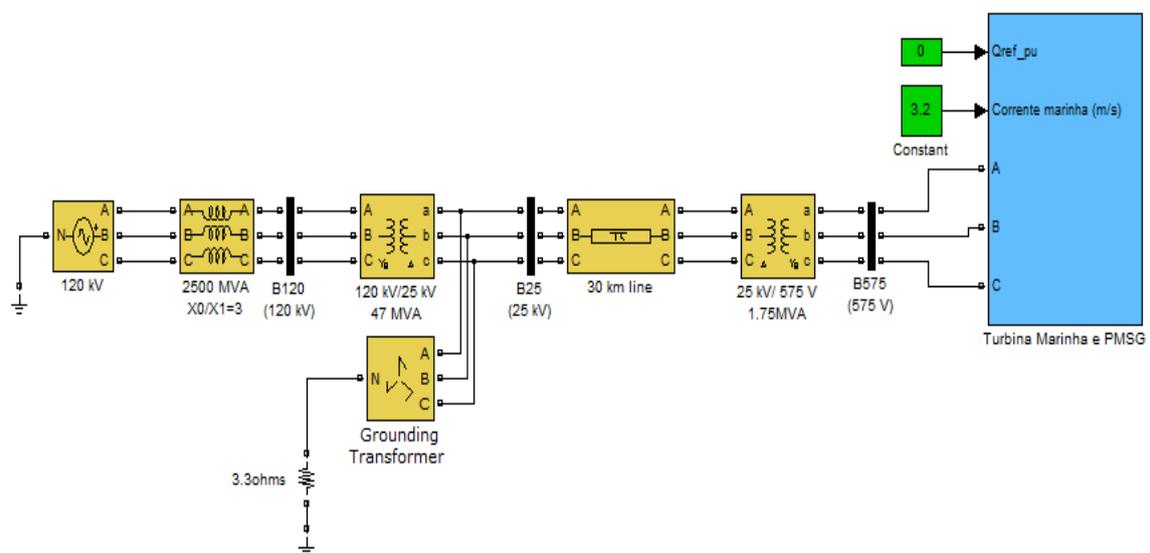


Figura IV-44. Modelo da rede elétrica e do sistema de distribuição ligado ao PMSG.

A Figura IV-45 apresenta o circuito elétrico do gerador por correntes marinhas. Este sistema é composto pelo gerador de ímã permanente (PMSG) e o conversor em configuração back-to-back de escala completa, o qual se encarrega de ligar o gerador

à rede ou PCC. Da mesma forma que no circuito do DFIG, os valores do capacitor e do filtro fórum calculados dependendo das características do sistema [56,57,58].

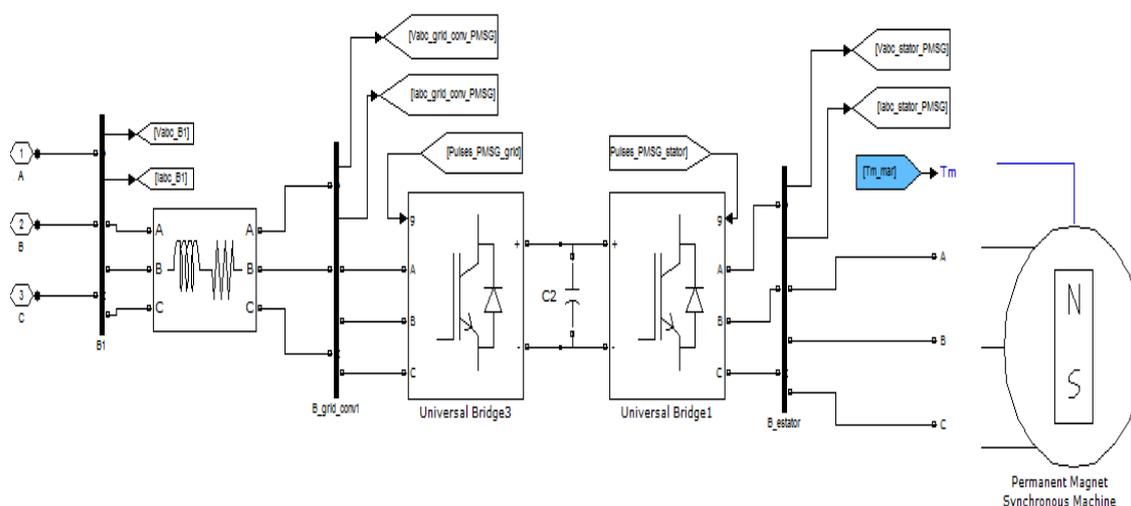


Figura IV-45. Modelo do sistema de geração de energia marinha ligado ao PCC.

Um parâmetro de projeto importante dentro das simulações do PMSG é que as velocidades das correntes marinhas não são necessariamente bidirecionais e podem mudar dependendo do ciclo marinho. Em alguns casos, como as turbinas com orientação fixa, a mudança da orientação das correntes influencia na captura de energia. Por esta razão, nas simulações somente são tidas em conta velocidades de correntes marinhas positivas (turbina com orientação fixa), já que para velocidades negativas o sistema de controle se comporta de forma diferente. As Tabelas IV.4 e IV.5 apresentam os parâmetros escolhidos para esta máquina e para o sistema de potência [59].

Tabela IV-4. Parâmetros do Gerador de Ímã Permanente.

Potência Nominal (Pnom)	1,5 MW
Tensão Nominal (Vnom_L-L)	575 V
Frequência Nominal (Fnom)	11,25 Hz
Resistência do estator (Rs)	0,73051 mΩ
Indutância da armadura	0,835 mH
Fluxo enlaçado pelos ímãs	4,696 V.s
Constante de Inércia (J)	4000 Kg.m ²
Coefficiente de atrito viscoso (B)	1,889 mN.m.s
Pares polos	30

Tabela IV-5. Parâmetros do filtro e do conversor back-to-back

Indutância de acoplamento do lado da rede (L)	0,5 mH
Resistência de acoplamento do lado da rede (R)	1,2 mΩ
Tensão Nominal do elo DC (Vdc_nom)	1150 V
Capacitor do elo DC (C)	20000 μF
Frequência do PWM do CLM	3 kHz
Frequência do PWM do CLR	3 kHz

O modelo matemático proposto para a representação do funcionamento da turbina eólica é também usado para simular a turbina marinha. No entanto, a turbina marinha apresenta outros pontos ótimos para o MPPT e parâmetros diferentes como um raio de pá menor e densidade do recurso maior (água). A curva característica da turbina marinha é apresentada na Figura IV-46, e seus parâmetros na Tabela IV.6. [38], [54].

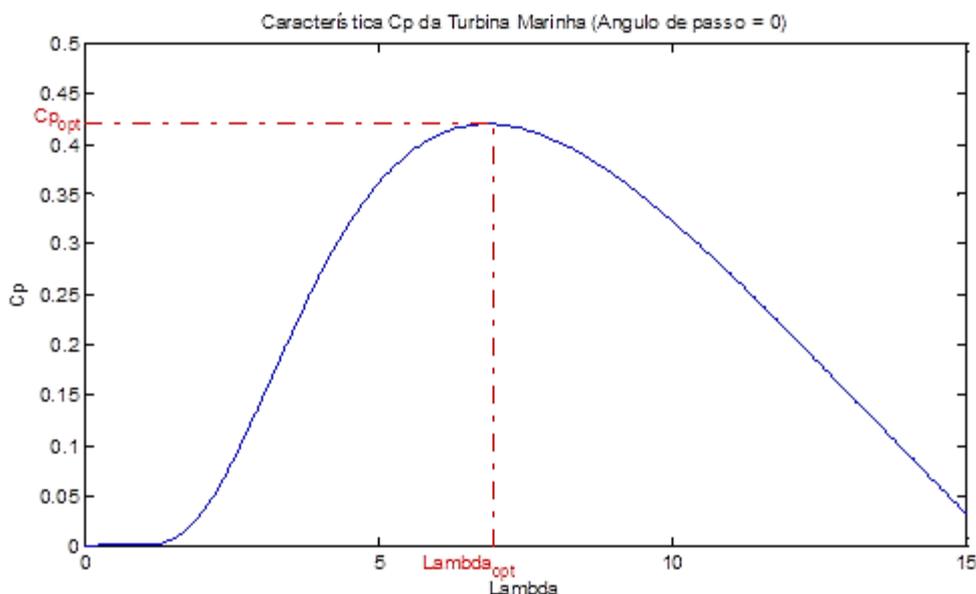


Figura IV-46. Característica do coeficiente de potência da turbina marinha.

Tabela IV-6. Parâmetros da Turbina marinha.

Saída de potência nominal mecânica	1,5 MW
Coefficiente de potência máxima Cpmax ou Cp _{opt}	0,4382
λ_{Cpmax} ou λ_{opt}	6,3255
Densidade da água do mar	1027 kg/m ³
Diâmetro da turbina marinha	16 m
[C1, C2, C3, C4, C5, C6, C7, C8]	[0.6450, 116, 0.4, 5, 21, 0.00912, 0.08, 0.035]
Ângulo de passo (β)	0°

A partir destes parâmetros e da velocidade medida da máquina, é possível obter a velocidade de referência que é usada no laço de controle de velocidade do conversor do lado da máquina, como se apresenta na Figura IV-47.

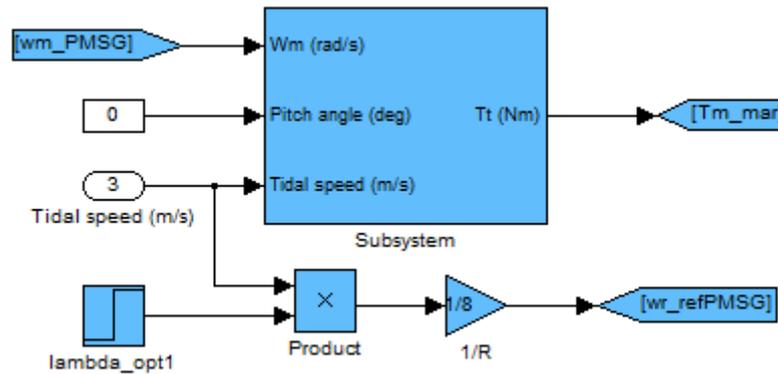


Figura IV-47. Modelo da turbina marinha e velocidade de referência da máquina.

A saída deste modelo também representa o torque mecânico exercido pela turbina sobre o eixo do rotor da máquina, e muda dependendo do coeficiente de potência C_p . Neste caso o ângulo de passo β é definido igual à zero já que para velocidades de corrente marinha acima da máxima é assimilado o controle por estol, o qual garante e limita a potência de saída máxima para não ocasionar danos à máquina e o sistema.

Os blocos que representam o controle dos conversores do lado da máquina e do lado da rede estão presentes no ANEXO IV e V. Estes blocos representam os modelos matemáticos expressos no capítulo três, e são os encarregados de gerar os sinais de referência que são comparados com a onda triangular moduladora da técnica SPWM, e assim estabelecer o chaveamento dos conversores.

4.2.1. Ensaio do sistema marinho frente a entradas de velocidade constante tipo degrau

A análise para o sistema marinho é um pouco mais simples, pois o recurso não apresenta mudanças de velocidade rápidas, isto simplifica o projeto do modelo do recurso. Sua análise é enfocada ao comportamento do sistema frente a velocidades de entrada altas e médias tipo degrau, e com subidas e descidas lentas tipo rampa. ERNST & YOUNG [60] afirmam que somente correntes marinhas com velocidade primaveral pico com média maior a 2,5 m/s são de relevância para a extração de energia, por embaixo deste nível a extração de energia é economicamente inviável, por esta razão foram escolhidas velocidades de 2,5 e 3,2 m/s para a análise constante e velocidades com subidas e descidas com pendente de 0,05 e 0,1 para a análise variável.

4.2.1.1. Ensaio do sistema marinho a uma velocidade de corrente marinha nominal de 3,2m/s

A partir da curva que representa as características mecânicas da turbina marinha (λ vs C_p) é possível determinar o valor máximo de $C_{p_{opt}}$ e λ_{opt} em que a turbina é capaz de aproveitar o máximo de potência. No entanto, chega um ponto em que se a velocidade do mar aumenta, a potência começa a cair se não há um controle de potência limite. Este ponto corresponde a uma velocidade máxima de 3,2m/s também denominada de velocidade nominal, a qual é analisada inicialmente na análise contínuo. A velocidade de referência obtida a partir da técnica de MPPT e a velocidade da máquina para a velocidade do mar nominal de entrada podem ser observadas na Figura IV-48.

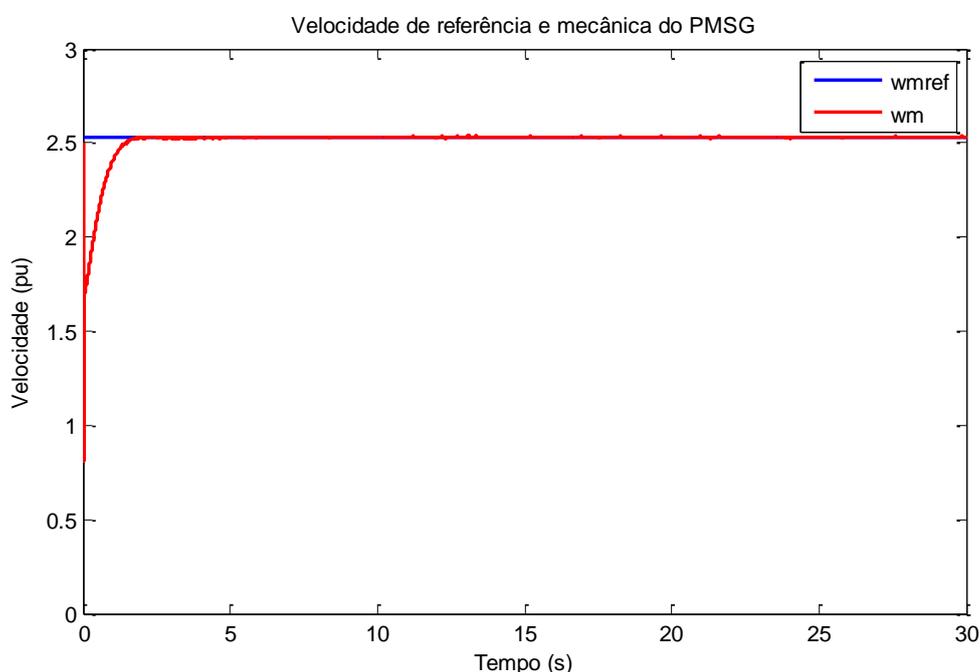


Figura IV-48. Velocidade de referência e da máquina para velocidade marinha de 3,2m/s.

Neste resultado, o primeiro aspecto a analisar está relacionado com a velocidade de referência da máquina. A velocidade de referência é obtida baseada no método MPPT de “controle da velocidade ótima” estudado no final do capítulo dois e como se apresentou na Figura IV-47, na qual é considerada a relação da velocidade de ponta ótima (λ_{opt}), a velocidade da corrente marinha e o raio da pá da turbina. Uma vez determinada esta velocidade de referência, o sistema de controle de velocidade do CLM, garante esta velocidade de forma eficiente como se observou na figura anterior.

O sistema de controle do CLM é apresentado no ANEXO IV, onde a corrente i_q é a encarregada do controle de velocidade ou do torque elétrico e a corrente i_d de garantir que a máquina aproveite o máximo torque. O comportamento destas correntes é

apresentado na Figura IV-49, onde a corrente i_d de referencia é zero da mesma forma que a do gerador para garantir o máximo torque fornecido pela máquina.

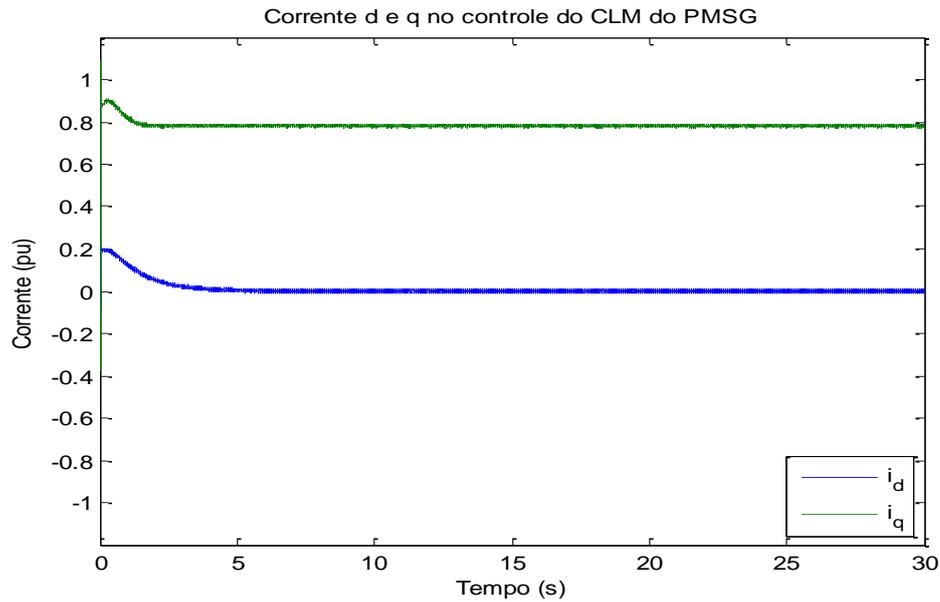


Figura IV-49. Corrente d e q no controle do CLM do PMSG (mar = 3,2 m/s).

O torque elétrico da máquina é garantido máximo fazendo que i_d seja zero, por outra parte o torque mecânico da turina marinha é garantido máximo fazendo que C_p seja o valor ótimo $C_{p_{opt}} = 0,4382$, como é apresentado na Figura IV-50, graças ao uso do método MPPT de controle de torque ótimo. A relação entre o torque mecânico e o elétrico é apresentada na Figura IV-51.

