MAURICIO ANDRÉS PAEZ PRIETO

**Análise de Turbinas Eólicas Conectadas ao Sistema Elétrico Equipadas com
Geradores Síncronos a Ímãs Permanentes**

São Paulo

(2014)

MAURICIO ANDRÉS PAEZ PRIETO

**Análise de Turbinas Eólicas Conectadas ao Sistema Elétrico Equipadas com Geradores
Síncronos a Ímãs Permanentes**

Dissertação apresentada à Escola Politécnica
da Universidade de São Paulo para obtenção do
título de Mestre em Ciências

Orientador: Prof. Dr.
Mauricio Barbosa de Camargo Salles

São Paulo
(2014)

Este exemplar foi revisado e corrigido em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador.

São Paulo, 15 de agosto de 2014.

Assinatura do autor

Assinatura do orientador

Catálogo-na-publicação

Paez Prieto, Maurício Andres

Análise de turbinas eólicas conectadas ao sistema elétrico equipadas com geradores síncronos a ímãs permanentes / M.A. Paez Prieto. – versão corr. -- São Paulo, 2014.

p.

Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

1.Energia eólica 2.Turbinas 3.Sistemas elétricos 3.Máquinas síncronas I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II.t.

AGRADECIMENTOS

À Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP) pelo apoio financeiro.

RESUMO

Este trabalho de mestrado está relacionado com a análise do comportamento dinâmico de turbinas eólicas equipadas com gerador síncrono com excitação a ímãs permanentes operando durante contingências na rede elétrica e com variação na velocidade do vento. Tal configuração tem muitas vantagens quando comparada com a configuração atualmente utilizada pelos principais fabricantes de turbinas eólicas de grande porte. A principal delas é devido ao fato de não utilizar caixas de engrenagens.

Porém, o impacto na rede elétrica com a conexão de tal configuração deve ser minimizado melhorando as condições operativas no ponto de conexão da fazenda eólica. Desta forma, o projeto em questão visa investigar formas de diminuir os impactos negativos causados e melhorar a estabilidade do sistema, principalmente, no ponto de conexão à rede elétrica.

Portanto, o projeto de pesquisa deste mestrado está relacionado ao desenvolvimento de modelos computacionais que representem tal tecnologia, considerando os principais componentes e controles utilizando o software de simulação PSCAD. Também são incluídos novos métodos de controle e elementos adicionais que melhoram a confiabilidade e o nível de penetração de parques eólicos com geradores a ímãs permanentes.

Ressalta-se que tais modelos não estão disponíveis de forma completa no software citado acima, portanto foram desenvolvidos partindo de modelos genéricos existentes. Todas as partes do modelo foram realizadas com elementos básicos acessíveis em qualquer programa de simulação, de modo que qualquer engenheiro ou pesquisador possa programar este mesmo modelo em qualquer software.

Esta dissertação começa com uma breve descrição do modelo desenvolvido, incluindo o modelo aerodinâmico das turbinas eólicas, o controle do conversor do lado do gerador, o controle do conversor do lado da rede e o sistema de proteção do link de corrente contínua. Com o modelo desenvolvido, analisa-se a operação do gerador síncrono a ímãs permanentes durante contingências na rede. A aplicação de um sistema avançado de armazenamento de energia e a possibilidade de suporte de frequência à rede elétrica também foram desenvolvidos e analisados.

Considerando os resultados obtidos, podemos verificar que a conexão de parques eólicos equipados com geradores síncronos com excitação a ímãs permanentes pode trazer benefícios para a rede elétrica, quando o seu potencial de controle e de operação é utilizado. Mais detalhes podem ser verificados nos capítulos a seguir.

Palavras chaves: Turbinas Eólicas, Gerador Síncrono Com Excitação A Ímãs Permanentes, rede elétrica.

ABSTRACT

This master's project aims to study the behavior of wind turbines with Permanent Magnet Synchronous Generator, operating during contingencies and changes in wind speed. This configuration has many advantages compared with configurations currently used by leading manufacturers of large wind turbines. The main one is due to the fact of use smaller gearboxes or even gearless turbines.

However, the impact on the electrical grid connection of this configuration should be minimized by improving the operating conditions at the connection point of the wind farm. Thus, this project aims to investigate ways to reduce the negative impacts and improve the system stability, especially at the grid connection point.

This work employs the simulation software PSCAD for developing a computational model of this technology, considering the main components and controls. New control methods and additional features are included, for improving the reliability and the level of penetration of wind farms with permanent magnet generators in the power system.

It is noteworthy that such models are not available in the simulation software PSCAD; therefore it was developed from existing generic models. All parts of the model were done with basic elements; as a result any engineer or researcher can program this same model in any software.

This work begins with a brief description of the developed model, including: the aerodynamic model of the wind turbines, the control of the generator side converter, the control of the grid side converter and the protection system of the Link-DC.

With this model, the operation of the permanent magnet synchronous generator was analyzed during network contingencies. The application of a sophisticated energy storage system for frequency support was also both developed and analyzed.

The connection of wind turbines with Permanent Magnet Synchronous Generator has advantages when its potential for control and operation is used. More details can be checked in the following chapters.

Keywords: Wind Turbines, Permanent Magnet Synchronous Generator, Electrical Grid.

LISTA DE ABREVIATURA E SIGLAS

AC	<i>Alternating Current</i>
C	<i>Capacitor</i>
DC	<i>Direct Current</i>
DBR	<i>Dynamic Brake Resistor</i>
LPF	<i>Low-Pass Filter</i>
MPPT	<i>Maximum Power-Point Tracking</i>
MTPA	<i>Maximum Torque Per Ampere Control</i>
PLL	<i>Phase-Locked Loop</i>
P_m	<i>Mechanical Power</i>
PMSG	<i>Permanent Magnet Synchronous Generator</i>
p.u.	<i>Per Unit</i>
PWM	<i>Pulse Width Modulation</i>
TSR	<i>Tip Speed Ratio</i>
UPF	<i>Unity Power Factor Control</i>
VOC	<i>Voltage Oriented Control</i>
ZDC	<i>Zero d-axis Current Control</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

A	Área varrida pelas pás
Abc	Sistema de referência estacionário no espaço
abc/dq	Transformação de referência de três fases de abc para dq
C_p	Coeficiente de potência
C_{pmax}	Coeficiente de potência máxima
D_e	Coeficiente de amortecimento
dq	Sistema de referência girante (síncrono) no plano ($\mathbb{R}^2$)
$dq0$	Sistema de referência girante (síncrono) no espaço ($\mathbb{R}^3$)
i_a, i_b, i_c	Correntes de linha fases a, b, c
i_{ag}, i_{bg}, i_{cg}	Correntes de linha fases a, b, c do controlador do lado da rede
i_d, i_q	Correntes em referência síncrona d, q
i_{dg}, i_{qg}	Correntes de linha do controlador do lado da rede na referência d, q
i_{ds}, i_{qs}	Correntes do estator na referência d, q .
i_b	Corrente no banco de baterias
i_g	Corrente nos terminais do gerador
i_{hL}	Corrente da carga desequilibrada ou com harmônicas
i_t	Corrente no ponto de conexão do gerador
i_{wf}	Corrente de saída de uma fazenda eólica
J	Momento de inércia
J_{gen}	Momento de inércia do gerador
J_{wtr}	Momento de inércia da turbina
K	Constante de relação entre a velocidade mecânica e potência mecânica
K_{gear}	Relação da caixa de velocidades
L_d, L_q	Indutâncias na referência d, q
L_{ls}	Indutância de dispersão
L_{dm}, L_{qm}	Indutância de magnetização na referência d, q
L_{ds}, L_{qs}	Autoindutância do estator na referência d, q
p	Número de pares de pólos
P_g	Potência ativa do lado da rede
P_m	Potência mecânica
P_m^*	Potência mecânica de referência
P_{mCal}	Potência mecânica calculada

Q_g	Potência reativa do lado da rede
Q_g^*	Potência reativa do lado da rede de referência
R	Raio da pá
R_s	Resistência dos enrolamentos do estator
T_e	Torque eletromagnético
T_{gen}	Torque do gerador
T_{wtr}	Torque da turbina
v	Velocidade do vento
V_a, V_b, V_c	Tensões de fases a, b, c .
V_{ai}, V_{bi}, V_{ci}	Tensões de fases a, b, c . do controlador do lado da rede
V_{ag}, V_{bg}, V_{cg}	Tensões de fases a, b, c do lado da rede depois do filtro
$V_{cz_ref_ótima}$	Tensão de sequência zero ótima
V_d, V_q :	Tensões em referência síncrona d, q
V_{DC}	Tensão no Link-CC
v_{dg}, v_{dq}	Tensões do lado da rede depois do filtro na referência d, q
v_{qs}, v_{ds} :	Tensões do estator na referência d, q .
V_1	Velocidade do vento não perturbado
$V_{média}$	Média local anual de velocidade do vento
β	Ângulo de inclinação das pás
β_{max}	Ângulo de inclinação máximo das pás
η_{GB}	Eficiência da caixa de velocidades
θ_{gen}	Posição angular do rotor do gerador
θ_i	Ângulo da corrente
θ_r	Posição angular do rotor
θ_v	Ângulo da tensão
θ_{wtr}	Posição angular da turbina
λ	Razão de velocidade de ponta de pá
$\lambda_{qs}, \lambda_{ds}$	Fluxo induzido pelas imas permanentes do rotor na fase do estator na referência d, q
λ_r	Fluxo do rotor
ρ	Densidade do ar
ω	Velocidade angular
ω_{gen}	Velocidade mecânica do gerador
ω_H	Velocidade angular no cubo
ω_m	Velocidade mecânica do gerador