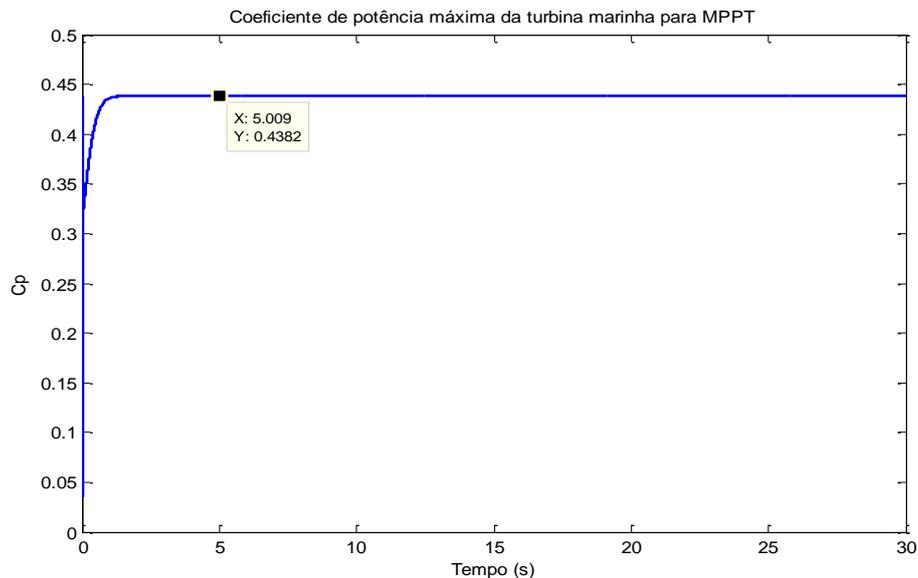


Figura IV-50. Coeficiente de potência C_p da turbina marinha (mar=3,2 m/s).

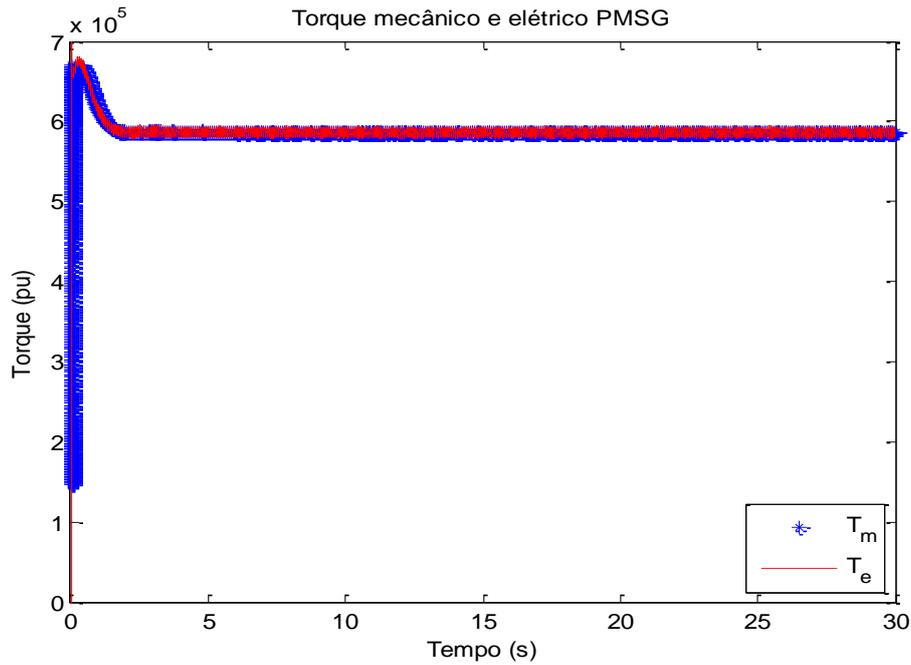


Figura IV-51. Torque mecânico e elétrico do PMSG (mar=3,2 m/s).

Em relação ao controle do CLR, este controle é baseado na técnica de controle vetorial orientado pela tensão da rede que também foi aplicado no CLR do DFIG. Uma característica importante deste método é a determinação do ângulo da tensão da rede, que da mesma forma que no DFIG é feita por meio do PLL, como se observa na Figura IV-52.

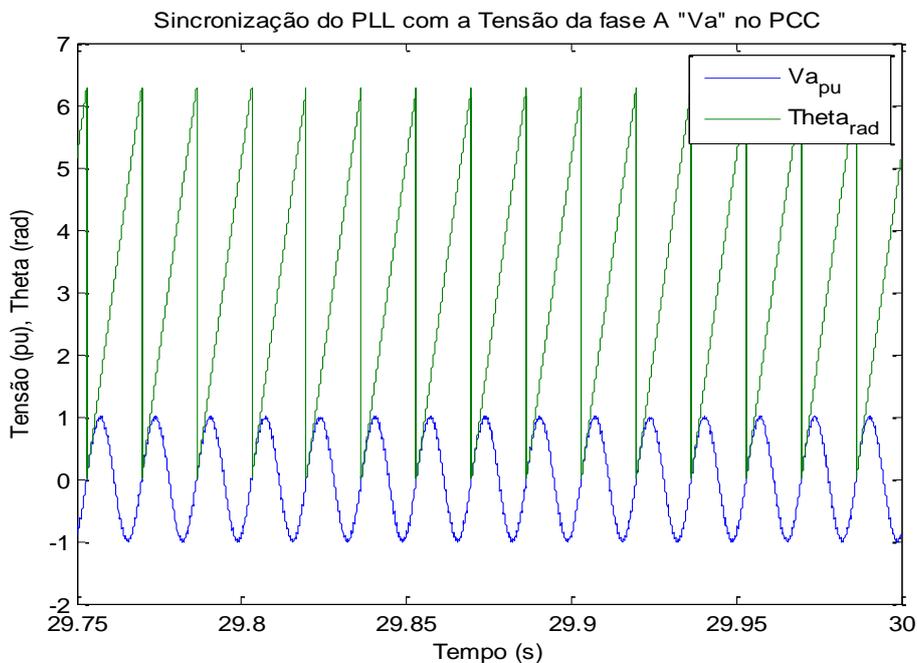


Figura IV-52. Ângulo da fase A da tensão da rede identificada pelo PLL.

Uma vez determinado este ângulo, a tensão e a corrente da rede são transformadas ao eixo de referência dq . A corrente i_d é a encarregada do controle da tensão do elo DC e a corrente i_q do controle da potência reativa ou do fator de potência. A tensão e corrente no eixo de referência síncrono são apresentadas nas Figura IV-53 e Figura IV-54.

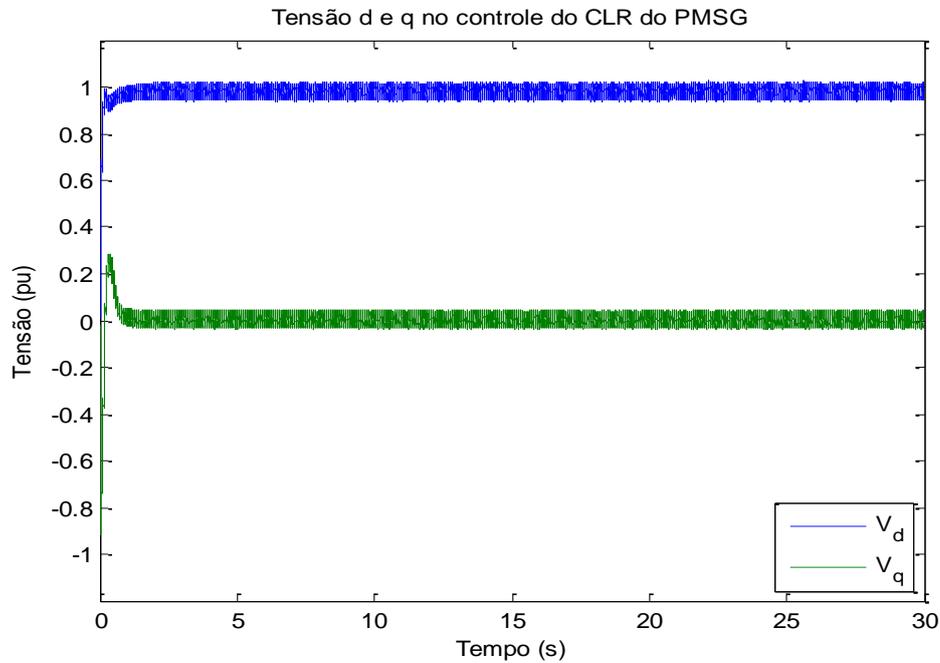


Figura IV-53. Tensão d e q no controle do CLR do PMSG (mar=3,2m/s).

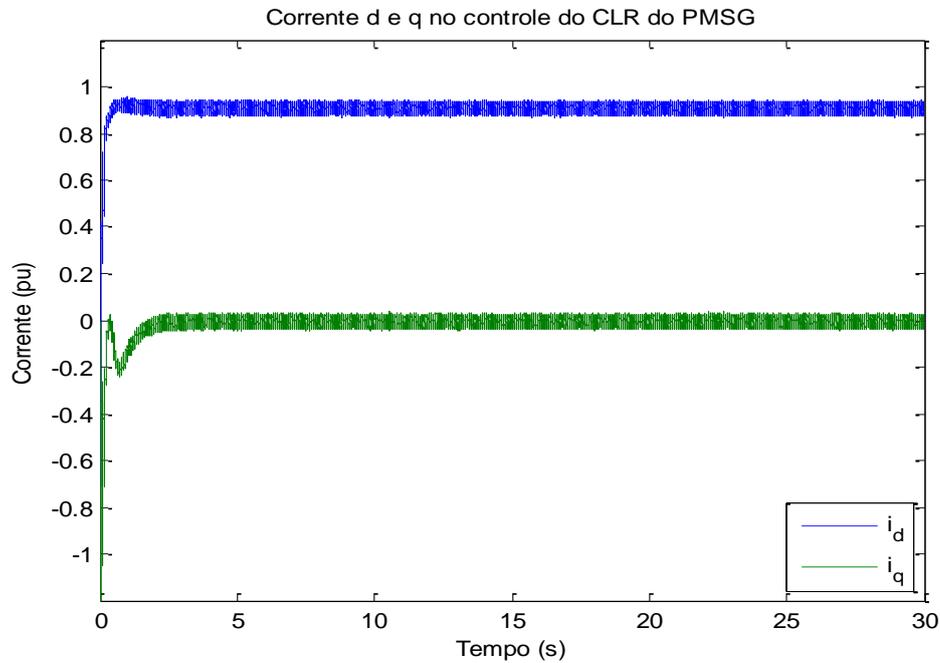


Figura IV-54. Corrente d e q no controle do CLR do PMSG (mar=3,2m/s).

Graças a esta orientação e aos valores adequados dos ganhos dos controladores PI dos laços de controle de corrente internos, e dos controladores PI dos laços de controle de tensão DC e potência reativa externos, do sistema de controle apresentado no ANEXO V, a tensão do elo DC e a potência ativa e reativa gerada são apresentados na Figura IV-55 e Figura IV-56, respectivamente.

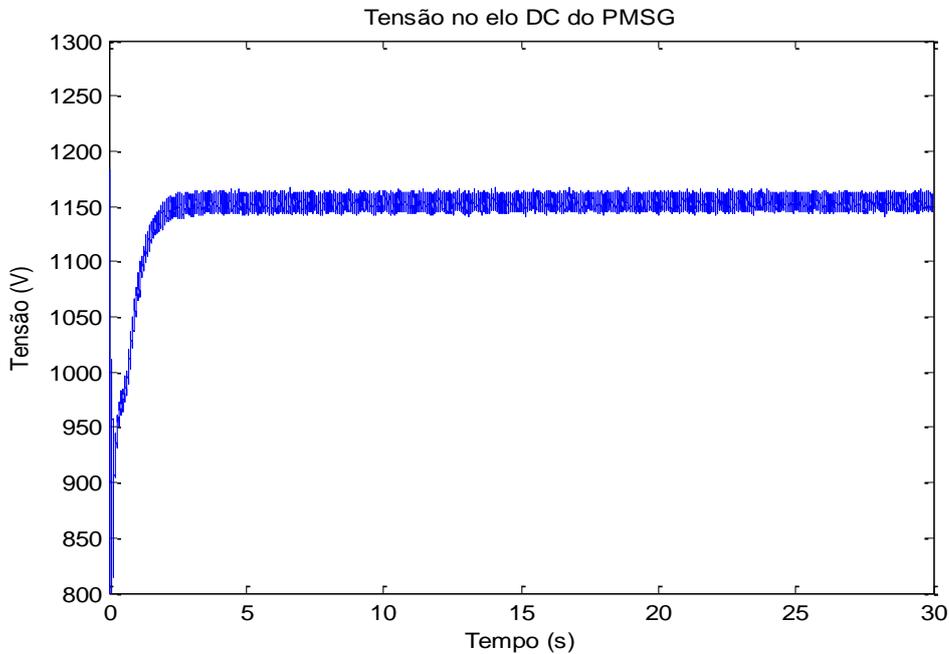


Figura IV-55. Tensão do elo DC do PMSG (3,2 m/s).

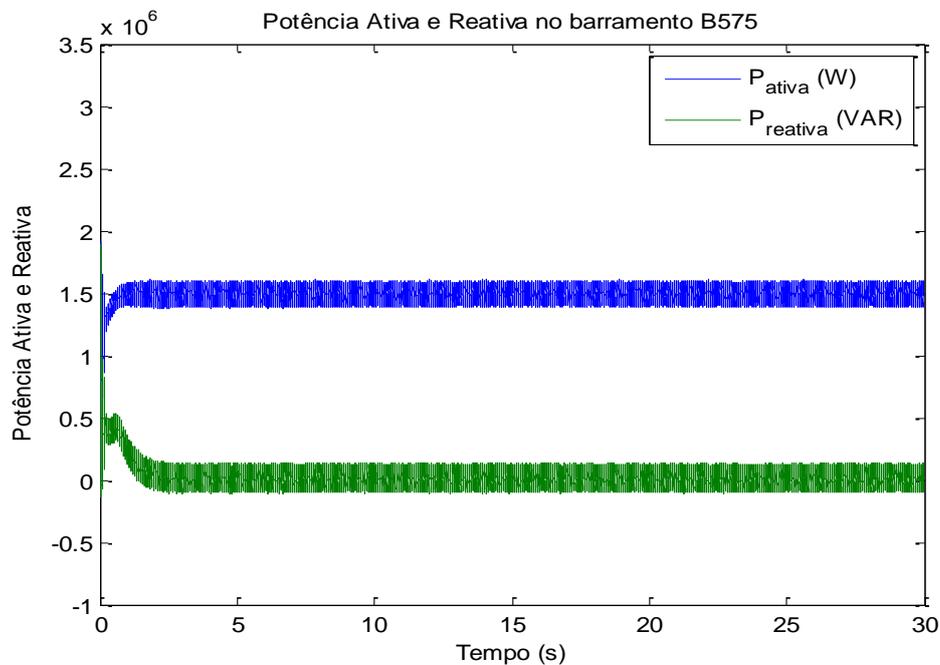


Figura IV-56. Potência Ativa e Reativa no PCC do PMSG (3,2 m/s).

Observa-se que a tensão do elo DC é controlada no seu valor nominal da mesma forma que a potência ativa e reativa. No entanto, apresenta bastante ruído pelas características do conversor, da máquina e do filtro, as quais podem melhorar com o uso de filtros com maior rejeição de harmônicos como o LCL e com técnicas de chaveamento mais eficientes. Para uma análise generalizada o uso do SPWM e do filtro L é suficiente. Para observar a fase entre a tensão e corrente no PCC, são apresentadas a Figura IV-57 e Figura IV-58, respectivamente.

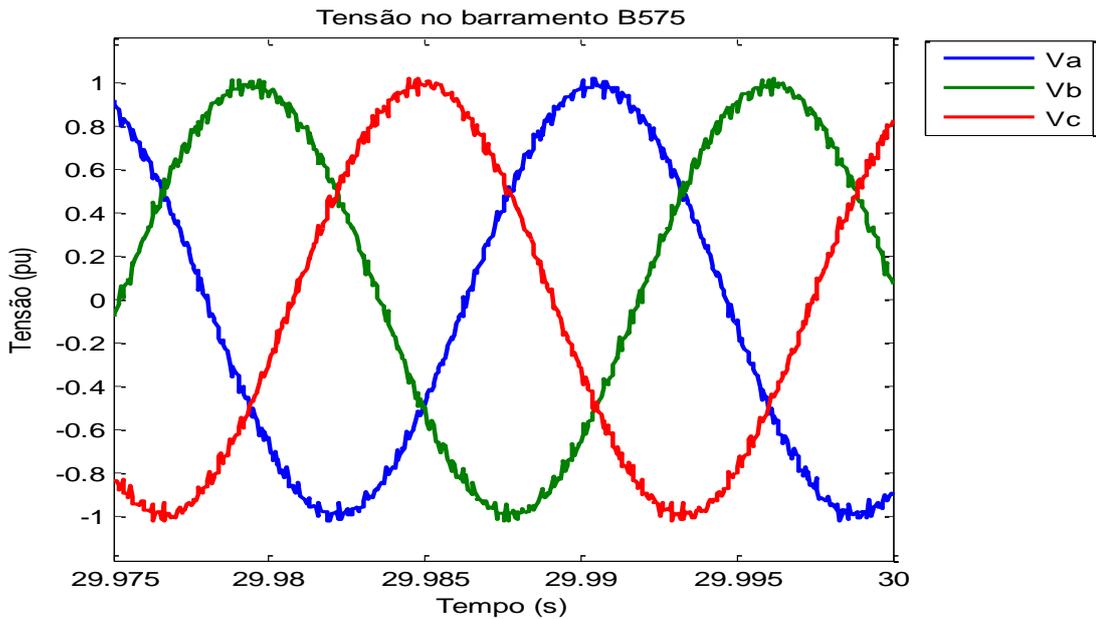


Figura IV-57. Tensão da rede medida no PCC.

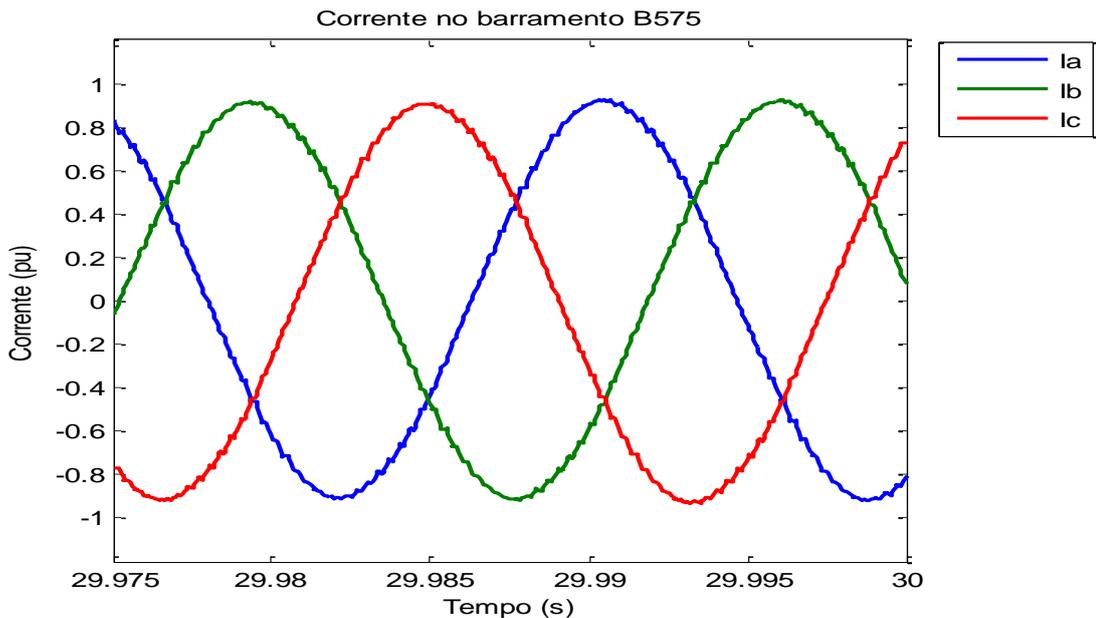


Figura IV-58. Corrente da rede medida no PCC.

4.2.1.2. Ensaio do sistema marinho a uma velocidade de corrente marinha de 2,5m/s

A resposta do sistema marinho a uma velocidade de 2,5 m/s que representa a velocidade limite em que o sistema é economicamente viável é analisada. Para esta velocidade da corrente marinha a velocidade da máquina e de referência são apresentadas na Figura IV-59.

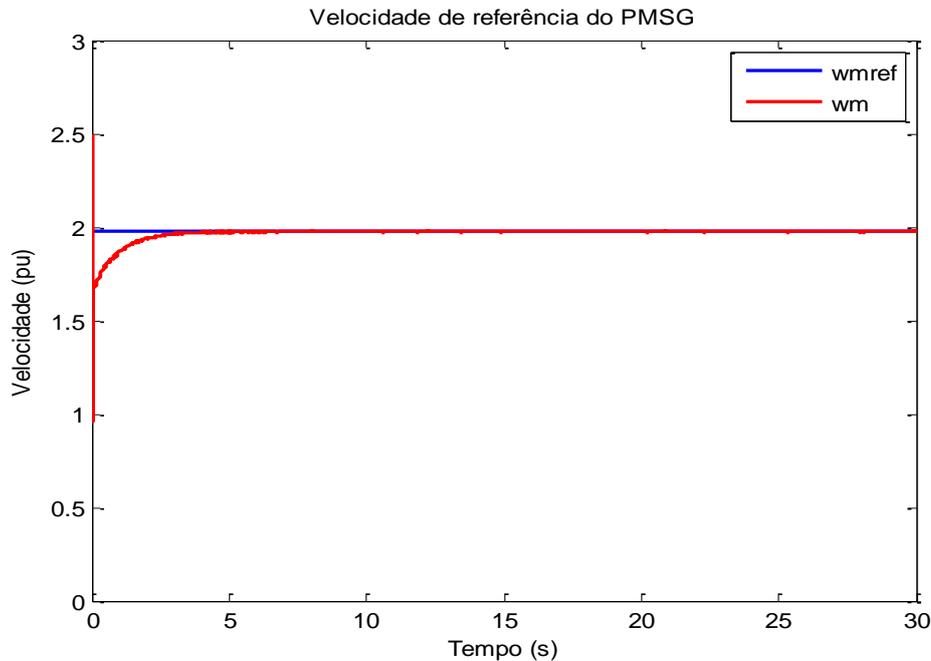


Figura IV-59. Velocidade de referência e da máquina para velocidade marinha de 2,5m/s.

Observa-se que a velocidade do gerador é menor em comparação com o caso de vento de entrada igual a 3,2m/s. Isto se vê refletido na potência ativa gerada, como se apresenta na Figura IV-60, onde a velocidade é proporcional à frequência da tensão e da corrente do lado do estator, a qual é menor em comparação com a frequência nominal da máquina de 11,25 hz (2,35rad/s).

A potência gerada é a máxima possível pois o sistema de MPPT estabiliza o coeficiente de potência no seu valor ótimo ($C_{p_{opt}}$), como se observa na Figura IV-61 e assim garantindo o máximo torque mecânico possível exercido pela turbina. A potência reativa permanece no seu valor mínimo para reduzir as perdas e o desperdício de potência ativa.

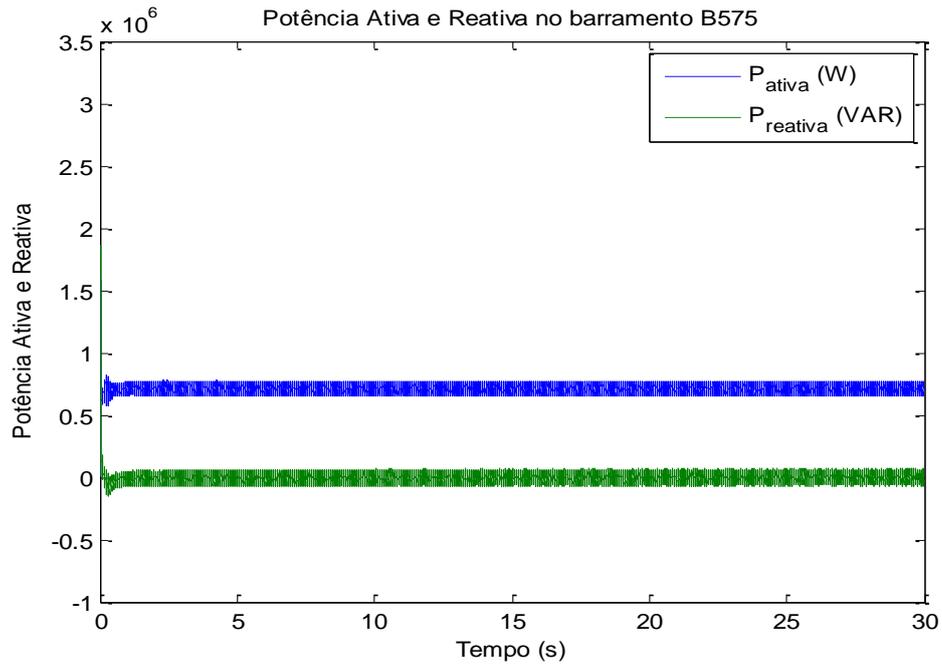


Figura IV-60. Potência Ativa e Reativa no PCC do PMSG (2,5 m/s).

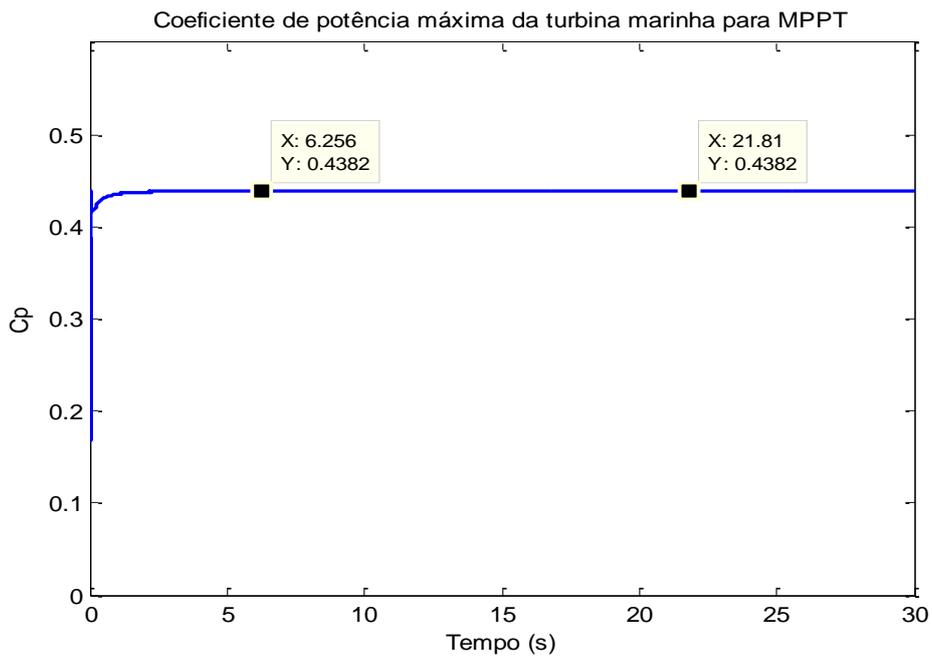


Figura IV-61. Coeficiente de potência C_p da turbina marinha (mar=2,5 m/s).

A tensão do elo DC é observada na Figura IV-62, a qual fica estabelecida no seu valor nominal e as correntes e tensões do lado da rede são apresentadas na Figura IV-63 e a Figura IV-64, onde é possível observar um fator de potência unitário (pois estas grandezas estão em fase).

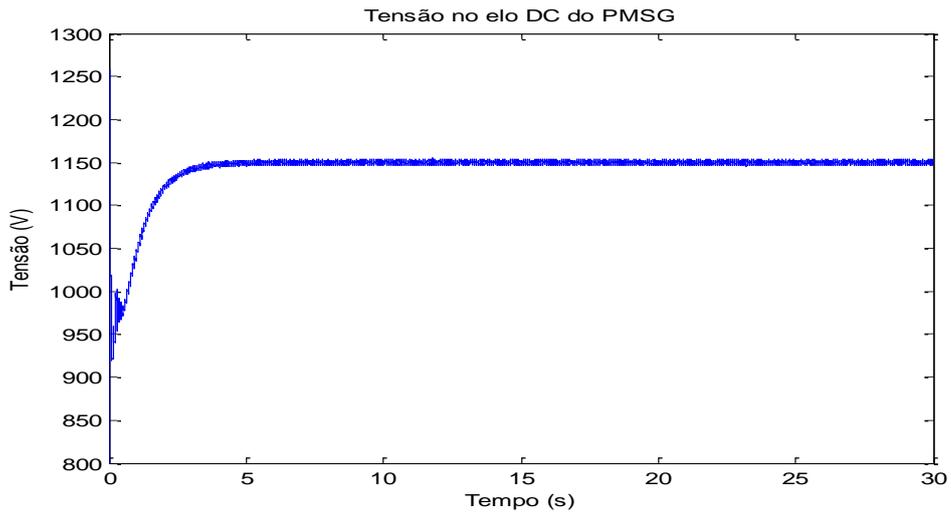


Figura IV-62. Tensão do elo DC do PMSG (2,5 m/s).

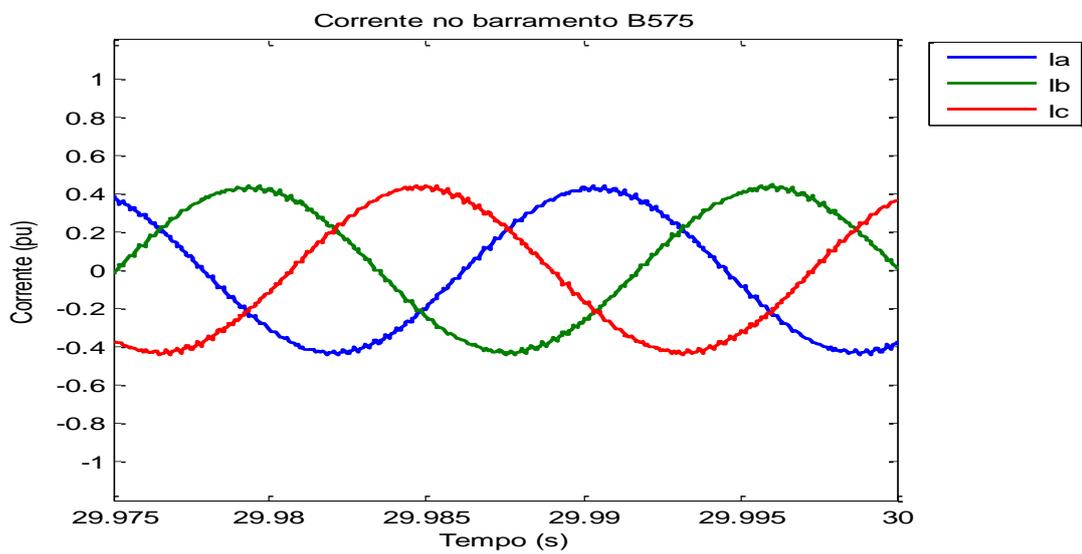


Figura IV-63. Corrente da rede medida no PCC (2,5 m/s).

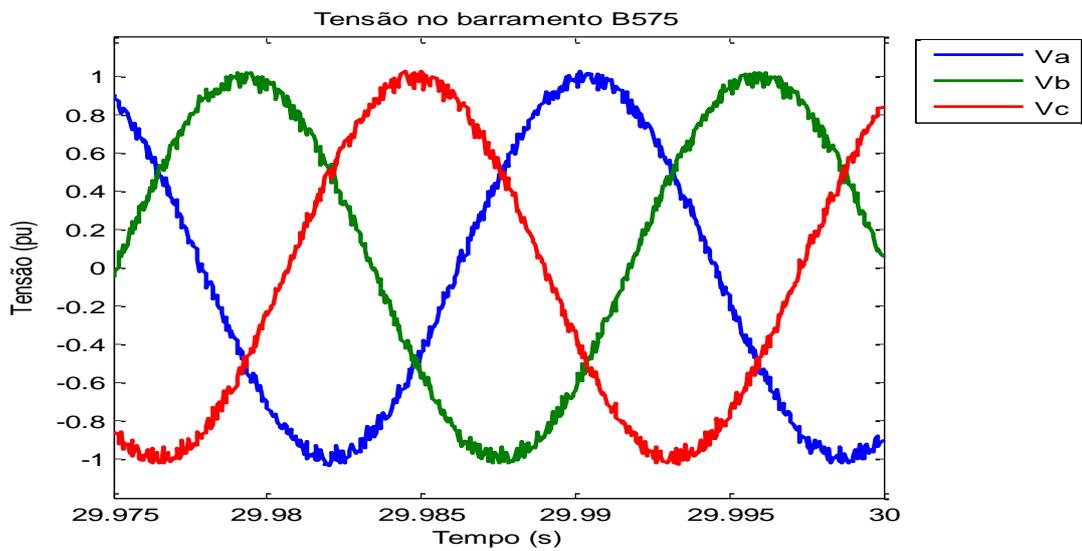


Figura IV-64. Tensão da rede medida no PCC (2,5 m/s).

4.2.2. Ensaio do sistema marinho a entradas de velocidade variável tipo rampa

Nesta análise são utilizadas velocidades de correntes marinhas variáveis. A mudança é basicamente representada por entradas do tipo rampa com uma pendente baixa, cuja variação, devido a limites do tempo de simulação, é consideravelmente rápida em comparação com as mudanças das correntes marinhas reais as quais levam horas.

Estas variações de corrente marinha em segundos estão mais relacionadas com um efeito produzido pelas ondas do mar chamado “swell effect”, o qual se refere a ondas oceânicas de longo comprimento (sobre 150m) produzidas por tormentas distantes [38]. Estas ondas podem se propagar de forma profunda e causar um efeito no sistema do gerador da turbina marinha.

4.2.2.1. Ensaio do sistema marinho a uma velocidade de corrente marinha variável com subida de 2,5m/s a 3m/s

Já que o efeito “swell” causa mudanças em torno de 10 a 20 s, este efeito é simulado com um sinal que representa a corrente marinha de entrada apresentada na Figura IV-65, cuja pendente de rampa é 0,05. Pode se observar que esta pendente causa uma mudança de 0,5m/s em 10 s, o qual é usado para analisar o efeito deste fenômeno no sistema marinho.