ω_r :	Velocidade angular do rotor
ω_{wtr}	Velocidade mecânica da turbina

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Diagrama simplificado de uma turbina eólica equipada com PMSG	17
Figura 2: Evolução das dimensões de turbinas eólicas	21
Figura 3: PMSG de 1.5 MW da companhia GOLDWIND	21
Figura 4: Turbina de eixo horizontal.....	22
Figura 5: Coeficiente de potência/razão de velocidade de ponta de pá.....	23
Figura 6: Curva de potência para uma de turbina eólica.	24
Figura 7: Controle <i>Stall</i> :.....	26
Figura 8: Curva de potência controle <i>Passive-Stall</i>	26
Figura 9: Controle <i>Active-Stall</i> :.....	27
Figura 10: Curva de potência controle <i>Active-Stall</i>	27
Figura 11: Controle <i>Pitch</i> :.....	28
Figura 12: Curva de potência controle <i>Pitch</i>	29
Figura 13: Diagrama de blocos do controle <i>Pitch</i>	29
Figura 14: Gerador de fluxo radial com excitação a ímãs permanentes:	33
Figura 15: Gerador de fluxo axial com excitação a ímãs permanentes:.....	35
Figura 16: Gerador de fluxo transversal com excitação a ímãs permanentes, com fluxo no entreferro axial:.....	36
Figura 17: Construção de um gerador de fluxo transversal.....	37
Figura 18: Circuito em coordenadas d-q para um gerador a ímãs permanentes:	38
Figura 19: Circuito mais simples em coordenadas d-q para um gerador a ímãs permanentes:.....	39
Figura 20: Modelo de duas massas.	41
Figura 21: Modelo de uma massa.	42
Figura 22: Representação do gerador síncrono com controle ZDC:	44
Figura 23: Diagrama vetorial do gerador síncrono com controle MTPA:	47
Figura 24: Diagrama fasorial do gerador síncrono com controle UPF	49
Figura 25: Diagrama de blocos do esquema de controle para MTPA.....	50
Figura 26: Curva de rastreamento de operação de máxima potência.....	52
Figura 27: <i>C_p</i> em função do TSR	53
Figura 28: PWM com injeção de sequência zero ótima.	56
Figura 29: Velocidade do vento.	58
Figura 30: Torque mecânico e torque elétrico.....	58
Figura 31: Velocidade mecânica do gerador.	59
Figura 32: Saída do bloco “ <i>Pm Calculator</i> ”.	60
Figura 33: Esquema do controlador do lado da rede por VOC.	61
Figura 34: Fluxo de potência do lado da rede.	63

Figura 35: Esquema do controlador VOC desacoplado.	65
Figura 36: Esquema do controlador do lado da rede implementado	67
Figura 37: Esquema do controle de magnitude da corrente de saída.	68
Figura 38: Esquema do controle de magnitude da tensão	69
Figura 39: Sistema teste.	70
Figura 40: Sistema teste para um único gerador.	71
Figura 41: Tensão em sequência positiva do conversor do lado da rede.	72
Figura 42: Corrente em sequência positiva da componente fundamental.	72
Figura 43: Potência reativa.....	73
Figura 44: Potência ativa.....	73
Figura 45: Esquema do filtro ativo de correntes harmônicas e desequilibradas.	74
Figura 46: Compensador de harmônicas	75
Figura 47: Sistema teste para compensador de harmônicas.	76
Figura 48: Corrente $\mathbf{i_{wf}}$, para $0 < t < 0,03 [s]$	78
Figura 49: Corrente $\mathbf{i_{wf}}$, para $0,03 < t < 0,06 [s]$	78
Figura 50: Corrente I_g no tempo.	78
Figura 51: Corrente em eixo direto e em quadratura do controlador do lado da rede.	79
Figura 52: Corrente $\mathbf{i_t}$, para $0 < t < 0,03 [s]$	79
Figura 53: Corrente $\mathbf{i_t}$, para $0,03 < t < 0,06 [s]$	80
Figura 54: Corrente $\mathbf{i_t}$, para $0,06 < t < 0,09 [s]$	80
Figura 55: Espectro da corrente $\mathbf{i_t}$, para $0 < t < 0,03 [s]$	80
Figura 56: Espectro da corrente $\mathbf{i_t}$, para $0,03 < t < 0,06 [s]$	81
Figura 57: Espectro da corrente $\mathbf{i_t}$, para $0,06 < t < 0,09 [s]$	81
Figura 58: THD da corrente $\mathbf{i_t}$	82
Figura 59: Compensador de harmônicas e desequilíbrio na rede.....	83
Figura 60: Sistema teste para compensador de harmônicas na rede	84
Figura 61: Corrente $\mathbf{i_{hL}}$ no tempo.	85
Figura 62: THD da corrente $\mathbf{i_t}$	85
Figura 63: Corrente $\mathbf{i_t}$, para $0 < t < 0,03 [s]$	86
Figura 64: Corrente $\mathbf{i_t}$, para $0,03 < t < 0,06 [s]$	86
Figura 65: Corrente $\mathbf{i_t}$, para $0,06 < t < 0,09 [s]$	86
Figura 66: Espectro da corrente $\mathbf{i_t}$, para $0,03 < t < 0,06 [s]$	87
Figura 67: Espectro da corrente $\mathbf{i_t}$, para $0,06 < t < 0,09 [s]$	87
Figura 68: Corrente I_g , para $0,03 < t < 0,06 [s]$	87
Figura 69: Corrente I_g , para $0,06 < t < 0,09[s]$	88
Figura 70: Sistema teste para compensador de harmônicas na rede	88

Figura 71: Corrente na carga ihL	89
Figura 72: Corrente it , para $0 < t < 0,03[s]$	89
Figura 73: Corrente it , para $0,06 < t < 0,09[s]$	89
Figura 74: Corrente it , para $0,085 < t < 0,115[s]$	90
Figura 75: Chopper e DBR.....	91
Figura 76: Sistema teste para terceira simulação.	92
Figura 77: Tensão no Link-CC.....	92
Figura 78: Velocidade mecânica do gerador.	93
Figura 79: Tensão no Link-CC sem <i>Chopper</i>	93
Figura 80: Tensão em sequência positiva do conversor do lado da rede.	94
Figura 81: Tensão em sequência positiva em detalhe do conversor do lado da rede.	94
Figura 82: Potência reativa.....	94
Figura 83: Potência ativa.....	95
Figura 84: Sistema de proteção com controle da velocidade mecânica do gerador.	95
Figura 85: Velocidade mecânica do gerador.	96
Figura 86: Torque mecânico e torque elétrico.....	97
Figura 87: Tensão no Link-CC.....	97
Figura 88: Energia no DBR.....	98
Figura 89: Potência ativa.....	98
Figura 90: Potência reativa.....	99
Figura 91: Tensão no Link-CC sem <i>Chopper</i>	99
Figura 92: Esquema de controle de conversor CC/CC.....	101
Figura 93: Banco de baterias.	102
Figura 94: Velocidade do vento.	104
Figura 95: Potência ativa.....	104
Figura 96: Potência reativa.....	105
Figura 97: Tensão no banco de baterias.....	105
Figura 98: Corrente no banco de baterias.....	105
Figura 99: Controle do ângulo da pá.....	108
Figura 100: Controle de extração de máxima potência.....	108
Figura 101: Controle da inércia.....	109
Figura 102: Sistema teste para sistemas avançados de suporte à frequência da rede.....	110
Figura 103: Potência ativa no " <i>Controle da Inércia</i> " e Baterias.....	111
Figura 104: Potência ativa no " <i>Controle de Extração de Máxima Potência</i> " e " <i>Controle do Ângulo das Pás</i> "	112
Figura 105: Velocidade mecânica e de referência para " <i>Controle da Inércia</i> ".....	112
Figura 106: Ângulo da pá com o método " <i>Controle do Ângulo das Pás</i> "	113

Figura 107: Velocidade mecânica e de referência para "Controle do Ângulo das Pás ".....	113
Figura 108: Velocidades de referência e mecânica, "Controle de Extração de Máxima Potência"	114
Figura 109: Torque elétrico.....	114
Figura 110: Potência ativa total.....	115
Figura 111: Curva de descarga.....	124
Figura 112 Controladores PI e filtros do controle Pitch.....	131
Figura 113: Controladores PI e filtros do controle para MTPA.....	131
Figura 114: Controladores PI e filtros do controlador do lado da rede.	132
Figura 115: Controladores PI e filtros do sistema avançado de armazenamento.....	133

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Valores típicos para a curva de potência.	25
Tabela 2: Faixa de operação dos métodos de controle	49
Tabela 3: Parâmetros da simulação do conversor do lado do gerador.	57
Tabela 4: Velocidade mecânica do gerador operando em máxima potência.	59
Tabela 5: Dados dos transformadores.	70
Tabela 6: Dados dos alimentadores.....	70
Tabela 7: Parâmetros da simulação do controle de tensão e corrente.	71
Tabela 8: Parâmetros da simulação do compensador de harmônicas numa fazenda eólica.....	77
Tabela 9: Parâmetros da simulação do compensador de harmônicos e desequilíbrio na rede	84
Tabela 10: Parâmetros da simulação do banco de baterias e variação no vento.	103
Tabela 11: Sistemas avançados de suporte à frequência da rede.	110
Tabela 12: Características técnicas do gerador	122
Tabela 13: Valores base utilizados nos resultados	123
Tabela 14: Características técnicas da bateria de lítio.....	124
Tabela 15: Definição dos valores base do modelo	125
Tabela 16: Ajuste dos Controladores PI para as simulações.....	134
Tabela 17: Ajuste dos filtros Passa Baixo LPF para as simulações	135