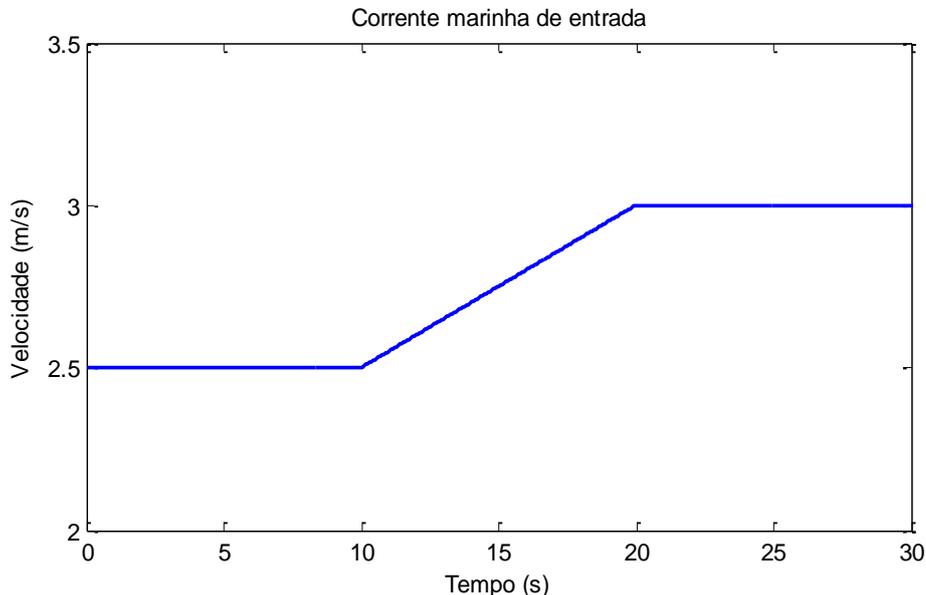


Figura IV-65. Aumento da velocidade da corrente marinha (2,5-3 m/s).

O primeiro aspecto a analisar é se o sistema de MPPT garante o máximo torque frente a estas mudanças, o qual é analisado segundo o coeficiente de potência apresentado na Figura IV-66. É possível observar que o coeficiente de potência permanece no seu valor ótimo sem importar a mudança na velocidade de entrada da corrente marinha, garantindo o máximo aproveitamento de energia. Em comparação com a turbina

eólica, o MPPT marinho proposto faz um rastreamento mais preciso deste coeficiente e no se desvia de sua curva característica, o qual é uma vantagem do sistema de acionamento direto (Direct Drive) do gerador de ímã permanente.

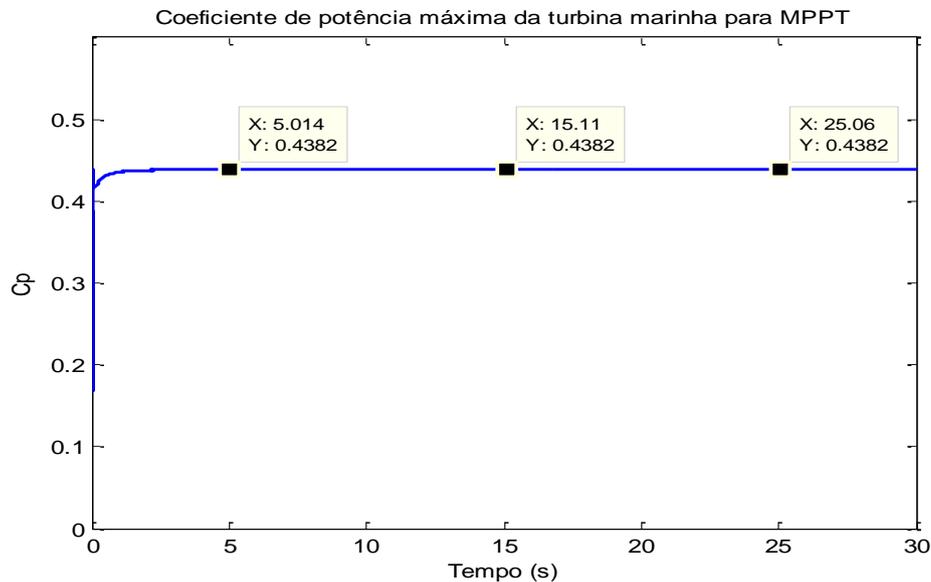


Figura IV-66. C_p da turbina marinha frente a mudanças na velocidade do mar (2,5-3m/s).

Uma vez garantido o máximo torque mecânico pela turbina marinha, o CLM é o encarregado de estabelecer o máximo torque fazendo que i_d seja zero frente a estas mudanças e que o controle de velocidade por meio de i_q alcance seu valor ótimo. As correntes dq , a velocidade e torque no CLM são apresentadas na Figura IV-67, na Figura IV-68 e na Figura IV-69, respectivamente.

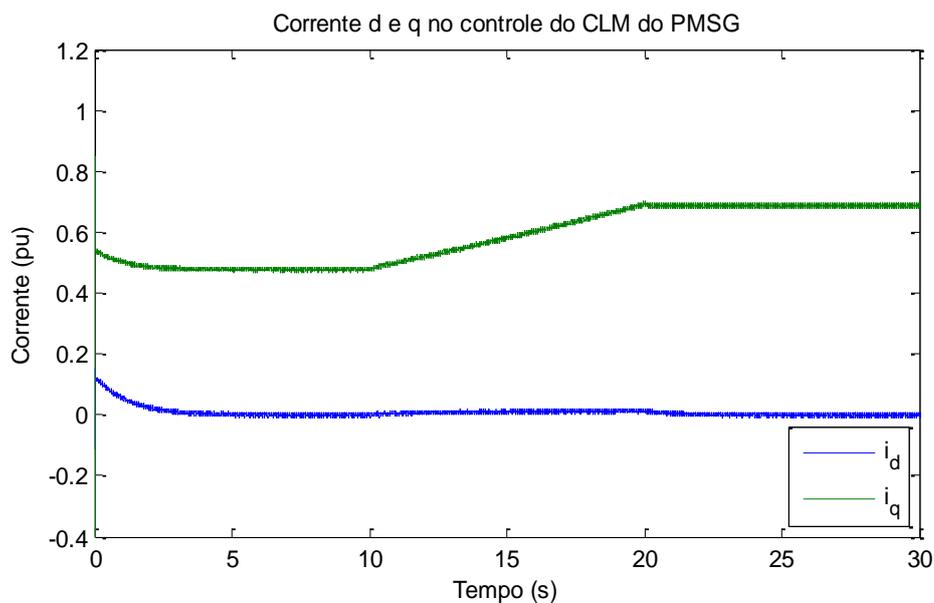


Figura IV-67. Corrente d e q no controle do CLM do PMSG frente a mudanças na velocidade do mar (2,5-3m/s).

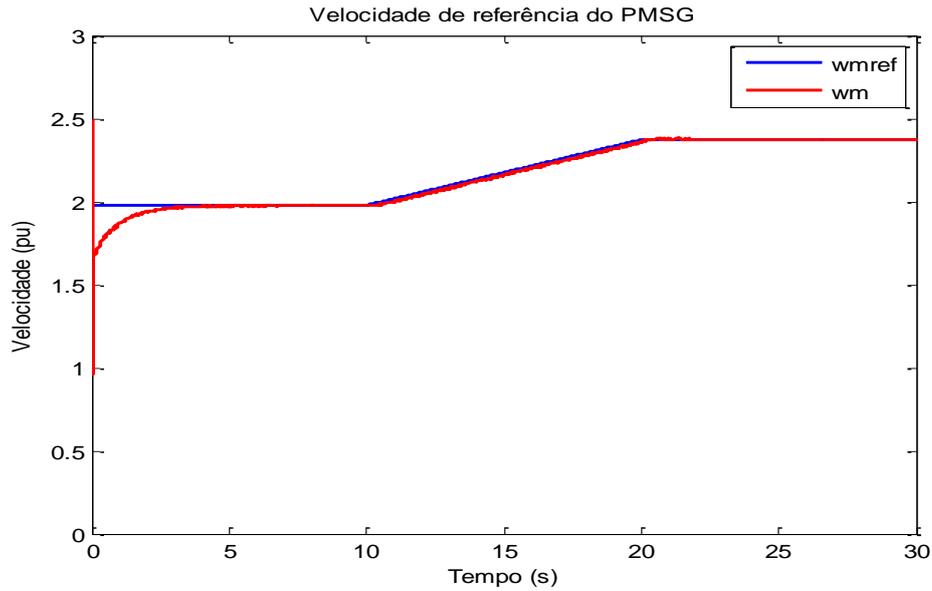


Figura IV-68. Velocidade da máquina e de referência do CLM do PMSG frente a mudanças na velocidade do mar (2,5-3m/s).

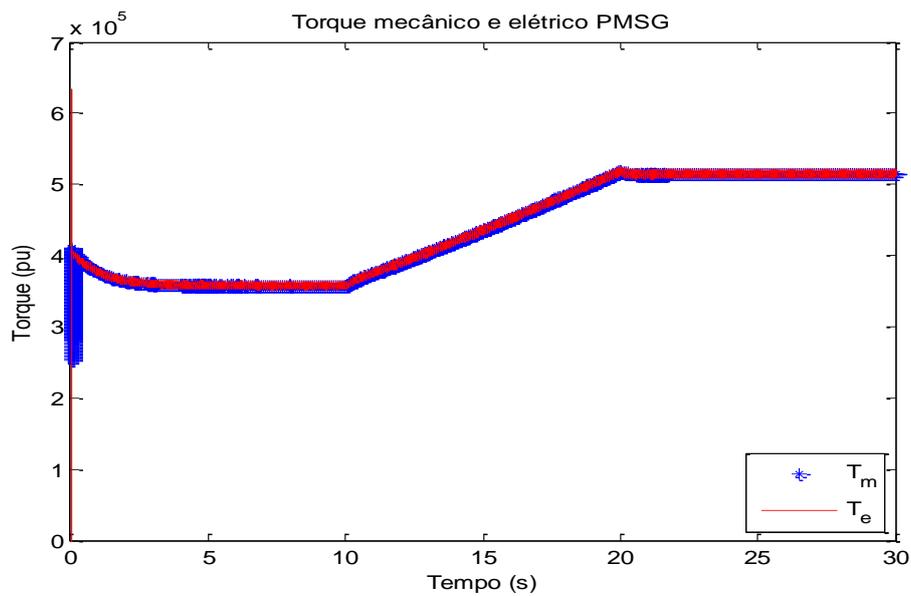


Figura IV-69. Torque mecânico e elétrico do PMSG frente a mudanças na velocidade do mar (2,5-3m/s).

Em relação ao controle do CLR, o PLL precisa encontrar o ângulo da tensão da rede frente a estas mudanças para que o controle vetorial seja efetuado de forma correta, isto pode ser demonstrado a partir do componente em quadratura da tensão da rede a qual em todo instante deve ser igual à zero, como se apresenta na Figura IV-70. Já com o ângulo encontrado, o controle vetorial controla a tensão do elo DC do conversor back-to-back no seu valor nominal. No entanto, pode-se observar na Figura IV-71 que esta tensão apresenta uma pequena queda enquanto a velocidade aumenta, o qual não influencia muito na potência de saída gerada como se observa na Figura IV-72.

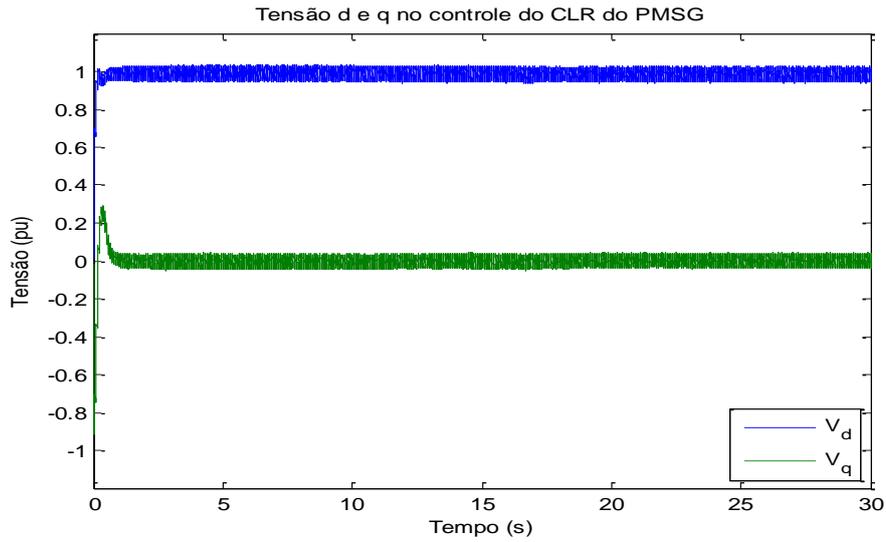


Figura IV-70. Tensão d e q no controle do CLR do PMSG frente a mudanças do mar (2,5-3m/s).

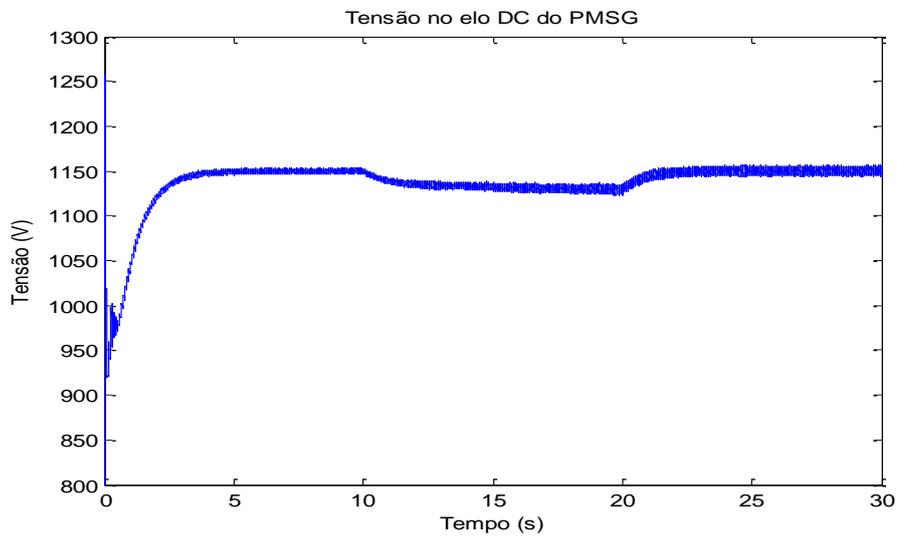


Figura IV-71. Tensão no elo DC do PMSG frente a mudanças do mar (2,5-3m/s).

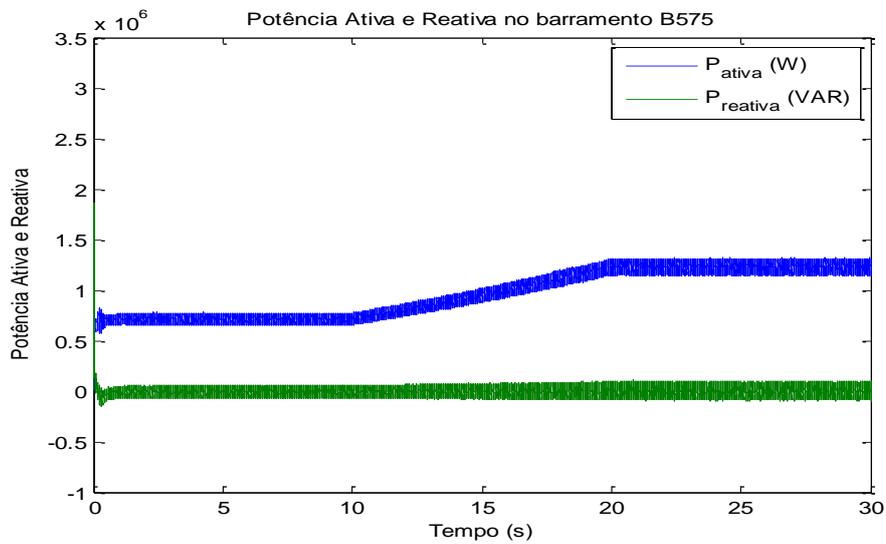


Figura IV-72. Potência Ativa e Reativa no PCC do PMSG frente a mudanças do mar (2,5-3m/s).

4.2.2.2. Ensaio do sistema marinho a uma velocidade de corrente marinha variável com descida de 2,7m/s a 2,3m/s

Neste caso é analisado o sistema frente a uma queda na velocidade da corrente marinha de 2,7 a 2,3 m/s, com uma pente de -0,02, a qual simula uma mudança de velocidade de 20 s, como se apresenta na Figura IV-73. É possível observar que esta queda ultrapassa o limite mínimo para o qual o sistema é economicamente viável, mas em condições de funcionamento esta energia gerada é aproveitada.

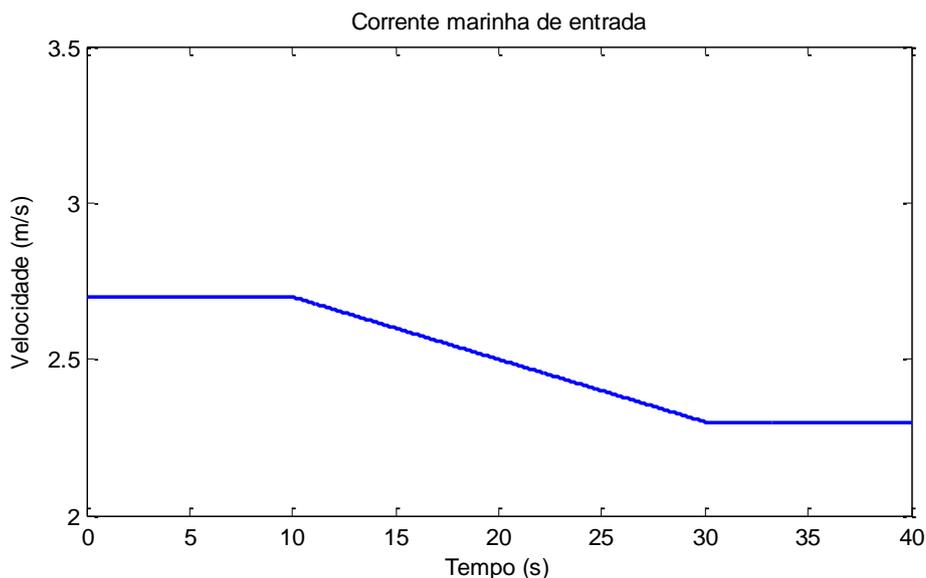


Figura IV-73. Queda da velocidade da corrente marinha (2,7-2,3m/s).

O coeficiente de potência neste caso é garantido máximo, e os controles do CLM e do CLR se comportam de forma eficiente como pode se observar a partir das figuras de tensão do elo DC e potência ativa e reativa no PCC.

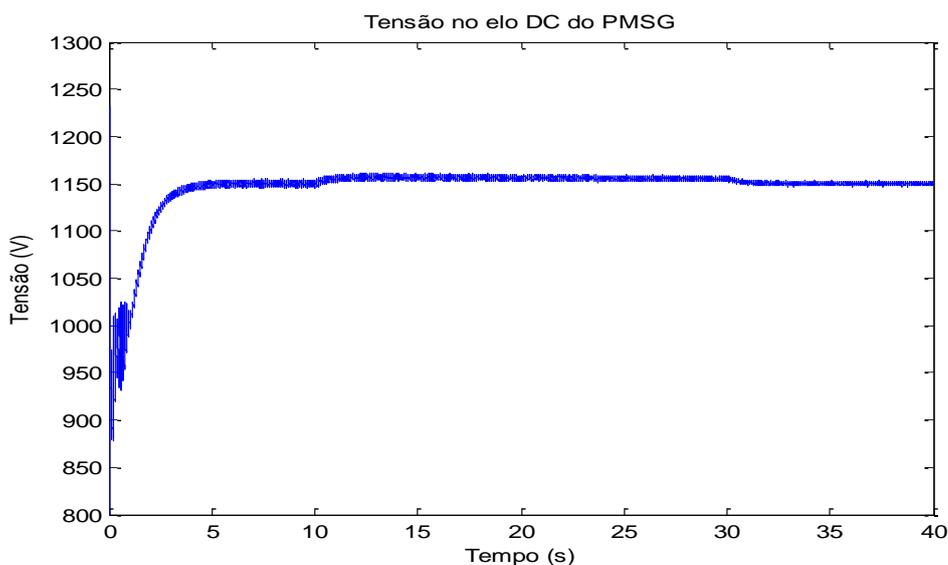


Figura IV-74. Tensão no elo DC do PMSG frente a mudanças do mar (2,7-2,3m/s).

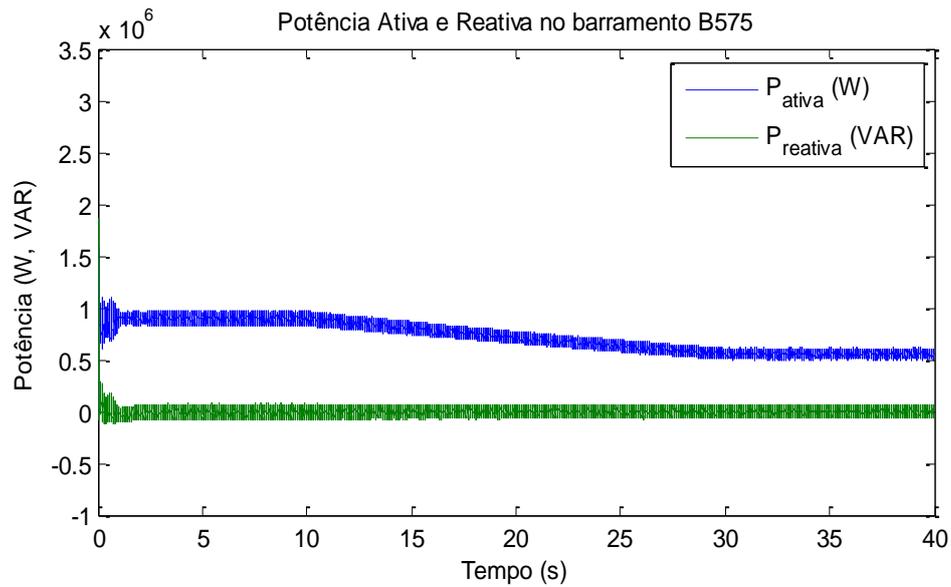


Figura IV-75. Potência Ativa e Reativa no PCC do PMSG frente a mudanças do mar (2,7-2,3m/s).

O comportamento da tensão e da corrente no PCC é observado na Figura IV-76 e na Figura IV-77, onde seus valores estão representados em pu, o qual permite concluir que a tensão permanece invariante às quedas de velocidade marinha e a corrente é proporcional a esta queda. Um zoom da tensão e corrente são apresentados na Figura IV-78 para indicar que a tensão e corrente estão em fase, garantindo máxima geração de potência ativa e mínima de reativa.

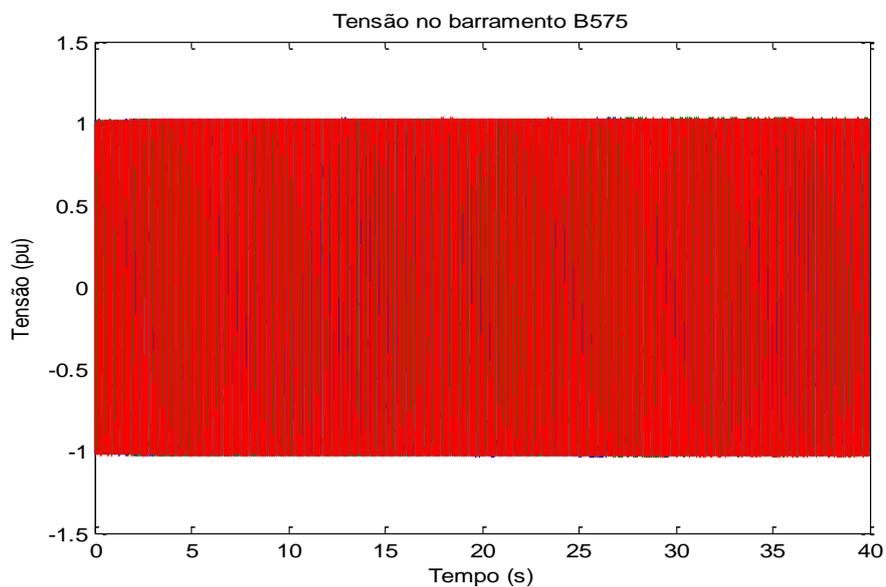


Figura IV-76. Tensão no PCC frente à queda da velocidade da corrente marinha.

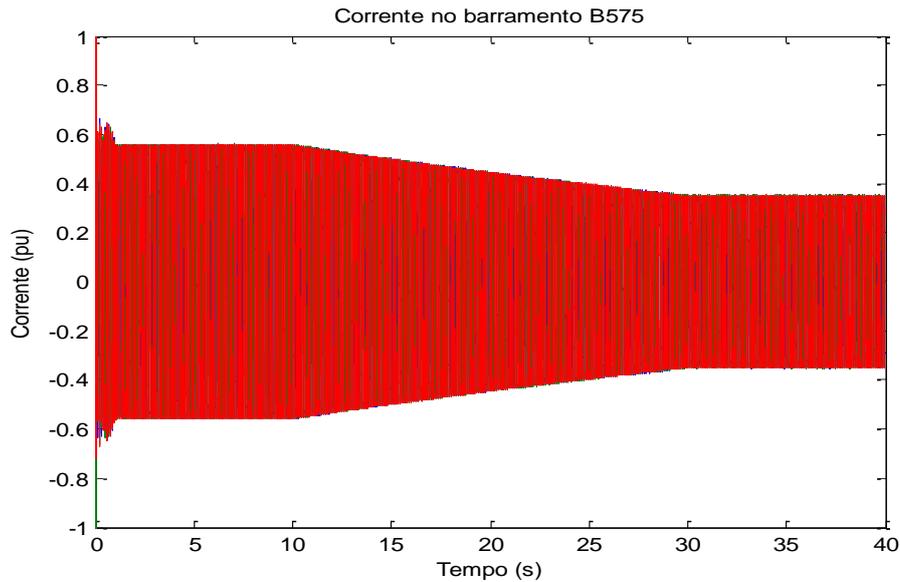


Figura IV-77. Corrente no PCC frente à queda da velocidade da corrente marinha.

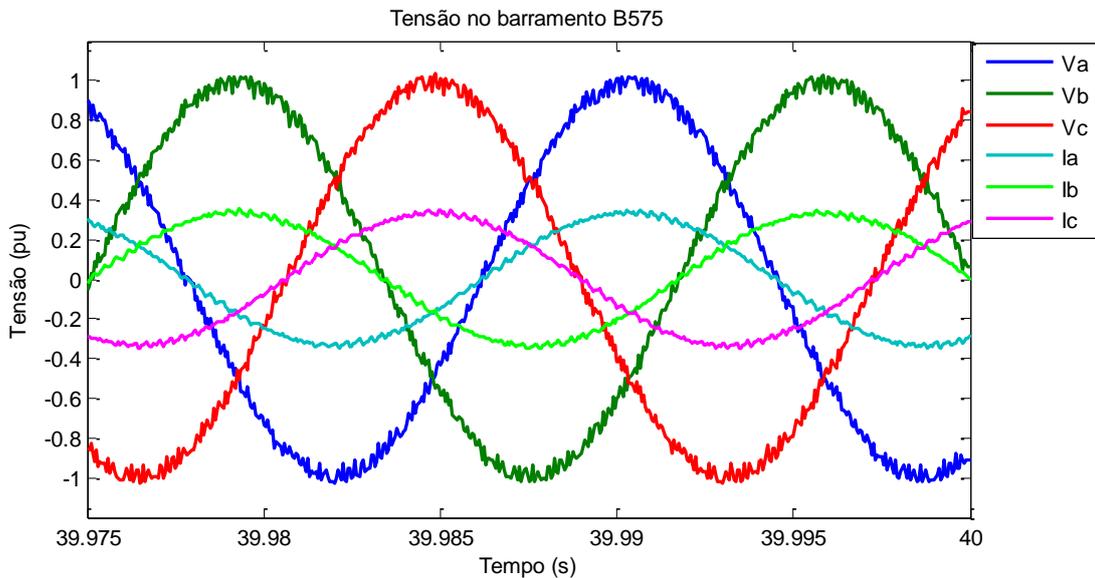


Figura IV-78. Zoom da tensão e corrente no PCC frente à queda da velocidade da corrente marinha.

4.3. Modelagem e Simulação do Sistema Híbrido de geração eólica e marinha

Conforme simulados os dois sistemas de geração de energia renovável de forma satisfatória, o sistema híbrido é projetado a partir destes modelos. A rede de potência basicamente é a mesma que no caso eólico e marinho, o único que muda é a potência aparente do transformador de distribuição que liga a linha de transmissão e o PCC, esta potência muda de 1,75MVA a o dobro (3,5MVA) como é apresentado na Figura IV-79.

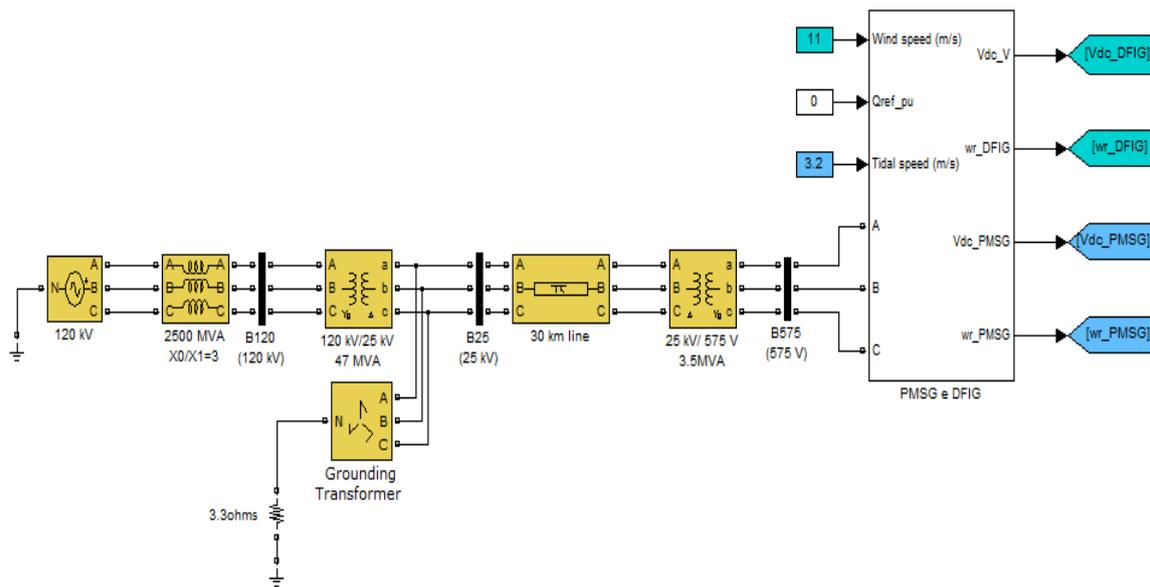


Figura IV-79. Modelo do sistema de potência ligado ao sistema híbrido.

Já no PCC o gerador eólico e o gerador marinho são ligados em paralelo graças ao controle vetorial dos CLR de cada conversor back-to-back, os quais garantem a frequência e amplitude da tensão nominal de 575V a 60Hz, o modelo do circuito com as turbinas eólica e marinha é apresentado na Figura IV-80.

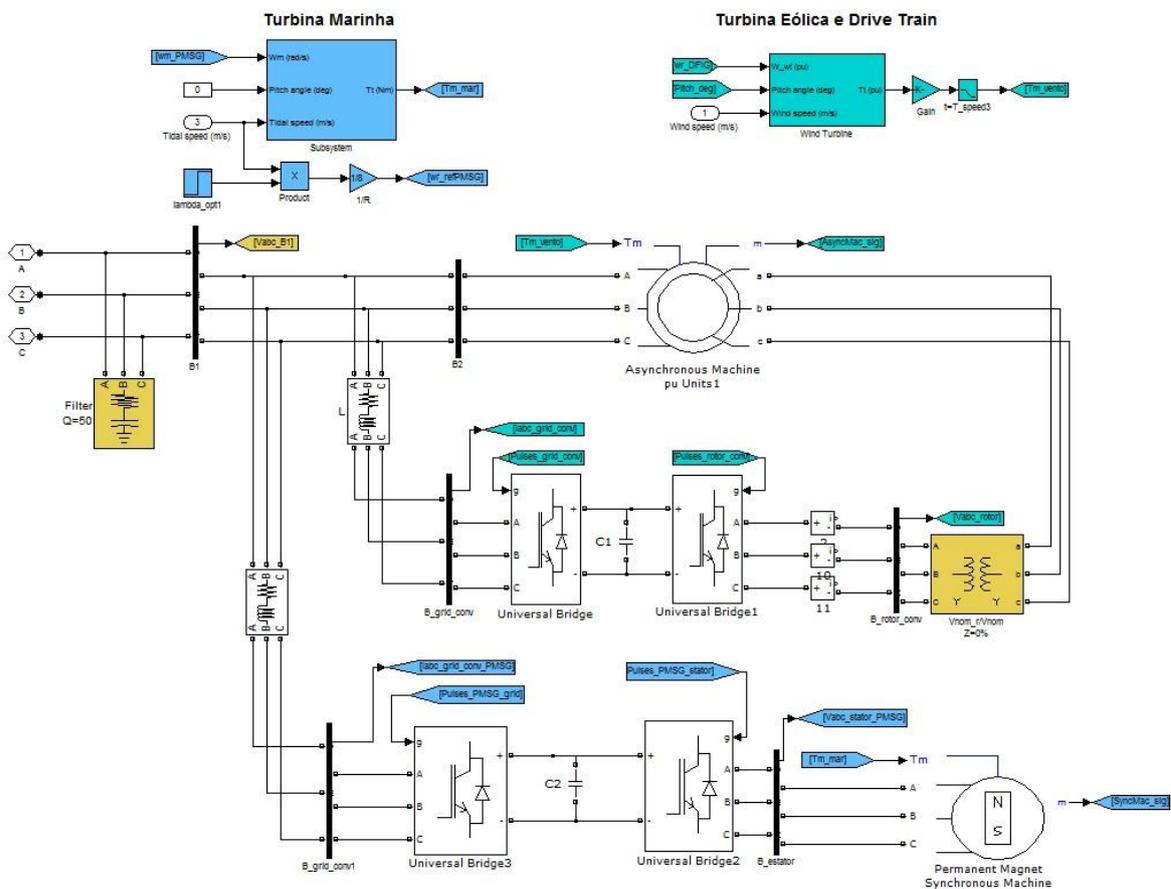


Figura IV-80. Modelo do sistema de geração híbrido ligado ao PCC.

A partir deste modelo são feitos diferentes testes relacionados a mudanças na velocidade do vento e da corrente marinha. Obviamente como a mudança do vento é mais veloz, em condições normais, desde o ponto de referência eólico a velocidade marinha é considerada constante frente a mudanças eólicas. Conforme o anterior são feitos três ensaios, dos quais o primeiro consiste em que as duas turbinas sejam sometidas a velocidades do vento e mar nominais constantes de 11m/s e 3,2m/s, o segundo consiste em que a velocidade do vento seja variável com velocidade média de 10m/s e a do mar seja a máxima de 3,2m/s e o último ensaio consiste em que as duas velocidades sejam baixas, de 7m/s para o vento e de 2,5m/s para o mar.

4.3.1. Ensaio do sistema híbrido a velocidades de corrente marinha e eólica nominal

O ensaio do sistema híbrido frente à velocidade do vento de 11m/s e à velocidade marinha de 3,2m/s constantes, é a condição mais favorável em que o sistema operaria devido a que os dois geradores estariam trabalhando na sua capacidade de geração máxima. A Figura IV-81. Potências medidas no PCC, no PMSG e no DFIG.apresenta a potência ativa e reativa fornecida por este sistema ao PCC, onde se observa que a potência ativa e reativa é a soma das potências de cada gerador conservando a quantidade de harmônicos dos dois sistemas.