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
1.1	PRINCIPAIS CONTRIBUIÇÕES DESTA DISSERTAÇÃO:.....	17
1.2	O QUE É O PSCAD? :.....	18
1.3	ORGANIZAÇÃO DO DOCUMENTO:	18
2	AERODINÂMICA DE TURBINAS EÓLICAS	21
2.1	POTÊNCIA MECÂNICA CONTIDA NO VENTO:	22
2.2	CURVA DE POTÊNCIA :.....	24
2.3	CONTROLE AERODINÂMICO DA TURBINA.....	25
2.3.1	Controle <i>Passive-Stall</i> :.....	25
2.3.2	Controle <i>Active-Stall</i> :	27
2.3.3	Controle-Pitch:	28
2.4	MODELO DO VENTO	30
2.4.1	Velocidade Media do Vento (V_{avg}):	30
2.4.2	Componente de Rampa (V_{ramp}):.....	31
2.4.3	Componente de Rajada (V_{gust}):.....	31
2.4.4	Componente de Turbulência (V_{turb}):.....	32
3	GERADORES SÍNCRONOS A ÍMÃS PERMANENTES	33
3.1	GERADOR DE FLUXO RADIAL.....	33
3.2	GERADOR DE FLUXO AXIAL:	35
3.3	GERADOR DE FLUXO TRANSVERSAL	36
3.4	MODELAGEM COMPUTACIONAL	37
3.4.1	Modelo Elétrico de Gerador	37
3.4.2	Torque Eletromagnético:.....	40
3.4.3	Modelos Mecânicos de Massas	40
4	CONTROLE DO CONVERSOR DO LADO DO GERADOR.....	43
4.1	CORRENTE DE EIXO DIRETO DO ESTATOR IGUAL A ZERO (ZDC)	43
4.2	TORQUE MÁXIMO POR AMPERE (MTPA).....	45
4.3	FATOR DE POTÊNCIA UNITÁRIO (UPF)	47
4.4	COMPARAÇÃO DOS MÉTODOS DE CONTROLE.....	49

4.5	APLICAÇÃO DO MÉTODO DE CONTROLE MTPA	50
4.5.1	Cálculo da Potência Mecânica P_m :	51
4.5.2	Rastreamento de Operação de Máxima Potência (MPPT).....	51
4.5.3	Limitador de Velocidade.....	55
4.5.4	Cálculo das Correntes no Eixo Direto e Quadratura	55
4.5.5	Modulador em Largura de Pulso PWM	56
4.5.6	Simulação do Comportamento do Controlador com Variação do Vento.....	57
5	CONTROLE DO CONVERSOR DO LADO DA REDE.....	61
5.1	CONTROLADOR VCO DESACOPLADO	64
5.2	MODELO DO CONTROLADOR DO LADO DA REDE.....	66
5.2.1	Controle de Magnitude da Corrente de Saída	68
5.2.2	Controle de Magnitude da Tensão.....	69
5.2.3	Investigação: Controles de Tensão e Corrente para Diferentes Velocidades do Vento ..	69
5.2.4	Filtro ativo de Correntes Harmônicas e Desequilibradas.	74
5.2.5	Investigação do Compensador de Harmônicas numa Fazenda Eólica	76
5.2.6	Investigação do Compensador de Correntes Harmônicas Produzidas Pela Rede	83
5.2.7	Investigação do Desequilíbrio de Carga.....	88
6	SISTEMA DE PROTEÇÃO DO LINK DE CORRENTE CONTÍNUA.....	91
6.1	SISTEMA DE PROTEÇÃO UTILIZANDO O CHOPPER E DBR.....	91
6.1.1	Investigação do Chopper e DBR para Diferentes Velocidades do Vento	92
6.2	SISTEMA DE PROTEÇÃO COM CONTROLE DA VELOCIDADE MECÂNICA DO GERADOR	95
6.2.1	Investigação da Proteção com Controle da Velocidade Mecânica do Gerador.....	96
7	SISTEMA AVANÇADO DE ARMAZENAMENTO	100
7.1	INVESTIGAÇÃO DO BANCO DE BATERIAS E VARIAÇÃO NO VENTO.....	103
8	SISTEMAS AVANÇADOS DE SUPORTE À FREQUÊNCIA DA REDE	107
8.1	LIMITANDO A POTÊNCIA ATIVA DO GERADOR:	107
8.2	CONTROLE DA INÉRCIA:	109
8.3	INVESTIGAÇÃO: SISTEMAS DE SUPORTE À FREQUÊNCIA DA REDE.	109
9	CONCLUSÕES.....	116

9.1	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	117
9.2	DIAGRAMA	117
10	REFERÊNCIAS	119
	APÊNDICE A: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DO GERADOR	122
	APÊNDICE B: VALORES BASE UTILIZADOS NOS RESULTADOS	123
	APÊNDICE C: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DA BATERIA DE LÍTIO	124
	APÊNDICE D: REPRESENTAÇÃO POR UNIDADE DO GERADOR	125
	APÊNDICE E: CONTROLADORES PI / FILTROS PASSA BAIXO LPF	131
	APÊNDICE D: ARTIGOS	136

1 INTRODUÇÃO

A geração de energia eólica deixou de ser uma modalidade de geração de energia coadjuvante e passou a ter importância na geração de energia elétrica. É interessante notar que existem, atualmente, cerca de 200 mil turbinas eólicas instaladas em todo o mundo com uma capacidade aproximada de 300GW. Deste valor, cerca de 200 GW estão na União Européia, enquanto a China e os EUA têm cerca de 50GW cada uma. De acordo com o *World Wind Energy Association*, a participação da energia eólica no consumo total de energia no mundo foi de 1,5% em 2008 e 2,5% em 2010. Com a taxa atual de instalação e crescimento prevê-se que a penetração no mercado de energia eólica será de 8% em 2018. Várias nações já alcançaram níveis relativamente altos de penetração: 28% na Dinamarca, 19% em Portugal, 16% na Espanha, 14% na Irlanda e 8% na Alemanha [1].

Na década de 90, a tecnologia que dominava o mercado de turbinas eólicas era baseada no conceito de velocidade constante. Nos países pioneiros no desenvolvimento de turbinas eólicas, como a Espanha e a Dinamarca, essa tecnologia ainda representa uma boa parte das turbinas eólicas conectadas à rede elétrica. Nesta mesma década, o desenvolvimento de turbinas eólicas de velocidade variável começou a aumentar sua participação devido à evolução dos conversores baseados em eletrônica de potência. Neste contexto, o gerador síncrono a ímãs permanentes (PMSG, do inglês *Permanent Magnet Synchronous Generator*) tornou-se uma opção muito promissora [1][2].

Os geradores síncronos a ímãs permanentes PMSG podem ser acionados diretamente ou com caixas de velocidades menores (relação de engrenagem e tamanho reduzidos devido ao aumento do número de pares de pólos do PMSG em comparação com outros tipos de geradores) e estão ligadas à rede de energia através de um conversor de frequência. A capacidade do conversor deve ser semelhante ou maior do que a potência nominal do gerador[3].

As principais vantagens deste conceito em comparação com turbinas eólicas de velocidade fixa equipadas com geradores síncronos são [3][4]:

- ✓ Uso de caixas de velocidades menores ou até mesmo não usadas;
- ✓ O sistema de excitação é substituído por ímãs permanentes;
- ✓ O uso de conversores na saída do gerador funciona como um “limitador”; protegendo a caixa de engrenagem e o gerador PMSG de falhas na rede de energia;
- ✓ Os geradores não trocam potência reativa com a rede por causa da presença do Link-CC no sistema do conversor;
- ✓ A potência de saída pode ser otimizada em relação ao vento de entrada, devido à operação com velocidade variável do rotor;
- ✓ O conversor do lado da rede pode operar com fator de potência unitário eliminando a necessidade de compensação reativa, necessários para a operação de geradores de indução de gaiola de velocidade fixa;

- ✓ O conversor também pode ser obrigado a controlar dentro de uma gama a potência reativa e a tensão na rede. O intervalo de controle é limitado pela capacidade do conversor de frequência.

O uso de caixas de engrenagens menores ou mesmo a concepção sem engrenagens implica uma simplificação da construção mecânica, um aumento da robustez e uma redução das perdas de energia. As turbinas eólicas com caixa de velocidades menores podem começar a gerar energia em ventos mais baixos do que aqueles com caixas de engrenagens maiores devido à redução das perdas de energia mecânica [3]. No entanto, a redução na relação da caixa de engrenagens requer um aumento no número de pares de pólos do gerador, o que torna mais complexa essa construção [3]. Assim, a construção eletromagnética do PMSG é mais complexa do que no caso das concepções convencionais de turbinas eólicas, tais como:

- ✓ Geradores a velocidade fixa;
- ✓ Geradores a velocidade variável com geradores de indução duplamente alimentados e conversores de carga parcial;
- ✓ Geradores a velocidade variável com geradores de indução e conversores de frequência de plena carga.

A utilização desta tecnologia conectada em sistemas de energia elétrica pode impactar de forma negativa a operação de tais sistemas. Desta forma, justifica-se a necessidade de que estudos específicos sejam feitos antes da conexão destas turbinas à rede elétrica, destacando-se os estudos baseados em modelos computacionais que representem de forma adequada: a parte aerodinâmica, o gerador elétrico, o sistema de controle, os conversores e a rede elétrica [5]. Estes estudos estão ligados, principalmente, à estabilidade dinâmica da rede elétrica e à qualidade de energia no ponto de conexão destas turbinas.