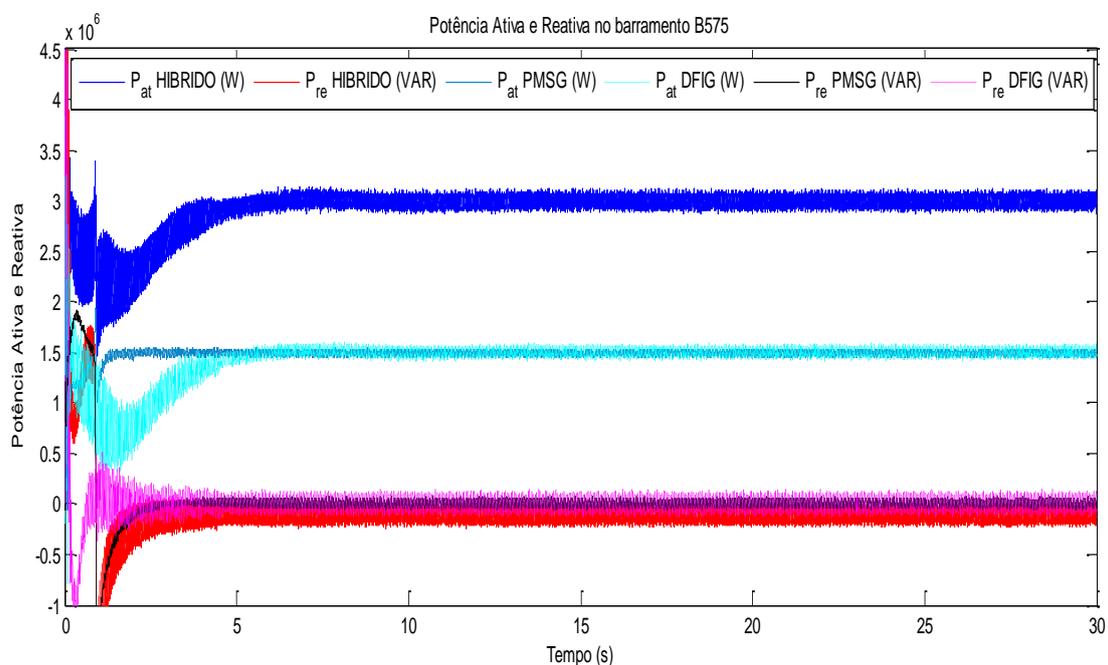


Figura IV-81. Potências medidas no PCC, no PMSG e no DFIG.

Uma vantagem do sistema híbrido proposto é que para o controle do CLR de cada conversor back-to-back (eólico e marinho), graças ao uso do controle vetorial

orientado pela tensão da rede, foi necessário um único PLL para determinar a fase da tensão, garantindo a sincronização dos dois sistemas ligados ao PCC.

Esta sincronização pode ser determinada a partir da transformada dq da tensão no PCC, a qual é invariante em amplitude e frequência, como se apresenta na Figura IV-82. Com isto os dois geradores se comportam como fontes de corrente ligadas ao PCC, permitindo sua conexão em paralelo.

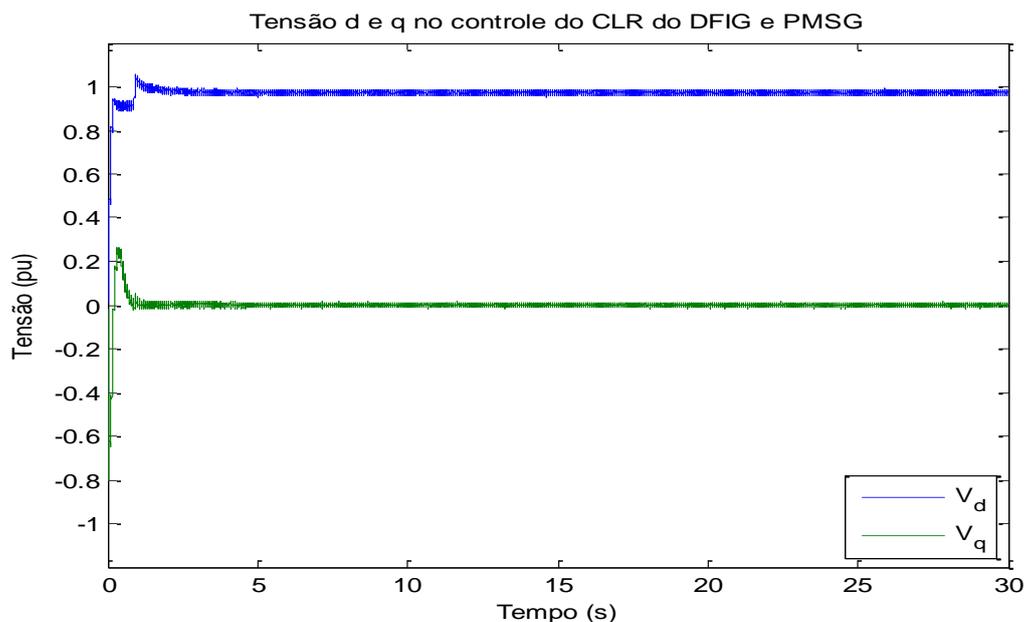


Figura IV-82. Tensão d e q no PCC obtida a partir do PLL no sistema híbrido.

Um zoom da tensão e corrente no PCC se apresenta na Figura IV-83, da qual é possível observar que existe uma pequena defasagem entre estas a causa dos harmônicos dos dois sistemas e a um controle independente da potência reativa. O controle da potência reativa é feito por cada sistema separadamente (eólico e marinho) e não pelo sistema junto (híbrido), onde as potências reativas são medidas de forma independente antes da ligação ao PCC, dando como resultado uma potência reativa total negativa na ordem de 0-0,2 pu (nos resultados anteriores pode-se observar que por separado as potências reativas de cada sistema são zero).

Esta potência reativa pode ser reduzida a zero fazendo uma simulação na qual a potência reativa de referência seja comum para os dois casos (medida no PCC), mas isto leva à injeção de reativo por parte de uma e à absorção de reativo por parte da outra, cujo problema seria resolvido mais facilmente com o uso de filtros LCL independentes entre o PCC e cada sistema de geração. Como o uso destes filtros não faz parte do projeto e seu resultado é conhecido, esta variação de potência reativa é assumida igual a zero.

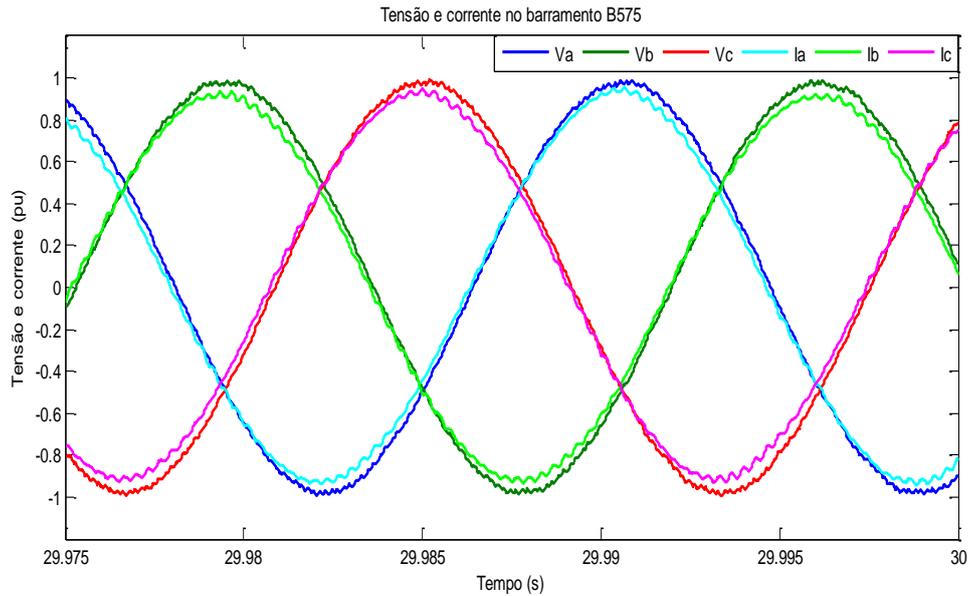


Figura IV-83. Tensão e corrente em pu medidos no PCC frente a velocidades de vento e marinha nominais.

Em relação aos torques mecânicos exercidos pelas turbinas eólica e marinha, estes são os máximos possíveis como pode ser deduzido por meio dos coeficientes de potência do MPPT apresentados na Figura IV-84. A tensão dos elos DC de cada conversor back-to-back são apresentados na Figura IV-85, os quais são estáveis na sua tensão nominal de 1150 V, sendo o DFIG o que apresenta menor oscilação devido a que por meio de ele fluem correntes de menor magnitude relacionadas com o 30% da potência nominal da máquina. As outras grandezas como correntes, torques, idq do CLM e CLR, etc. comportam-se da mesma forma que nos casos individuais de velocidades nominais.

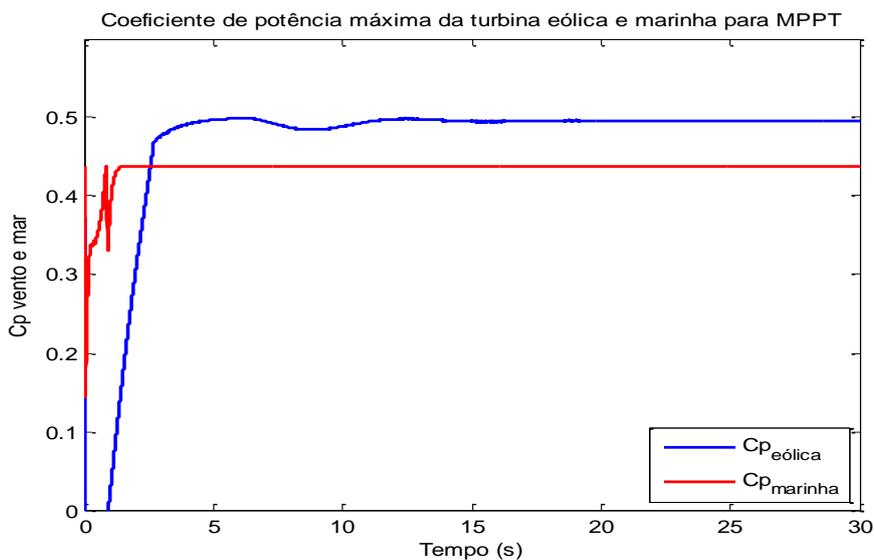


Figura IV-84. Coeficiente de potência máxima da turbina eólica e marinha.

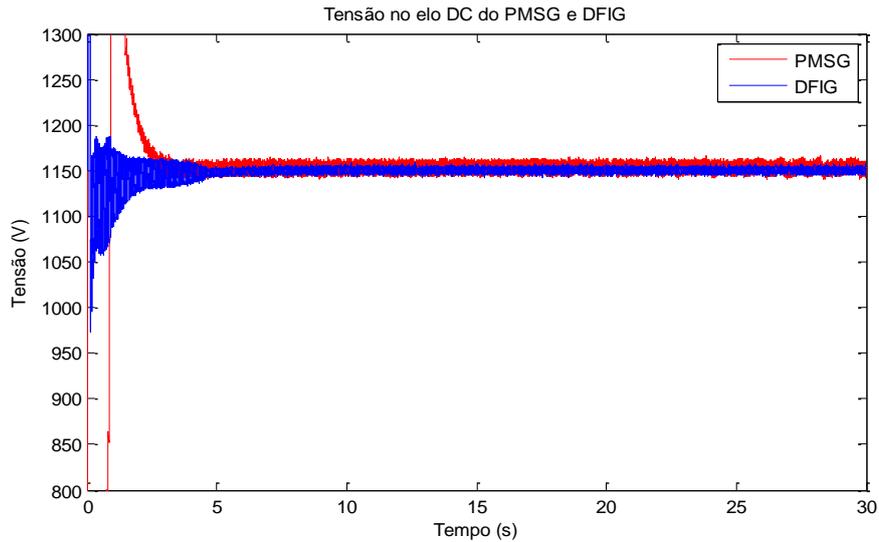


Figura IV-85. Tensão no elo DC do PMSG e DFIG frente à velocidade de vento e mar nominais.

4.3.2. Ensaio do sistema híbrido a velocidades de corrente marinha nominal e eólica variável alta

Neste ensaio o sistema híbrido é analisado frente a uma velocidade da corrente marinha nominal e a uma velocidade do vento variável com média do vento de 10m/s, como se apresenta na Figura IV-86.

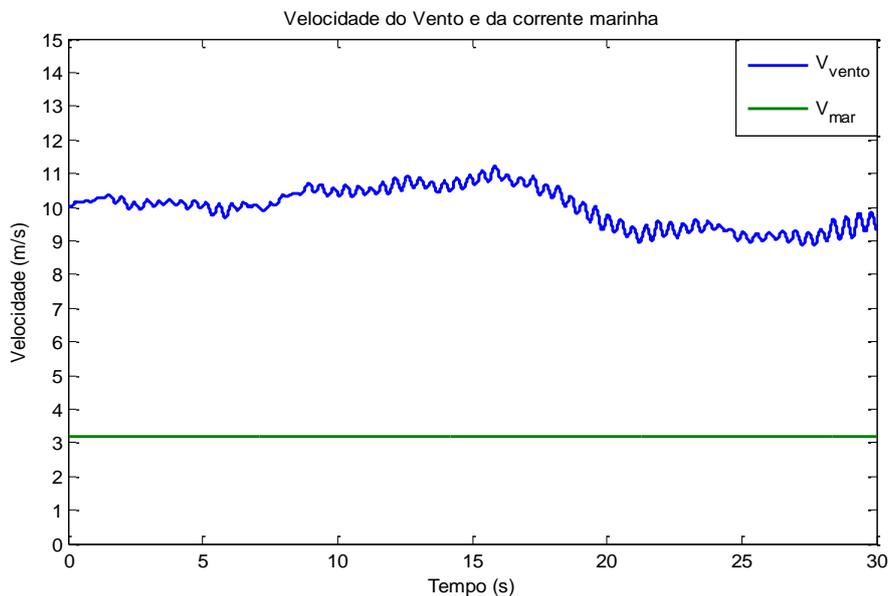


Figura IV-86. Velocidades de entrada do sistema híbrido com média do vento 10m/s e corrente marinha 3,2m/s.

A Figura IV-87 apresenta as potências ativa e reativa no PCC, no PMSG e no DFIG, onde é possível observar que a variação da potência ativa no PCC está diretamente relacionada com a variação da velocidade do vento.

Se poderia pensar que a variação de potência causada pela turbina eólica teria uma influência na potência gerada pelo PMSG, devido a que o rotor do DFIG frente a esta velocidade de vento entrega corrente ao PCC pelo seu funcionamento em regime supersíncrono, mas isto não acontece graças ao controle independente aplicado ao DFIG. A corrente obviamente no PCC diminui em comparação com o ensaio anterior pois o gerador eólico não está trabalhando no seu valor máximo, como se observa na Figura IV-88. A tensão nos elos DC eólico e marinho permanece no seu valor nominal.

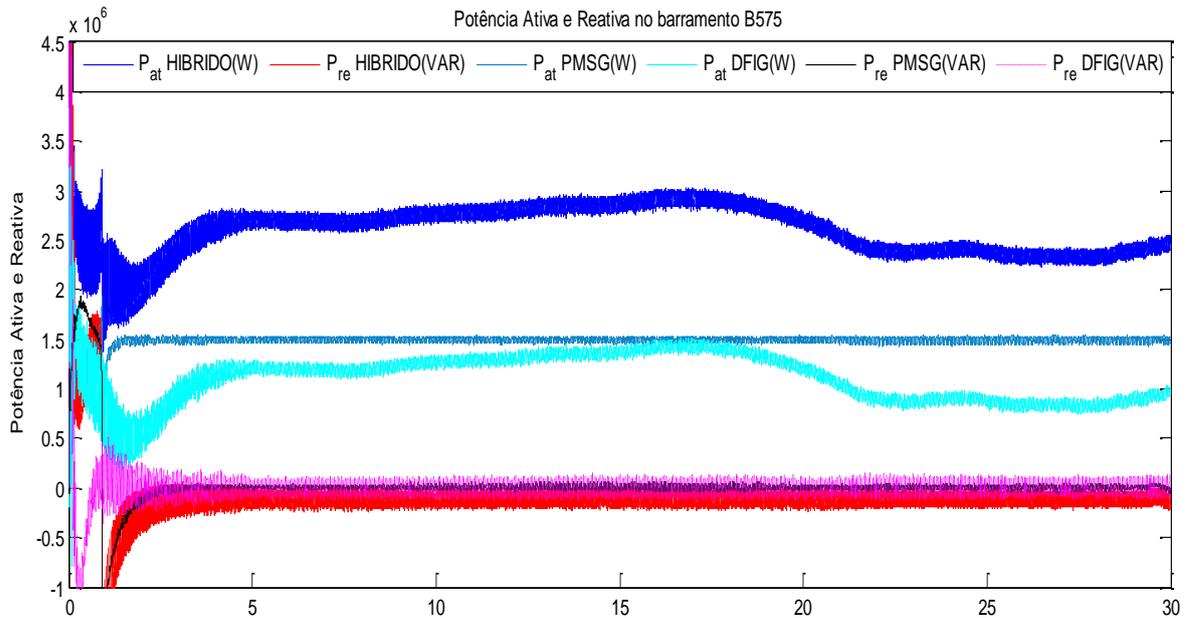


Figura IV-87. Potências medidas no PCC, no PMSG e no DFIG frente à velocidade de vento com média de 10m/s e corrente marinha de 3,2m/s.