Portanto, o projeto de pesquisa deste mestrado está relacionado ao desenvolvimento de modelos computacionais que representem tal tecnologia, considerando os principais componentes e controladores relacionados às turbinas eólicas equipadas com geradores síncronos a ímãs permanentes, operando em velocidade variável, utilizando o software de simulação PSCAD.

Ressalta-se que tais modelos não estão disponíveis de forma completa no software citado acima, portanto foram desenvolvidos partindo de modelos genéricos existentes.

Também são incluídos novos métodos de controle e elementos adicionais que melhoram a confiabilidade e o nível de penetração de parques eólicos com geradores a ímãs permanentes.

Os modelos foram realizados com elementos básicos acessíveis em qualquer programa de simulação, de modo que qualquer engenheiro ou pesquisador possa programar este mesmo modelo em qualquer software.

A Figura 1 mostra o diagrama simplificado, utilizado neste trabalho, para modelagem do gerador eólico equipado com PMSG. O conversor do lado do gerador e do lado da rede são conversores PWM baseado em portadora triangular e injeção de sequências zero ótima, com malhas de controle de corrente em referência síncrona. Isto será explicado em detalhe nos capítulos 4 e 5 desse documento. O filtro de saída é um indutor cuja magnitude foi estimada por tentativa e erro até descobrir um valor ótimo.

Figura 1: Diagrama simplificado de uma turbina eólica equipada com PMSG

1.1 PRINCIPAIS CONTRIBUIÇÕES DESTA DISSERTAÇÃO:

Em seguida são mencionadas de forma resumida as principais contribuições desta dissertação:

- ✓ Nesta dissertação é desenvolvido um modelo computacional detalhado do gerador eólico equipado com PMSG. O qual pode ser implementado em qualquer programa de simulação. Ressalta-se que este modelo não está disponível de forma completa nos principais softwares de simulação.
- Ao longo deste documento, para cada uma das partes do gerador, é feita uma breve descrição teórica, em seguida é mostrada sua implementação usando diagrama de blocos e finalmente são realizadas simulações dinâmicas para mostrar seu comportamento.
- ✓ Também são incluídos novos métodos de controle e elementos adicionais que melhoram a confiabilidade e o nível de penetração de parques eólicos com geradores a ímãs permanentes. Dos métodos de controle incluídos neste trabalho é destacado o “Filtro ativo de correntes harmônicas e desequilibradas”, o “Sistema de proteção com controle da velocidade mecânica do gerador” e os “Sistemas avançados de suporte a frequência da rede”. Igualmente, neste trabalho é estudado a inclusão de baterias de lítio Li-ion no Link-CC.

- ✓ São apresentadas diversas simulações nas quais se verifica que a conexão, de parques eólicos equipados com geradores síncronos com excitação a ímãs permanentes, pode trazer benefícios para a rede elétrica quando o seu potencial de controle e de operação é utilizado. Neste trabalho são incluídas simulações de eliminação de correntes harmônicas e desequilibradas na rede, controle de magnitude de tensão, controle de fluxo de potência reativa, controle de magnitude da corrente de saída, injeção de potência utilizando banco de baterias e sistemas avançados de suporte à frequência da rede.

1.2 O QUE É O PSCAD? :

PSCAD (do inglês *Power Systems CAD*) é uma interface gráfica poderosa e flexível mundialmente reconhecida. PSCAD permite ao usuário construir circuitos esquematicamente, executar uma simulação, analisar os resultados e gerenciar os dados em um ambiente gráfico totalmente integrado. Este programa inclui funções de “plotagem” online, controladores e medidores. De modo que o usuário pode alterar os parâmetros do sistema durante a simulação, e ver os resultados diretamente [6].

PSCAD tem uma biblioteca de modelos pré-programados e testados, que vão desde simples elementos passivos e funções de controle até modelos mais complexos, tais como: máquinas elétricas, dispositivos FACTS, linhas de transmissão e cabos. Se um determinado modelo não existe, PSCAD oferece a possibilidade, e flexibilidade, da construção de modelos personalizados, seja por montá-los graficamente através de modelos já existentes, ou através da utilização de um editor chamado *Design Editor* [6].

O perfil dos usuários do PSCAD inclui engenheiros de concessionárias de energia, fabricantes, consultores, instituições de pesquisa e acadêmicas. Ele é usado no planejamento e operação da rede, projetos de engenharia, preparação de especificações de equipamentos, ensino e pesquisa [6].

1.3 ORGANIZAÇÃO DO DOCUMENTO:

O conteúdo deste trabalho foi dividido conforme descrição a seguir.

AERODINÂMICA DE TURBINAS EÓLICAS: No capítulo 2, são descritos os princípios da aerodinâmica de turbinas eólicas. Portanto, apresentam-se conceitos básicos para entender qualquer gerador de energia eólica: potência eólica, coeficiente de potência, curva de potência, razão de velocidade de ponta de pá, tipos de controle aerodinâmico das turbinas e modelos do vento.

GERADORES SÍNCRONOS A ÍMÃS PERMANENTES: No capítulo 3, analisa-se o componente mais importante no modelo do gerador síncrono a ímãs permanentes. Assim, são analisadas as

vantagens e desvantagens da utilização deste tipo de gerador. Posteriormente são estudados os três tipos principais de construção:

- I. Gerador síncrono de fluxo radial a ímãs permanentes.
- II. Gerador síncrono de fluxo axial a ímãs permanentes.
- III. Gerador síncrono de fluxo transversal a ímãs permanentes.

Deve ser enfatizado que os geradores de fluxo radial é o conceito mais comum no PMSG [4].

Além disso, são apresentadas as equações elétricas e mecânicas em coordenadas d-q empregadas no modelo.

CONTROLE DO CONVERSOR DO LADO DO GERADOR: Neste capítulo 4, é apresentado o controle de um dos dois conversores empregados no modelo, designado como Controlador Do Lado Do Gerador. No decorrer deste capítulo são estudados três métodos de controle:

- I. Corrente de Eixo Direto do Estator Igual a Zero (do inglês *Zero d-axis Current Control ZDC*)
- II. Torque Máximo por Ampere (do inglês *Maximum Torque Per Ampere Control MTPA*)
- III. Fator de Potência Unitário (do inglês *Unity Power Factor Control UPF*)

Em cada um deles é realizada uma análise matemática e mencionam-se suas limitações e suas vantagens. No final, é escolhido o método com maiores vantagens, mostra-se o diagrama de blocos para sua implementação e uma descrição geral de como fazer o Rastreo de Operação de Máxima Potência (do inglês *Maximum Power-Point Tracking MPPT*).

CONTROLE DO CONVERSOR DO LADO DA REDE: O segundo controlador utilizado no modelo é descrito no capítulo 5.

Com as ferramentas matemáticas básicas ilustra-se o comportamento e o método utilizado para otimizar seu desempenho.

Inclui o diagrama de blocos para sua implementação e igualmente equaciona-se a função de malha, incluindo os controladores PI. Também é descrita a filosofia de funcionamentos de três esquemas de controle adicionados:

- I. Controle de magnitude da corrente de saída.
- II. Controle de magnitude da tensão.
- III. Filtro ativo de harmônicos e desequilíbrios.

SISTEMA DE PROTEÇÃO DO LINK DE CORRENTE CONTINUA: No capítulo 6 analisa-se a operação e o funcionamento de dois sistemas de proteção do Link-CC.

O primeiro sistema denominado “*Chopper* e DBR” é ativado quando a tensão no Link-CC aumenta drasticamente e atinge um valor limite. O segundo método de controle “Controle da Velocidade Mecânica do Gerador” é ativado por um sinal de subtensão nos terminais do conversor do lado da rede.

Neste capítulo são apresentadas as vantagens e desvantagens de cada um dos métodos e seu funcionamento em conjunto e separadamente.

SISTEMA AVANÇADO DE ARMAZENAMENTO: No capítulo 7 analisam-se as vantagens e desvantagens de incluir bancos de baterias no Link-CC.

Inclui o diagrama de blocos para a simulação de uma bateria de Lítio (Li-ion) e um esquema de controle para carregar e descarregar, controladamente, as baterias.

SISTEMAS AVANÇADOS DE SUPORTE À POTÊNCIA DA REDE: No capítulo 8 são estudadas três metodologias de controle do gerador para fornecer suporte à potência da rede em curto e em longo prazo:

- I. Controle de Extração de Máxima Potência.
- II. Controle do Ângulo da Pá.
- III. Controle da Inércia.

CONCLUSÕES: Os resultados obtidos no projeto de pesquisa são discutidos no capítulo 9. Também sugere futuras pesquisas baseadas nos modelos e nos resultados apresentados.

2 AERODINÂMICA DE TURBINAS EÓLICAS

A tecnologia da energia eólica evoluiu rapidamente, ao longo das últimas três décadas, aumentando os diâmetros de rotor (Figura 2). Esse aumento e o uso de sofisticada eletrônica de potência permitiram a operação em velocidade variável do rotor [7].

As turbinas de geração eólica produzem energia elétrica usando a velocidade do vento para acionar um gerador elétrico. O vento passa através das pás gerando a força de sustentação que, por sua vez, exerce uma força de rotação. As pás viram um eixo dentro da *nacelle*, que entra em uma caixa de multiplicação de velocidade. A caixa ajusta a velocidade de rotação para o ideal do gerador. Este utiliza campos magnéticos para converter a energia de rotação em energia elétrica. A potência de saída vai para um transformador, o qual converte de uma tensão de aproximadamente 700 V até uma tensão apropriada para o sistema de distribuição ou transmissão de energia, tipicamente 33 kV [7].

Figura 2: Evolução das dimensões de turbinas eólicas

Fonte: [7]

A figura a seguir mostra a disposição dos principais equipamentos para um gerador PMSG de 1.5MW da companhia GOLDWIND.

Figura 3: PMSG de 1.5 MW da companhia GOLDWIND

Fonte: [8]

2.1 POTÊNCIA MECÂNICA CONTIDA NO VENTO:

A turbina eólica extrai energia cinética da área varrida pelas pás. A Figura 4 mostra uma turbina eólica de eixo horizontal de três pás.

Figura 4: Turbina de eixo horizontal

Fonte: [7][9]

A potência do fluxo do vento é determinada por [7]:

$$P_{eolica} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \quad (2.1)$$

Onde:

ρ : Densidade do ar (aprox $1,2256 \text{ kg m}^{-3}$ ao nível do mar)

A : Área varrida pelas pás, $[\text{m}^2]$

v : Velocidade do vento, $[\text{m/s}]$

Embora a equação (2.1) calcule a energia disponível no vento, a energia transferida para o rotor da turbina eólica é reduzida pelo coeficiente de potência, C_p [7]:

$$C_p = \frac{\text{Potência mecânica}}{\text{Potência eólica}} \quad (2.2)$$

Então:

$$P_{turbina\ eólica} = C_p \cdot P_{eólica} \quad (2.3)$$

$$P_{turbina\ eólica} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \cdot C_p \quad (2.4)$$

Onde:

ρ : Densidade do ar (aprox $1,2256 \text{ kg m}^{-3}$ ao nível do mar)

A : Área varrida pelas pás, $[\text{m}^2]$

v : Velocidade do vento, $[\text{m/s}]$

C_p : Coeficiente de potência

O valor máximo de C_p é definido pelo limite de *Betz*, a qual afirma que uma turbina nunca pode extrair mais do que 59,3% da potência eólica de uma corrente de ar. Hoje os rotores de turbinas eólicas têm valores máximos de C_p que varia entre 25 e 45% [7].

Para descrever o desempenho de qualquer turbina eólica são usados: o coeficiente de potência e a razão de velocidade de ponta de pá $[\lambda]$. A razão de velocidade de ponta de pá λ é definida como [7]:

$$\lambda = \frac{\omega R}{V_1} \quad (2.5)$$

Onde:

ω : Velocidade angular

R : Raio da pá

V_1 : Velocidade do vento não perturbado

A razão de velocidade de ponta de pá $[\lambda]$ e o coeficiente de potência são adimensionais, podem ser usadas para descrever o desempenho de qualquer tamanho de rotor de turbina eólica [7]:

Na Figura 5 mostra-se que o coeficiente de potência máxima só é atingido para uma relação única de razão de velocidade de ponta de pá $[\lambda]$. Para uma turbina de velocidade fixa isso só acontece em uma única velocidade do vento. Assim, um argumento para a operação de velocidade de rotação variável é que é possível operar com um C_p máximo ao longo de uma ampla gama de velocidades de vento [7]:

Figura 5: Coeficiente de potência/razão de velocidade de ponta de pá.

Fonte: [7].

2.2 CURVA DE POTÊNCIA :

A potência gerada em uma turbina eólica em diferentes velocidades de vento é descrito pela curva de potência. A curva de potência proporciona a saída de potência elétrica como uma função da velocidade do vento na altura do cubo. Um exemplo de uma curva de potência é dado na Figura 6 [7]:

Figura 6: Curva de potência para uma de turbina eólica.

Fonte: [10]

A curva de potência tem três pontos chave na escala de velocidade do vento [7]:

- I. **VELOCIDADE DE CONEXÃO (CUT-IN):** Velocidade do vento a partir da qual a turbina começa a gerar eletricidade.
- II. **VELOCIDADE NOMINAL:** Velocidade do vento a partir da qual a turbina gera energia na sua potência nominal.
- III. **VELOCIDADE DE CORTE (CUT-OUT):** Velocidade do vento em que a turbina é desligada, mantendo a máquina dentro dos limites de segurança, conservando a integridade física do gerador elétrico e dos diversos componentes

Abaixo da *velocidade de conexão (Cut-in)*, a turbina eólica permanece desligada porque a velocidade do vento é demasiada baixa para a produção de energia útil. Então, uma vez em funcionamento, a potência de saída aumenta seguindo uma relação praticamente cúbica, com a velocidade do vento (embora modificado pela variação do C_p) até que a velocidade nominal seja atingido. Acima da *velocidade nominal* do vento a aerodinâmica do rotor é modificada para limitar a potência mecânica extraída do vento e assim, reduzir as cargas mecânicas sobre a turbina. Para velocidades muito altas de vento, acima da *velocidade de corte (Cut-out)*, a turbina é desligada [7].

A escolha da *velocidade de conexão (Cut-in)*, *velocidade nominal* e *velocidade de corte (Cut-out)* são feitos pelo projetista da turbina que, para condições de vento típicas, tentará obter a máxima extração de energia com controle das cargas mecânicas, portanto diminuir o custo de capital da turbina.

A referência [7] afirma que para uma média local anual de velocidade do vento (V_{vento}) de 8ms^{-1} os valores típicos serão de aproximadamente:

Tabela 1: Valores típicos para a curva de potência.

<i>Velocidade de conexão (Cut-In)</i>	<i>Velocidade Nominal</i>	<i>Velocidade de corte (Cut-out)</i>
5	12-14	25
$0.6 * V_{vento}$	$1.5-1.75 * V_{vento}$	$3 * V_{vento}$

As curvas de potência para equipamentos existentes podem, normalmente, ser obtidas por meio de medições de campo. Um anemômetro é colocado em um mastro próximo da turbina eólica, a uma distância razoável, para evitar a turbulência criada pela turbina que pode afetar as medições da velocidade do vento [7].

2.3 CONTROLE AERODINÂMICO DA TURBINA

A aerodinâmica de uma turbina eólica é semelhante à aerodinâmica de aeronaves. A força que causa a rotação é ocasionada pela diferença na velocidade do vento entre as superfícies das pás.

O ângulo de ataque da pá desempenha um papel crítico na quantidade de força e de torque gerado na turbina. Portanto, este é um mecanismo efetivo para controlar a quantidade de potência extraída do vento. Existem três métodos aerodinâmicos para controlar a quantidade de energia capturada [10]:

2.3.1 Controle *Passive-Stall*:

Neste mecanismo de controle a pá está fixa no cubo, em um *Ângulo De Ataque Ótimo*. Quando a velocidade do vento for inferior a velocidade nominal, captura a máxima potência possível do vento. Quando a velocidade do vento excede a velocidade nominal, gera turbulência na superfície da pá. Como consequência a força de sustentação irá ser reduzida e, eventualmente, desaparecerá com o aumento da velocidade do vento. Desta forma, a velocidade de rotação da turbina diminui. Isso proporciona um mecanismo eficaz para limitar a potência extraída do vento [10]. O princípio de operação é mostrado na Figura 7.

Figura 7: Controle *Passive - Stall*:
a) Velocidade do vento inferior à velocidade nominal, b) Velocidade do vento superior à velocidade nominal.

Fonte: [10].

A Figura 7, mostra que a força de rotação produzida pela velocidade do vento acima da velocidade nominal, $F_{W,Stall}$, é inferior a força causada pela velocidade do vento inferior ou igual à velocidade nominal, $F_{W,Nominal}$.

Quando a velocidade do vento excede a velocidade nominal o *Controle-Stall* pode não ser capaz de manter a potência captada em um valor constante, como mostrado na Figura 8. A potência extraída pode exceder a potência nominal em uma faixa de velocidade do vento, esta é uma característica indesejável [10].

Figura 8: Curva de potência controle *Passive-Stall*.

Fonte: [10].

As turbinas eólicas com controle *Passive-Stall* não necessitam de mecanismos complexos de controle de passo, mas as pás exigem um design aerodinâmico complexo. Para assegurar que o controle ocorre gradualmente e não abruptamente, as pás das turbinas eólicas de grande porte são geralmente encurvadas alguns graus ao longo do eixo longitudinal [10].

2.3.2 Controle *Active-Stall* :

Neste mecanismo de controle as pás têm um mecanismo de variação do ângulo de ataque. Portanto para as turbinas com controle *Active-Stall* a diminuição da velocidade de rotação é produzida não só pelo aumento na velocidade do vento, acima da velocidade nominal, é também produzida pelo aumento do ângulo de ataque das pás. Assim, quando a velocidade do vento excede a velocidade nominal as pás são controladas para ter uma posição maior contra o vento, o que conduz à redução da energia capturada. A Figura 9 mostra o princípio de operação [10].

Figura 9: Controle *Active-Stall*:

a) Velocidade do vento inferior à velocidade nominal, b) Velocidade do vento superior à velocidade nominal.

Fonte: [10].

Quando a velocidade do vento atinge o valor de *Cut-out* é possível utilizar a condição de funcionamento mostrada na linha tracejada da Figura 9(b). Nessa condição a pá é completamente orientada na direção do vento, fazendo com que a pá perca toda a interação com o vento e, portanto, causara parada na turbina [10].

Figura 10: Curva de potência controle *Active-Stall*.

Fonte: [10].

Como se pode observar na Figura 10; ao contrário do *Passive-Stall* o *Active-Stall* pode manter o nível de potência quando a velocidade do vento é superior a velocidade nominal [10].