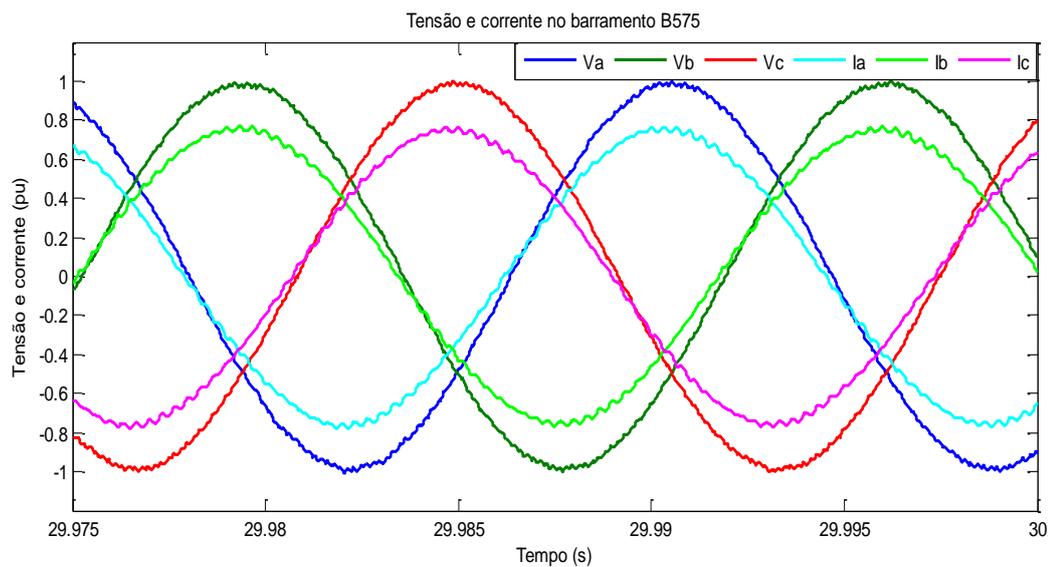


Figura IV-88. Tensão e corrente em pu medidos no PCC frente a velocidades de vento e marinha nominais.

4.3.3. Ensaio do sistema híbrido a velocidades de corrente marinha baixa e eólica variável baixa

Neste ensaio, a velocidade da corrente marinha é considerada igual a 2,5m/s e a velocidade do vento é considerada variável com média do vento igual a 7m/s, como se observa na Figura IV-89. As potências medidas no PCC, DFIG e PMSG são apresentadas na Figura IV-90, e a tensão nos elo DC na Figura IV-91.

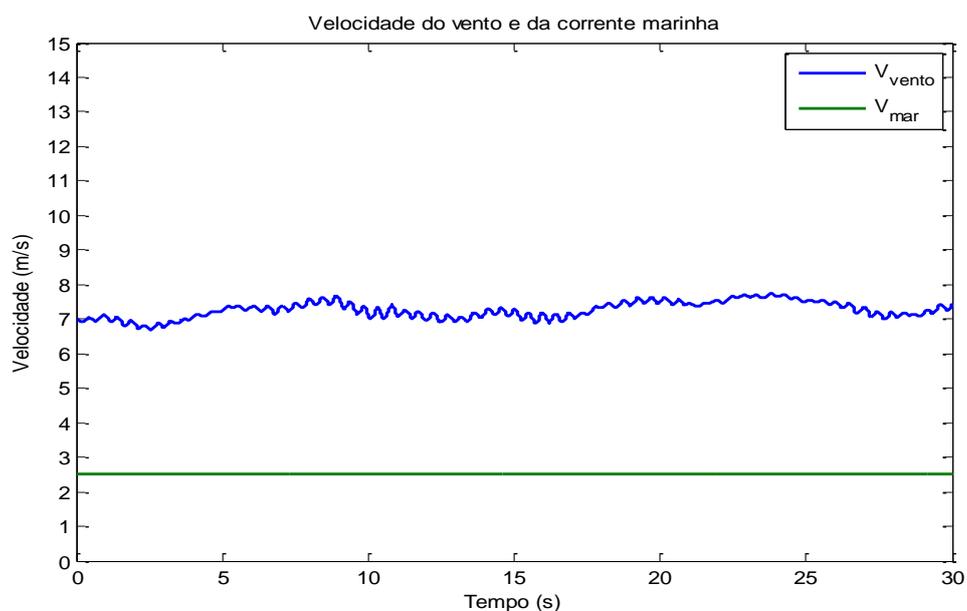


Figura IV-89. Velocidade do vento com média de 7m/s e da corrente marinha de 2,5m/s.

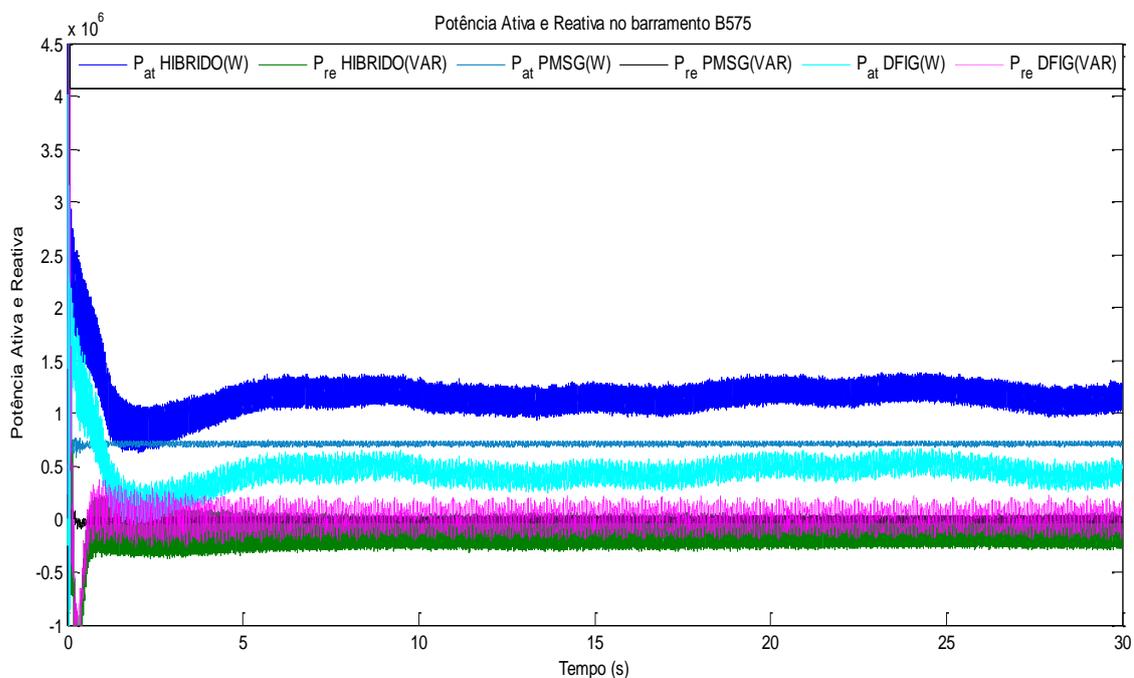


Figura IV-90. Potências medidas no PCC, no PMSG e no DFIG frente a vento com velocidade média de 7m/s e corrente marinha de 2,5m/s.

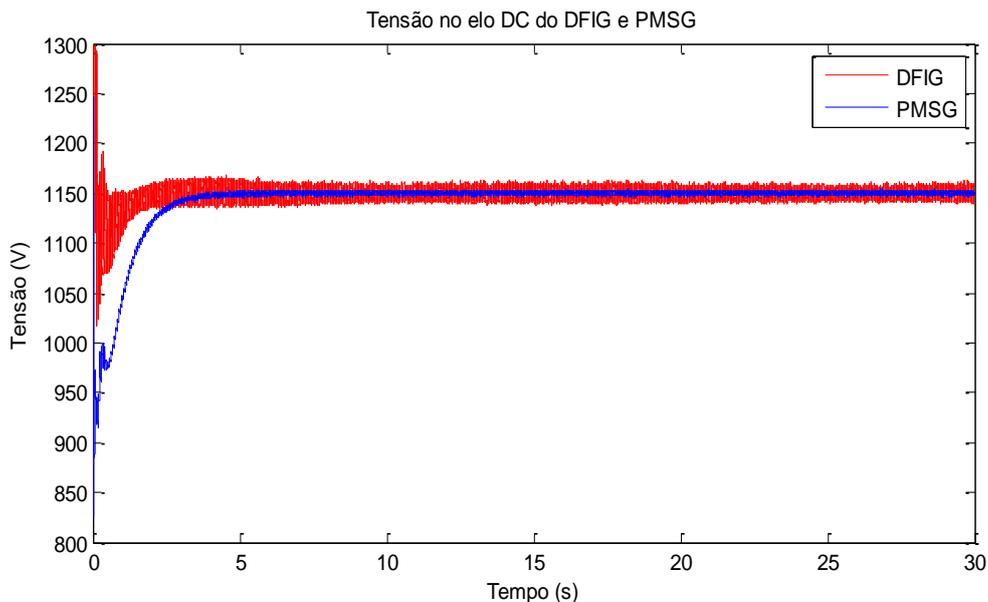


Figura IV-91. Tensão no elo DC do PMSG e DFIG frente a vento com velocidade média de 7m/s e corrente marinha de 2,5m/s.

Este caso apresenta as mesmas características dos casos anteriores. No entanto, a tensão do elo DC do PMSG apresenta menor oscilação em relação à tensão do elo DC do DFIG, isto se deve a que a amplitude das correntes circulando por meio do conversor back-to-back do PMSG são menores, e também devido a que o DFIG está funcionando em regime subsíncrono, onde a corrente do rotor está sendo absorvida. Esta absorção da corrente por parte do rotor do DFIG, também não afeta o comportamento do PMSG, cujo coeficiente de potência é máximo.

A potência obtida do sistema híbrido para este caso apresenta menor oscilação em comparação com o ensaio anterior, representando uma fonte com maior estabilidade para fornecer energia. No entanto, sua potência gerada é baixa, limitando o fornecimento no caso de cargas elevadas.

CAPITULO V

Conclusões e Trabalhos Futuros

Este trabalho apresentou uma topologia pouco conhecida em sistemas de geração de energia e que tem uma projeção muito promissória em países que contam com a disponibilidade destes recursos como o Brasil. Por meio dos resultados obtidos, o sistema híbrido frente a mudanças nas velocidades dos recursos de entrada conserva as variações de potência ocasionadas por cada sistema. No entanto, a potência é mais prolongada, reduzindo a variação da potência no PCC, diminuindo o controle do sistema e a necessidade de sistemas de armazenamento.

Foram apresentadas as razões que devem ser tidas em conta na hora de escolher um sistema de geração de energia elétrica, cujas técnicas de controle resultaram eficientes e que apesar das características das máquinas e do comportamento variável dos recursos, garantiram a máxima extração da potência mecânica e elétrica disponível.

A complementaridade entre fontes renováveis de geração de energia elétrica é um tema de pesquisa que está sendo altamente estudado devido à falta, poluição e custos da potência gerada por fontes de energia convencionais. Estes estudos têm sido orientados principalmente a recursos como o eólico, o solar e o hidráulico (PCH), cujos comportamentos revelam bons resultados, permitindo melhorar a estabilidade do sistema, reduzindo perdas, etc. O recurso marinho, em comparação com estes recursos, não apresenta mudanças notórias de potência ao longo do ano para ser usado como sistema complementar anual. No entanto, as mudanças mensais de potência apresentam um ciclo alto e um baixo, o qual poderia ser aplicado no apoio destes sistemas.

Em relação aos trabalhos futuros, seria interessante observar o comportamento do sistema de controle frente a falhas no sistema de potência como curto circuitos ou quedas na tensão da rede, isto permitiria analisar o comportamento de cada sistema e observar se o controle de cada gerador atua de forma independente ou conjunta.

Alguns autores trabalharam com a técnica de controle por enfraquecimento de campo no sistema de geração por correntes marinhas, para limitar a potência gerada por um gerador de ímã permanente nos instantes de tempo em que as correntes marinhas fossem superiores da nominal. A técnica de controle por enfraquecimento de campo é

aplicada ao conversor do lado da máquina, cujo objetivo é permitir que a máquina operasse em velocidades acima da nominal, para que por meio do controle de torque ou de velocidade limite a potência. Seria interessante fazer uma análise por meio de elementos finitos do comportamento dos ímãs da máquina frente a esta técnica de controle, pois a corrente i_d negativa característica do enfraquecimento de campo afeta a vida útil dos ímãs.

Os sistemas de geração propostos poderiam ser melhorados fazendo uso de outras técnicas de chaveamento para reduzir as perdas, da mesma forma poderiam ser usados filtros mais restritos que melhorem a qualidade das grandezas elétricas no PCC, com uma rejeição maior de harmônicos.

Referências Bibliográficas

- [1] ANNEL. Banco de Informações de Geração. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 2 de Out. 2014.
- [2] TANCREDI, M., ALVES, O., 2013, *Por que o Brasil está trocando as hidrelétricas e seus reservatórios por energia mais cara e poluente?*. In: Núcleo de Estudos e Pesquisas do Senado, Textos para Discussão No. 128, Brasil.
- [3] PINHO, J. T., GALDINO, M. T., 2014, *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos*. In: Grupo de Trabalho de Energia Solar – CEPEL – DTE – CRESESB.
- [4] ATLANTIS. Marine Power Global Resources. Disponível em: <<http://www.atlantisresourcesltd.com>>. Acesso em: 8 de Dec. 2014.
- [5] BENELGHALI, S., BENBOUZID, M., CHARPENTIER, J., 2010, “Comparison of PMSG and DFIG for Marine Current Turbine Applications”. In: XIX International Conference on Electrical Machines (ICEM), pp. 1 – 6.
- [6] ZHANG, J., MOREAU, L., MACHMOUM, M., *et al.*, 2014, “State of Art in Tidal Current Energy Extracting Technologies”. In: *Green Energy, International Conference*, pp. 1 – 7, Sfax, March.
- [7] RAHMAN, M. L., OKA, S., SHIRAI, Y., 2010, “Hybrid Power Generation System Using Offshore-Wind Turbine and Tidal Turbine for Power Fluctuation Compensation (HOT-PC)”. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, Vol.1, Issue.2, pp. 92 – 98.
- [8] STOUTENBURG, E., JENKINS, N., JACOBSON, M., 2010, “Power output variations of co-located offshore wind turbines and wave energy converters in California”. *Renewable Energy* 35, pp. 2781 – 2791.
- [9] RAHMAN, M., SHIRAI Y., 2012, “Design and analysis of a prototype HOTT generation system”. In: *BUP JOURNAL.*, Vol. 1, Issue 1, pp. 111 – 129.
- [10] WANG, L., LI, C., CHEN, Y., *et al.*, 2011, “Analysis of a Hybrid Offshore Wind and Tidal Farm Connected to a Power Grid Using a Flywheel Energy Storage System”. *Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE*, pp.1 – 8.
- [11] DA, Y., KHALIGH, A., 2009, “Hybrid Offshore Wind and Tidal Turbine Energy Harvesting System with Independently Controlled Rectifiers”. In: *Industrial Electronics, 2009. IECON '09. 35th Annual Conference of IEEE*, pp. 4577 – 4582.
- [12] LI, H., CHEN, Z., 2008, “Overview of different wind generator systems and their comparisons”. *IET Renew. Power Gener.*, Vol. 2, No. 2, pp. 123 – 138.
- [13] LISERRE, M., CARDENAS, R., MOLINAS, M. J., *et al.*, 2011, “Overview of Multi-MW Wind Turbines and Wind Parks”. *IEEE Transactions On Industrial Electronics*, Vol. 58, no. 4.

- [14] THONGAM, J., TARBOUCHI, M., BEGUENANE, R., *et al.*, 2012, "An Optimum Speed MPPT Controller for Variable Speed PMSG Wind Energy Conversion Systems". In: IECON - 38th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society, pp. 4293 – 4297.
- [15] ABDULLAH, M., YATIM, A., WEI, C., 2011, "A Study of Maximum Power Point Tracking Algorithms for Wind Energy System". In: Clean Energy and Technology (CET), IEEE First Conference, pp. 321 – 326.
- [16] ZHANG, S., TSENG, K., MAHINDA, D., *et al.*, 2011, "Design of a Robust Grid Interface System for PMSG-Based Wind Turbine Generators". IEEE Transactions on Industrial Electronics, Vol. 58, Issue: 1, pp. 316 – 328.
- [17] ANER, M., NOVIWICKI, E., 2011, "Two-level Backward Operation of a VSMC for PMSG Grid-connected Variable Speed Wind Turbine System". In: Electric Machines & Drives Conference (IEMDC), IEEE International, pp. 1100 – 1106.
- [18] AGARWAL, V., AGGARWAL, R., PATIDAR, P., *et al.*, 2010, "A Novel Scheme for Rapid Tracking of Maximum Power Point in Wind Energy Generation Systems". IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 25, Issue: 1, pp. 228 – 236.
- [19] VILATHGAMUWA, D., JAYASINGHE, D., MADAWALA, K., 2009, "Space Vector Modulated Cascade Multi-Level Inverter for PMSG wind generation systems". In: IECON '09. 35th Annual Conference of IEEE Industrial Electronics, pp. 4600 – 4605.
- [20] ARIFUJJAMAN, M., IQBAL, M., QUAICOE, J., 2009, "A Comparative Study Of The Reliability Of The Power Electronics In Grid Connected Small Wind Turbine Systems". In: Electrical and Computer Engineering, 2009. CCECE '09. Canadian Conference, pp. 394 – 397.
- [21] BALME, R., SAUX, K., ELGHALI, S., *et al.*, 2007, "A Simulation Model for the Evaluation of the Electrical Power Potential Harnessed by a Marine Current Turbine in the Raz de Sein". OCEANS – Europe, pp. 1 – 6.
- [22] ROCHA MACHADO, I., 2013, "Geração Elétrica a partir de Ondas do Mar – Modelo Completo e Análise do Sistema de Armazenamento de Energia". Tese de D.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- [23] ALY, H., HAWARY, E., 2011, "Small signal stability analysis of tidal current turbine using DDPMSG with and without controller". In: IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC), pp. 239 – 243.
- [24] HAMED, H., ALY, H., HAWARY, M., 2012, "Stability and control of tidal current energy with DFIG using PI controllers". In: 25th IEEE Canadian Conference, Electrical & Computer Engineering (CCECE), pp. 1 – 6.
- [25] HAGERMA, G., POLAGYE, B., BEDARD, R., *et al.*, 2006, "Methodology for Estimating Tidal Current Energy Resources and Power Production by Tidal In-Stream Energy Conversion (TISEC) Devices". EPRI North American Tidal In Stream Power Feasibility Demonstration Project, 1 phase project definition study.