2.3.3 Controle-Pitch:

Similar ao *Controle Active-Stall*, neste mecanismo de controle o ângulo de ataque das pás é ajustável. Quando a velocidade do vento excede o valor nominal, o *Controlador-Pitch* reduz o ângulo de ataque, rodando as pás gradualmente. Portanto, a diferença na velocidade do vento entre as faces da pá é reduzida, diminuindo a força de sustentação. O princípio de operação é mostrado na Figura 11. Quando o ângulo de ataque da pá está alinhado com a direção do vento, a pá perde toda a interação com o vento e, portanto, nenhuma força será exercida. Nestas condições a turbina para de girar e será possível fazer um bloqueio com um freio mecânico [10].

A Figura 11 mostra o funcionamento do *Controle-Pitch*, a condição em que a pá está totalmente alinhada com a direção do vento é chamada *Full-Pitch*.

Figura 11: Controle Pitch:
a) velocidade do vento inferior a velocidade nominal, b) velocidade do vento superior a velocidade nominal.

Fonte:[10].

Tanto o controle *Active-Stall* como o *Controle Pitch* baseia-se na rotação das pás. Mas o *Controle-Pitch* gira a pá para alinhá-la com a direção do vento e, assim, reduzir a força exercida. No caso do controle *Active-Stall*, a pá é girada para bloquear plenamente a direção do vento causando turbulência levando à parada da turbina [10].

A Figura 12 mostra a curva de potência empregando *Controle-Pitch*. Nesta curva é mantida a potência para velocidades do vento superiores a velocidade nominal.

Figura 12: Curva de potência controle *Pitch*.

Fonte:[10]

O *Controle-Pitch* tem um tempo de resposta mais rápido e suave do que o controle *Active-Stall*. Este é amplamente empregado atualmente para turbinas de grande porte [10].

Devido às vantagens acima mencionadas, será utilizado o *Controle-Pitch* como o método de controle adequado para o modelo desenvolvido neste trabalho. A Figura 13 mostra o diagrama de blocos desenvolvidos.

Com o método de controle implementado o ângulo de inclinação é mantido constante em zero grau até que a turbina atinja a potência nominal. A partir deste ponto o ângulo de inclinação é aumentado para manter a potência em valor constante até que o ângulo das pás atinge o seu valor máximo definido como β_{max} .

Figura 13: Diagrama de blocos do controle *Pitch*.

Sendo que:

ω_m :	<i>Velocidade mecânica do gerador [rad/s].</i>
θ_r :	<i>Posição angular do rotor [rad].</i>
PI :	<i>Controlador proporcional e integral.</i>
LPF :	<i>Filtro passa-baixas.</i>
β_{max} :	<i>Ângulo máximo das pás.</i>
abc/dq :	<i>Transformação de referência de três fases de abc para dq.</i>
i_a, i_b, i_c :	<i>Correntes de linha fases a,b,c.</i>
V_a, V_b, V_c :	<i>Tensões de fases a,b,c.</i>
i_d, i_q :	<i>Correntes em referência d,q.</i>
V_d, V_q :	<i>Tensões em referência d,q.</i>
P_m^* :	<i>Potência nominal</i>
P_m Calculator:	<i>Potência calculada incluindo perdas</i>
Rate limiter:	<i>Taxa máxima de variação do ângulo de inclinação</i>

No caso em que o valor do ângulo das pás seja igual ao β_{max} e a potência gerada pela turbina excede a potência nominal, isto significa que a velocidade do vento atingiu ou superou a velocidade de corte, portanto, um comando de disparo é enviado para parar imediatamente a turbina.

A equação de cálculo de potência mecânica (indicada no gráfico como *Pm Calculator*) usa os componentes de eixo direto e em quadratura das correntes e tensões de linha nos terminais do gerador. O método de cálculo é descrito posteriormente, pois é necessário compreender o modelo do gerador para calcular a energia gerada e as perdas.

Os filtros Passa Baixo são necessários a fim de filtrar correntes harmônicas causadas pela operação das chaves do conversor do lado do gerador. Desta forma, evitam-se oscilações e imprecisões no cálculo da potência P_m usada como entrada do controlador PI.

2.4 MODELO DO VENTO

Para simular o comportamento do vento, é utilizado um modelo matemático que permite gerar uma sequência de características específicas. Em geral, é bem aceito na literatura descrever o comportamento do vento por meio de quatro componentes principais [11] [12], sendo elas descritas brevemente nas seções seguintes. Deve notar-se que neste trabalho foram somente usados os componentes descritos nas seções 2.4.1 e 2.4.2.

2.4.1 Velocidade Média do Vento (V_{avg}):

O valor médio da velocidade do vento durante um período de tempo pode ser determinado pela potência gerada, potência nominal da turbina e a equação (2.4). No entanto, se o gerador emprega o

método de Controle-Pitch não existe uma relação única entre a potência e a velocidade do vento [12]. Esta componente na função do tempo é dada por:

$$v_{avg}(t) = k \quad (2.6)$$

Onde k é uma constante.

2.4.2 Componente de Rampa (V_{ramp}):

Este componente é usado para a simulação de mudanças na velocidade do vento, cujo comportamento pode ser simulado de próximo ao linear. As equações que descrevem a componente de rampa em função do tempo são [12]:

$$v_{ramp}(t) = \begin{cases} 0, & t \leq T_{r1} \\ A_r \left[\frac{t - T_{r1}}{T_{r2} - T_{r1}} \right], & T_{r1} < t \leq T_{r2} \\ A_r, & t > T_{r2} \end{cases} \quad (2.7)$$

Onde T_{r1} e T_{r2} são os tempos em que a rampa começa e termina respectivamente e A_r é o valor máximo da rampa.

2.4.3 Componente de Rajada (V_{gust}):

A componente de rajada é empregada para descrever a mudança repentina do vento. Na simulação dinâmica de sistemas de potência com energia eólica, este componente é amplamente utilizado para estudar o caráter dinâmico do sistema quando acontecem grandes perturbações na velocidade do vento [13]. A equação (2.8) descreve o comportamento da componente de rajada em função do tempo [11]:

$$v_{gust}(t) = \begin{cases} 0, & t \leq T_{1G} \\ \frac{A_g}{2} \left[1 - \cos \left(2\pi \left(\frac{t}{T_G} - \frac{T_{1G}}{T_G} \right) \right) \right], & T_{1G} < t \leq T_{1G} + T_G \\ 0, & t > T_{1G} + T_G \end{cases} \quad (2.8)$$

Onde T_{1G} é o tempo em que a rajada começa, T_G o período da rajada e A_g é o valor máximo da rajada.

2.4.4 Componente de Turbulência (V_{turb}):

Este componente representa o ruído aleatório no vento. Seu caráter aleatório faz com que seja a parte mais complexa do modelo, no entanto a referência [11] fornece uma solução para este problema usando uma soma de funções sinusoidais, como mostrado a seguir:

$$v_{turb} = 2 \sum_{i=1}^N (s_v(\omega_i) \Delta\omega)^{1/2} \cos(\omega_i t + \phi_i) \quad (2.9)$$

Onde:

$$\omega_i = \left(i - \frac{1}{2}\right) \Delta\omega.$$

ϕ_i = Uma variável aleatória com densidade de probabilidade uniforme no intervalo de 0 a 2π .

$s_v(\omega_i)$ = É a função de densidade espectral definida pela equação (2.10):

$$s_v(\omega_i) = \frac{2k_N F^2 |\omega_i|}{\pi^2 \left(1 + \left(\frac{F\omega_i}{\mu\pi}\right)^2\right)^{4/3}} \quad (2.10)$$

Onde:

k_N = Coeficiente de arrasto de superfície

F = Escala de turbulência

μ = Velocidade média do vento na altura de referência

Devido à complexidade deste modelo e do escopo definido nesta dissertação serão apresentadas apenas as equações que descrevem o seu comportamento, no entanto, para obter mais informações podem-se consultar as referências [11] e [12].

3 GERADORES SÍNCRONOS A ÍMÃS PERMANENTES

Nas três seções seguintes são analisadas as vantagens e desvantagens das três principais formas de construção do gerador PMSG [4]:

- I. Geradores síncronos de fluxo radial;
- II. Geradores síncronos de fluxo axial com o estator toroidal ou estator de duplo lado;
- III. Geradores de fluxo transversal.

Deve ser enfatizado que os geradores de fluxo radial são o conceito mais comum, e por tanto a maioria dos estudos de estabilidade em sistemas de potencia com turbinas eólicas equipadas com PMSG são feitos com este tipo de gerador [4] [14].

3.1 GERADOR DE FLUXO RADIAL

Em geradores de fluxo radial, a estrutura comum consiste de um estator cilíndrico externo com suas bobinas e de um rotor cilíndrico interno com os magnetos permanentes. A Figura 14 mostra a estrutura em planta do PMSG com fluxo radial. Uma das principais preocupações deste conceito do PMSG é chegar a um valor aceitável da densidade de fluxo no entreferro do gerador. A densidade de fluxo no espaço de ar deve ser de pelo menos cerca de 1T [4].

Figura 14: Gerador de fluxo radial com excitação a ímãs permanentes:
 (a) Com ímãs montados na superfície, um enrolamento monofásico, (b) ímãs montados na superfície, enrolamento de três fases, (c) Com concentração de fluxo, um enrolamento monofásico, (d) Secção transversal deste conceito.

Fonte:[4].

A Figura 14 (a) mostra a estrutura com excitação a ímãs permanentes montados na superfície e um enrolamento monofásico. Quando os ímãs são montados na superfície, a densidade de fluxo remanente do material magnético deve ser superior a densidade de fluxo no entreferro do gerador. Dessa forma, este deve ser superior a 1[T]. No entanto, isto não pode ser realizado com a utilização de ímãs de Ferrite de baixos custos [4].

Na escolha da estrutura dos materiais para montagem dos ímãs na superfície, pode ser necessário empregar os materiais mais caros. Este pode ser, por exemplo, de Nd-Fe-B, devido ao fato que este material tem um valor suficientemente grande da densidade de fluxo remanente. Mas seu custo é, no entanto, 30 vezes maior do que o custo de ímãs de Ferrite. A principal vantagem de empregar ímãs montados na superfície é que a construção do rotor é simples e barato, e seu peso é relativamente pequeno [4]. A Figura 14 (b) exhibe a estrutura com excitação a ímãs permanentes montados na superfície e um enrolamento de três fases. A construção do rotor é simples e os enrolamentos das bobinas do estator são deslocados por 120° elétricos [4].

A densidade de fluxo no entreferro do gerador pode ser aumentada pelo uso de arranjos de aço juntamente com os ímãs permanentes, isto é um circuito magnético de concentração do fluxo. Com base neste conceito, os ímãs permanentes são colocados dentro da construção do rotor. Os circuitos magnéticos dirigem e concentram a densidade de fluxo nas suas superfícies no entreferro. A densidade de fluxo na superfície de ímã permanente pode ser relativamente pequena, mas a densidade de fluxo no entreferro do gerador é grande, dentro dos parâmetros aceitáveis. Por exemplo, utilizando ímãs de Ferrite, caracterizados por uma densidade de fluxo remanente de cerca de 0,4 [T], juntamente com os circuitos concentrador de fluxo magnético, a densidade de fluxo no entreferro será de cerca de 1[T]. A Figura 14(c) mostra a estrutura com os circuitos magnéticos de concentração do fluxo num enrolamento monofásico. Não obstante esta metodologia torna complexa a construção do rotor, aumentando o seu peso e os custos [4].

Os geradores de fluxo radial são o conceito mais comum do PMSG. Nos geradores de fluxo radial, o comprimento do estator e o diâmetro do espaço de ar podem ser escolhidos de forma independente. Isto implica que os geradores de fluxo radial podem ser feitos com diâmetros pequenos e estatores longos [4].

A utilização de um pequeno entreferro produz elevadas forças magnéticas. Estas grandes forças ocorrem dentro das estruturas do estator e do rotor. Não é difícil construir rotores com materiais rígidos na direção radial que suportem as forças no entreferro. No entanto, o entreferro dos geradores de fluxo radial pode ser sensível à expansão térmica do estator e do rotor [4].

3.2 GERADOR DE FLUXO AXIAL:

A Figura 15 mostra a construção comum de um PMSG de fluxo axial. Este é um gerador com estator toroidal, um enrolamento no entreferro e dois rotores de disco com ímãs permanentes. A posição de instalação dos ímãs permanentes pode ser [4]:

- I. Ímãs montados na superfície com uma densidade de fluxo remanente relativamente grande;
- II. Empregando ímãs de Ferrite de baixo custo e com circuitos magnéticos de concentração do fluxo e interno à superfície.

O último arranjo é conhecido em inglês como *buried magnets*. É também relevante para este conceito a discussão feita anteriormente no PMSG de fluxo radial, que deve alcançar uma densidade de fluxo aceitável no entreferro [4].

Figura 15: Gerador de fluxo axial com excitação a ímãs permanentes:
(a) Estrutura básica com um único estator e dois rotores de discos, (b) Secção transversal deste conceito.

Fonte:[4].

A Figura 15 (a) mostra a estrutura com excitação a ímãs permanentes montados na superfície. Os núcleos do estator e do rotor podem ser feitos de laminado de aço, tal como se faz nos transformadores. A máquina, no entanto, pode ser feita com ou sem núcleos no estator ou rotor.

Como o gerador vai ser utilizado em turbinas eólicas isto implica que deve produzir energia elétrica a uma baixa velocidade de rotação e com um diâmetro apropriado para acomodar elevado número de pólos. Para reduzir o diâmetro do gerador com vários pólos é preciso reduzir o passo polar. Por conseguinte, a espessura axial da secção de disco mostrado na Figura 15, relacionada com o passo polar deve ser relativamente pequena [4].

O torque máximo dos geradores de fluxo axial é atingido quando o raio interno é em torno de 0,6 vezes o raio exterior. Quando se reduz o raio interno, o torque máximo é também reduzido. Conseqüentemente, o aumento do raio interior corresponde a um aumento do diâmetro do gerador. Isto leva a um aumento do torque máximo do PMSG [4].

Além disso, deve ser considerada a presença de grandes forças magnéticas no entreferro do gerador. Quando a espessura da estrutura do gerador é relativamente pequena é preciso ter cautela com a estabilidade mecânica da estrutura [4].

Os geradores de fluxo axial podem ser considerados como a união de várias estruturas básicas, como a mostrada na Figura 15. Pode ser considerado como vários geradores colocados no mesmo eixo do rotor. Isto torna possível gerar a potência elétrica desejada com o diâmetro reduzido.

Outra restrição deste conceito é que a aplicação dos *buried magnets* exigirá um estator com ranhuras, aumentando o custo. Uma vantagem deste conceito é que o entreferro não é afetado pela expansão térmica do estator e do rotor [4].

3.3 GERADOR DE FLUXO TRANSVERSAL

Esta máquina foi, inicialmente, desenvolvida para operar como motor nos anos 80 por H.Weih. Atualmente, mais de 11 distintas geometrias são descritas na literatura [14]. A Figura 16 mostra a configuração do conjunto rotor estator para uma fase de um gerador de fluxo transversal com excitação a ímãs permanentes com fluxo no entreferro axial [4].

Figura 16: Gerador de fluxo transversal com excitação a ímãs permanentes com fluxo no entreferro axial: (a) Linhas de fluxo para o estator cilíndrico externo, (b) Linhas de fluxo para o estator cilíndrico interno.

Fonte:[4].

Nos geradores de fluxo transversal, não há nenhuma restrição no passo do pólo de campo. Portanto, o passo do pólo pode ser feito relativamente pequeno. Isto faz com que seja possível produzir uma densidade de força eletromotriz no entreferro maior do que nos geradores de fluxo radial e axial visto nas seções 3.1 e 3.2. Com dimensões adequadas podem ser aplicados os ímãs de Ferrite em combinação com circuitos magnéticos de concentração do fluxo [4].

Isto permite a redução das perdas de cobre. No entanto, a estrutura eletromagnética dos geradores de fluxo transversal, é mais complexa do que no caso dos geradores de fluxo radial ou axial. Tornando mais caro sua fabricação [4].

A Figura 17 mostra um gerador de fluxo transversal da empresa dinamarquesa *Multipolgenerator Aps*. A potência nominal do gerador é de 400 kW e o seu diâmetro é de 1,6 m. O gerador tem 36 pólos. A velocidade de rotação nominal é de 33rpm. O gerador apresentado foi desenhado para ser empregado em turbinas eólicas de velocidade variável, a conexão com a rede é feita pelo inversor de frequência [4].

Para alcançar o nível de potência desejado, várias unidades devem ser colocadas sobre o mesmo eixo do rotor. Isto é semelhante à descrição dada para os geradores de fluxo axial [4].

Figura 17: Construção de um gerador de fluxo transversal de excitação a ímãs permanentes com vários pólos.

Fonte:[4].

3.4 MODELAGEM COMPUTACIONAL

3.4.1 Modelo Elétrico de Gerador

Por causa das limitações encontradas no modelo de gerador síncrono a ímãs permanentes da biblioteca do PSCAD, foi necessário implantar outro modelo baseado nas equações descritas nesta secção.

O modelo realizado em PSCAD está por unidade. No Apêndice D mostram-se os valores de base e a conversão de todas as equações apresentadas neste capítulo. A Figura 18 mostra o modelo de circuito em coordenadas d-q para um gerador a ímãs permanentes, na referência síncrona do campo do rotor:

Figura 18: Circuito em coordenadas d-q para um gerador a ímãs permanentes:
a) Referência no eixo direto d-eixo. b) Referência no eixo de quadratura q-eixo.

Fonte: [10].

Para apresentar o circuito do rotor, a corrente do campo produzida pelos ímãs permanentes no rotor está representada por uma fonte de corrente de magnitude constante I_f no circuito do eixo direto. De acordo com a Figura 18, as equações de tensão em coordenadas d-q do modelo são [10]:

$$v_{ds} = -R_s i_{ds} - \omega_r \lambda_{qs} + \frac{d}{dt} \lambda_{ds} \quad (3.1)$$

$$v_{qs} = -R_s i_{qs} + \omega_r \lambda_{ds} + \frac{d}{dt} \lambda_{qs} \quad (3.2)$$

Na qual:

v_{qs}, v_{ds} : Tensões do estator na referência d-q.

ω_r : Velocidade angular do rotor

i_{qs}, i_{ds} : Correntes do estator na referência d-q.

R_s : Resistência dos enrolamentos do estator.

$\lambda_{qs}, \lambda_{ds}$: Representam o fluxo induzido pelos ímãs permanentes do rotor na fase do estator, e são dados por:

$$\lambda_{ds} = -L_{ls} i_{ds} + L_{dm} (I_f - i_{ds}) = -(L_{ls} + L_{dm}) i_{ds} + L_{dm} I_f = -L_d i_{ds} + \lambda_r \quad (3.3)$$

$$\lambda_{qs} = -(L_{ls} + L_{qm}) i_{qs} = -L_q i_{qs} \quad (3.4)$$

Para:

$$\lambda_r = L_{dm} I_f \quad (3.5)$$

$$L_{ds} = (L_{ls} + L_{dm}) \quad (3.6)$$

$$L_{qs} = (L_{ls} + L_{qm}) \quad (3.7)$$

Na qual:

L_{ls} : Indutância de dispersão do estator

L_{dm}, L_{qm} : Indutância de magnetização

λ_r : Fluxo de rotor

L_{ds}, L_{qs} : Indutância própria do estator na referência d-q.