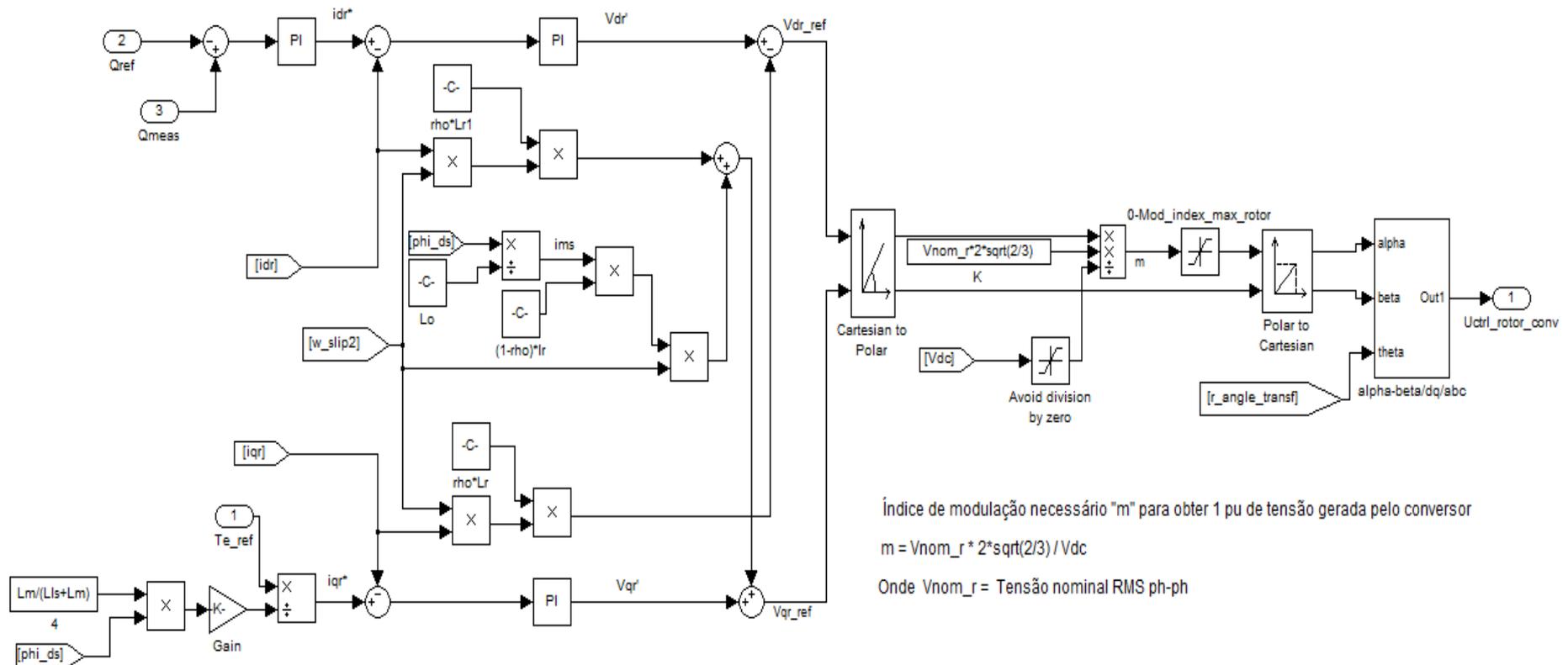
- [26] SENHG, Y., LEE, S., 2009, "Marine tidal Current Electric Power Generation: State of Art and Current Status". *Renewable Energy / Intechopen*, pp. 211 – 226.
- [27] MASWOOD, I., TSENG, K., BHANGU, B., *et al.*, 2012, "Maximum power extraction of tidal streams". *IEEE PES, Innovative Smart Grid Technologies*, pp. 1-6.
- [28] ZHANG, S., TSENG, K., VILATHGAMUWA, D., 2011, "Design of a Robust Grid Interface System for PMSG-Based Wind Turbine Generators". *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, Vol.58, Issue 1, pp. 316 – 328.
- [29] ARAÚJO LIMA, F. K., 2009, "Aerogerador Baseado em Máquina de Indução Duplamente Alimentada - Suportabilidade para Afundamento de Tensão". Tese de D.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- [30] SANTOS CANEDO, L., 2007, "Ajuste do desempenho dinâmico de um Sistema de Geração Eólica com Gerador de Indução Duplamente Alimentado". Dissertação de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- [31] AGUIAR JUNIOR, E. A., 2007, "Análise básica de operação do Gerador de Dupla Alimentação para aproveitamento Eólico". Dissertação de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- [32] CARVALHO FERREIRA, J. C., 2005, "Aplicação do controle vetorial e teoria PQ no controle de aerogeradores conectados à rede elétrica". Dissertação de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- [33] SOARES ROCHA S., 2005, "Comportamento dinâmico de Gerador de Indução com Dupla Alimentação em Sistema de Geração Eólica". Dissertação de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- [34] NOVOTNY & LIPO, 1996, "Vector Control and Dynamics of AC Drives (Vector Control & Dynamics of AC Drives)", Oxford University Press.
- [35] LEONHARD, W., 2001, "Control of Electrical Drives", 3a. ed. New York: Springer-Verlag.
- [36] LIANG, J., WHITBY, B., 2011, "Field Oriented Control of a Permanent Magnet Synchronous Generator for use in a Variable Speed Tidal Stream Turbine". In: 46th International Universities' Power Engineering Conference, pp.1 – 6.
- [37] JAHROMI, M., MASWOOD, A., TSENG, K., *et al.*, 2011, "Tidal in Stream Generation with Improved PCC Voltage Profile". *Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), 2012 IEEE PES*, pp.1 – 6.
- [38] ZHOU, Z., SCHUILLER, F., CHARPENTIER, J., 2013, "Power Limitation Control for a PMSG- Based Marine Current Turbine at High Tidal Speed and Strong Sea State". In: *Electric Machines & Drives Conference (IEMDC), 2013 IEEE International*, pp. 75 – 80.
- [39] GAVRILUTA, C., SPATARU, S., MOSINCAT, I., *et al.*, 2012, "Complete methodology on generating realistic wind speed profiles based on measurements". In: *International Conference on Renewable Energies and Power Quality*, pp.1 – 6.

- [40] CHEN, H., AHMED, N., ZAÏM, E., *et al.*, 2012, "Marine Tidal Current Systems: state of the art". In: Industrial Electronics (ISIE), 2012 IEEE International Symposium, pp. 1431 – 1437.
- [41] MBABAZI, S., WANG, J., STONE, D., *et al.*, 2012, "Tidal stream power collection Passive rectification to a common DC-bus". In: Power Electronics, Machines and Drives (PEMD 2012), 6th IET International Conference, pp.1 – 6.
- [42] ELGHALI, S., BENBOUZID, M., CHARPENTIER, J., 2010, "Modeling and Control of a Marine Current Turbine Driven Doubly Fed Induction Generator". Renewable Power Generation, Vol. 4, Issue: 1, pp. 1 – 11.
- [43] KHAN, J., MOSHREF, A., BHUYAN, G., 2009, "A Generic Outline for Dynamic Modeling of Ocean Wave and Tidal Current Energy Conversion Systems". Power Engineering Society, IEEE General Meeting - PES, pp. 1 – 6.
- [44] JIANG, Y., FAN, M., YAO, L., 2009, "Variable Speed Constant Frequency Tidal Current Energy Generation and Control Strategy for Maximum Power Point Tracking and Grid Connection". In: Sustainable Power Generation and Supply, 2009. SUPERGEN '09. International Conference, pp. 1 – 6.
- [45] TESTA, A., DE CARO, S., SCIMONE, T., 2009, "High efficiency field oriented control of an induction generator for a tidal current turbine". In: Power Electronics and Applications, 2009. EPE '09. 13th European Conference, pp. 1 – 10.
- [46] ZHANG, H., FLETCHER, J., GREEVES, N., *et al.*, 2011, "One-power-point operation for variable speed wind/ tidal stream turbines with synchronous generators". Renewable Power Generation, IET, Vol. 5, Issue: 1, pp. 99 – 108.
- [47] ROSAS, P., 2003, "Dynamic Influences of Wind Power on The Power System", Thesis PhD, Orsted Institute/Technical University of Denmark, Denmark.
- [48] KRAUSE, P., WASYNCZUK, O., SUDHOFF, S. D., 2002, "Analysis of Electric Machinery and Drive Systems", 2a. ed. Wiley-IEEE Press.
- [49] BARTON, T. H., 1978, "Pulse Width Modulation for Power Converters-the Bessel approximation". IEEE Industry Applications Society, Toronto, pp. 1125 – 1130.
- [50] GRAHAME HOLMES, D., LIPO, T. A., 2003, "Pulse Width Modulation for Power Converters-Principles and Practice". IEEE Press Series on Power Engineering, Mohamed E. El-Hawary.
- [51] PENA, R., CLARE, J. C., ASHER, G. M., 1996, "Doubly fed induction generator using back-to-back PWM converters and its application to variable-speed wind-energy generation". IEEE. Proc.-Electr. Power Appl., Vol. 143, No. 3.
- [52] BOLIK, S. M., 2004, "Modelling and Analysis of Variable Speed Wind Turbines with Induction Generator during Grid Fault". Aalborg University Institute of Energy Technology, Denmark.

- [53] SHUHUI, L., HASKEW, T. A., SWATLOSKI, R. P., *et al.*, 2012, "Optimal and Direct-Current Vector Control of Direct-Driven PMSG Wind Turbines". IEEE Transactions on Power Electronics, Vol. 27, No. 5, pp. 2325 – 2337.
- [54] GAGNON R., 1997-2009, "Wind Farm – DFIG Detailed Model". Hydro-Quebec and The MathWorks, Inc. SimPowerSystems Demo.
- [55] PORTELLA, J. R., 2007, "Viabilidade de Captação da Energia Eólica nos Oceanos (Captação Offshore)". Monografia de Esp., Universidade Federal de Lavras, Lavras, MG, Brasil.
- [56] ZHAN, P., LIN, W., WEN, J., 2012, "Design of LCL Filters for the Back to back Converter in a Doubly Fed Induction Generator". Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT Asia), pp. 1 – 6.
- [57] REZNIK, A., GODOY, M., AL-DURRA, A., *et al.*, 2012, "LCL Filter Design and Performance Analysis for Small Wind Turbine Systems", In: Power Electronics and Machines in Wind Applications (PEMWA), IEEE, pp. 1 – 7.
- [58] HARSHA, S., SHILPA, G. N., RAMESH, E., *et al.*, 2012, "Voltage Source Converter Based HVDC Transmission". In: International Journal of Engineering Science and Innovative Technology (IJESIT), Vol. 1, Issue 1.
- [59] XIANGFU, L. "Development of 5MW Direct-driven PM Synchronous Generator for Offshore Gearless Wind Turbines", National Key Laboratory of Wind Power Technology, XEMC.
- [60] ERNST & YOUNG, 2010, "Cost of and financial support for wave, tidal stream and tidal range generation in the UK". A report for Department of Energy and Climate Change and the Scottish Government.

ANEXO I

Controle do Conversor do lado da Máquina do DFIG



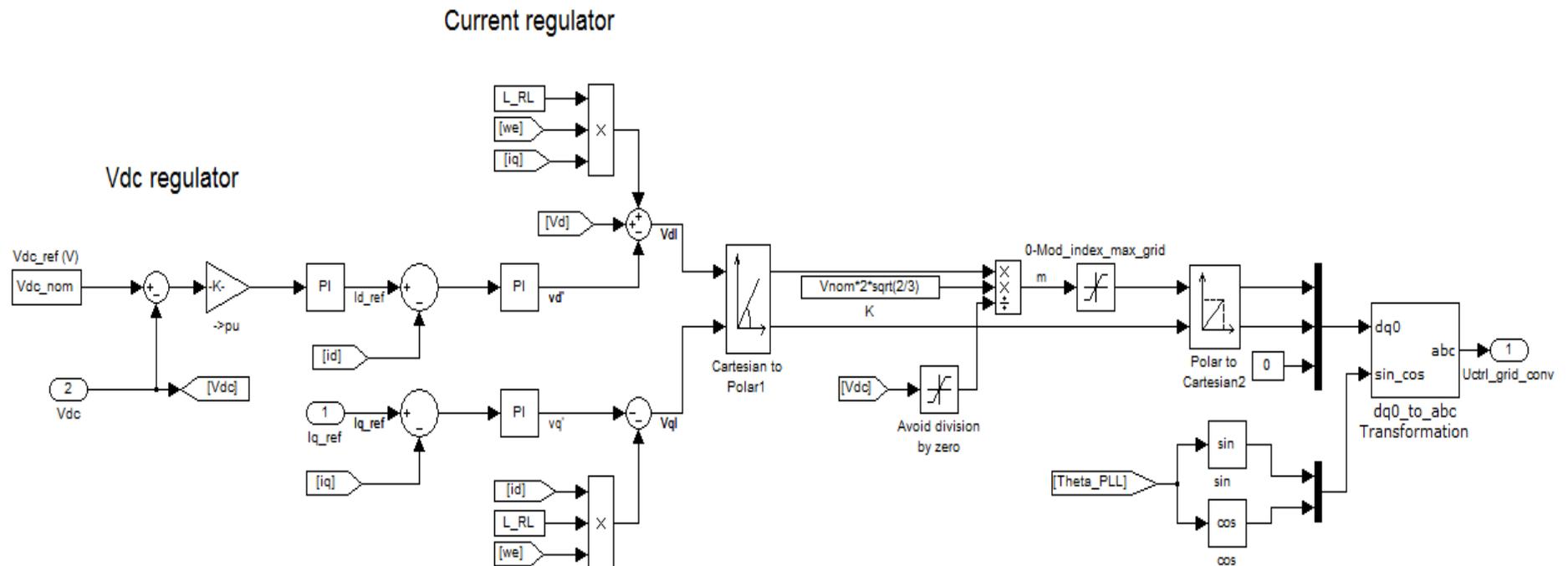
Índice de modulação necessário "m" para obter 1 pu de tensão gerada pelo conversor

$$m = \frac{V_{nom_r} \cdot \sqrt{2} \cdot \sqrt{2/3}}{V_{dc}}$$

Onde V_{nom_r} = Tensão nominal RMS ph-ph

ANEXO II

Controle do Conversor do lado da Rede do DFIG



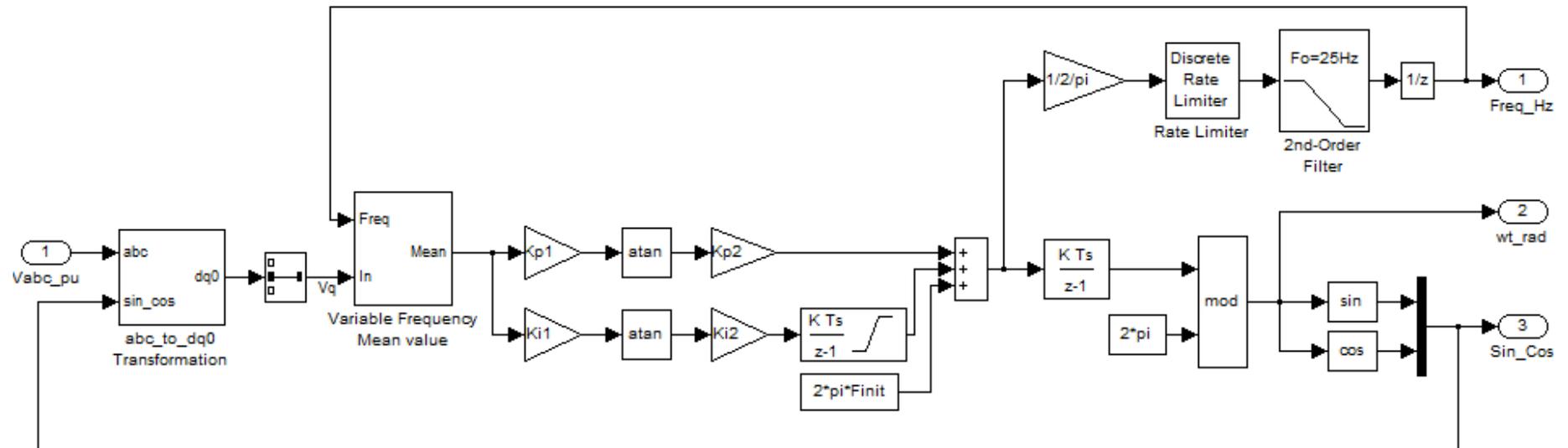
Índice de modulação necessário "m" para obter 1 pu de tensão gerada pelo conversor

$$m = V_{nom} * 2 * \sqrt{2/3} / V_{dc}$$

Onde V_{nom_r} = Tensão nominal RMS ph-ph

ANEXO III

PLL Discreto Trifásico



ANEXO V

Controle do Conversor do lado da Rede do PMSG