Substituindo (3.3) e (3.4) nas equações (3.1) e (3.2), e considerando $\frac{d}{dt} \lambda_r = 0$ para um campo de corrente constante em um PMSG temos [10]:

$$v_{ds} = -R_s i_{ds} + \omega_r L_q i_{qs} - L_d \frac{d}{dt} i_{ds} \quad (3.8)$$

$$v_{qs} = -R_s i_{qs} - \omega_r L_d i_{ds} + \omega_r \lambda_r - L_q \frac{d}{dt} i_{qs} \quad (3.9)$$

Levando em consideração as equações (3.8) e (3.9) é possível desenhar o mesmo modelo, mas de modo mais simples em coordenadas d-q como se mostra na Figura 19 [10].

Figura 19: Circuito mais simples em coordenadas d-q para um gerador a ímãs permanentes:

a) Referência no eixo direto d-eixo. b) Referência no eixo de quadratura q-eixo.

Fonte: [10]

Com base nas equações (3.8) (3.3) e (3.9) (3.4), é possível definir as correntes no eixo direto e de quadratura (i_d, i_q) em relação a um diferencial de tempo, como mostrado a seguir [10]:

$$\frac{d}{dt}i_{qs} = -\frac{1}{L_q}v_{qs} - \frac{R_s}{L_q}i_{qs} - \frac{L_d}{L_q}\omega_r i_{ds} + \frac{\lambda_r}{L_q}\omega_r \quad (3.10)$$

$$\frac{d}{dt}i_{ds} = -\frac{1}{L_d}v_{ds} - \frac{R_s}{L_d}i_{ds} + \frac{L_q}{L_d}\omega_r i_{qs} \quad (3.11)$$

Onde:

L_d, L_q : Indutâncias próprias de eixo q e d .

R_s : Resistência dos enrolamentos do estator.

i_{qs}, i_{ds} : Correntes de eixo q e d do estator.

v_{qs}, v_{ds} : Tensões de eixo q e d do estator.

ω_r : Velocidade angular do rotor

λ_r : Amplitude do fluxo induzido pelos magnetos na fase do estator.

As equações (3.10) e (3.11) foram usadas para modelar o gerador síncrono a ímãs permanentes em PSCAD.

3.4.2 Torque Eletromagnético:

O torque eletromagnético para o modelo explicado na seção anterior é definido pela seguinte equação [10]:

$$T_e = 1.5p[\lambda_r i_q - (L_d - L_q)i_d i_q] \quad (3.12)$$

Onde

p : Número de pares de pólos

3.4.3 Modelos Mecânicos de Massas

A representação mecânica de toda a turbina eólica é complexa. São numerosos os elementos mecânicos e as forças sofridas ou transmitidas através dos seus componentes.

Geralmente na literatura de análise sistemas de potência é comum encontrar quatro tipos de modelos para o trem de acionamento mecânico [1].

- I. Modelo de seis massas.
- II. Modelo de três massas.

- III. Modelo de duas massas.
- IV. Modelo de uma massa ou modelo agrupado.

Para as simulações feitas neste trabalho foi considerado suficiente usar o modelo de duas massas. No entanto, foi adicionado o modelo de uma massa para futuras pesquisas. Ressalta-se que na literatura é considerado suficiente usar o modelo de duas massas para simulações de sistemas de potência [15]. Temos que considerar, também, que os modelos de seis e três massas requerem parâmetros que são difíceis de obter porque são, geralmente, conhecidas apenas pelo fabricante ou projetistas das turbinas.

Para qualquer dos modelos a máquina Síncrona a Ímãs Permanentes pode operar no modo de motor ou gerador. O modo de funcionamento é determinado pelo sinal do torque mecânico. Positivo no modo motor e negativo para o modo gerador.

Modelo de duas massas.

A Figura 20 mostra de maneira esquemática as variáveis e os elementos em consideração ao modelo de duas massas.

Figura 20: Modelo de duas massas.

Fonte:[16].

As equações para o modelo dinâmico de duas massas representadas do lado do gerador são [17]:

$$T'_{wtr} = J'_{wtr} \frac{d\omega'_{wtr}}{dt} + D'_e(\omega'_{wtr} - \omega_{gen}) + K'_{se}(\theta'_{wtr} - \theta_{gen}) \quad (3.13)$$

$$\frac{d\theta'_{wtr}}{dt} = \omega'_{wtr} \quad (3.14)$$

$$-T_{gen} = J_{gen} \frac{d\omega_{gen}}{dt} + D'_e(\omega_{gen} - \omega'_{wtr}) + K'_{se}(\theta_{gen} - \theta'_{wtr}) \quad (3.15)$$

$$\frac{d\theta_{gen}}{dt} = \omega_{gen} \quad (3.16)$$

A rigidez equivalente é dada por [17]:

$$\frac{1}{K'_{se}} = \frac{1}{\frac{K_{wtr}}{K^2_{gear}}} + \frac{1}{K_{gen}} \quad (3.17)$$

O momento de inércia equivalente para o rotor é dado por [17]:

$$J'_{wtr} = \frac{1}{K_{gear}^2} J_{wtr} \quad (3.18)$$

Onde:

- T_{wtr} : Torque mecânico da turbina
- J_{wtr} : Momento de Inércia da turbina
- ω_{wtr} : Velocidade mecânica da turbina
- T_{gen} : Torque eletromagnético do gerador
- J_{gen} : Momento de Inércia do gerador
- ω_{gen} : Velocidade mecânica do gerador
- K_{gear} : Relação da caixa multiplicadora de velocidades
- θ_{gen} : Posição angular do gerador
- θ_{wtr} : Posição angular da turbina
- D_e : Coeficiente de amortecimento

Modelo de uma massa

A Figura 21 mostra de maneira esquemática as variáveis e os elementos em consideração ao modelo de uma massa.

Figura 21: Modelo de uma massa.

Fonte:[16].

As equações do modelo dinâmico de uma massa ou “modelo agrupado” representadas do lado do gerador são [17]:

$$\frac{d\omega_m}{dt} = \frac{1}{J} (T_{gen} - T_{wtr}) \quad (3.19)$$

Onde:

- ω_m : Velocidade mecânica angular do rotor.
- T_{gen} : Torque do gerador.
- T_{wtr} : Torque da turbina
- J : Momento de Inércia.

4 CONTROLE DO CONVERSOR DO LADO DO GERADOR

Existem diferentes métodos de controle de geradores síncronos sendo que cada um tem vantagens e desvantagens. Por exemplo, a corrente de eixo direto do estator pode ser ajustada a zero durante a operação a fim de se obter uma relação linear entre a corrente do estator e o torque eletromagnético. O gerador também pode ser controlado para produzir o torque máximo com valores mínimos de corrente de estator. Do mesmo modo outra abordagem é operar o sistema com fator de potência unitário. Nesta seção, três esquemas de controle para atingir os objetivos acima descritos são apresentados e analisados em detalhe.

4.1 CORRENTE DE EIXO DIRETO DO ESTATOR IGUAL A ZERO (ZDC)

O método de controle de *Corrente de Eixo Direto do Estator Igual a Zero (ZDC)*, conhecido em inglês como *Zero d-Axis Current Control*, realiza a transformação das correntes de linha i_{as} , i_{bs} , i_{cs} a referência síncrona i_{ds} e i_{qs} . A componente de eixo direto da corrente i_d é ajustada a zero, isto significa que a corrente do estator i_s seja igual à corrente no eixo de quadratura i_{qs} [10]:

Para $\bar{i}_{ds} = 0$:

$$\bar{i}_s = i_{ds} + j i_{qs} = j i_{qs} \quad (4.1)$$

$$i_s = \sqrt{i_{ds}^2 + i_{qs}^2} = i_{qs} \quad (4.2)$$

Onde $\bar{i}_s$ representa o vetor espacial da corrente e i_s representa a magnitude, que é o valor de pico da corrente do estator trifásico na referência estacionária a, b, c .

O torque eletromagnético do gerador é definido como [10]:

$$T_e = 1.5p[\lambda_r i_{qs} - (L_{ds} - L_{qs})i_{ds}i_{qs}] \quad (3.12)$$

Onde:

T_e : Torque eletromagnético

p : Número de pares de pólos

λ_r : Amplitude do fluxo induzido pelos ímãs permanentes do rotor na fase do estator.

i_{ds}, i_{qs} : Correntes de eixo q e d .

L_{ds}, L_{qs} : Indutâncias de eixo q e d .

Pode ser simplificado em:

$$T_e = \frac{3}{2} p \lambda_r i_{qs} \quad (4.3)$$

Portanto

$$T_e = \frac{3}{2} p \lambda_r i_s \quad (4.4)$$

A equação (4.3) mostra que quando a amplitude do fluxo induzido λ_r é constante, existe uma relação linear entre o torque eletromagnético e a corrente no eixo de quadratura. Este comportamento é semelhante à relação existente num motor DC com o fluxo induzido constante [10].

A Figura 22 mostra o diagrama fasorial e o modelo de circuito em referência síncrona d-q do gerador síncrono com controle ZDC. O diagrama fasorial apresentado assume que a resistência do estator R_s é desprezível e o fluxo induzido dos ímãs permanentes do rotor está alinhado com a referência síncrona [10].

Figura 22: Representação do gerador síncrono com controle ZDC:
a) Diagrama fasorial, b) Modelo de circuito em referência síncrona.

Fonte:[10].

Como todo o modelo está representado na referência síncrona d-q todos os vetores giram a velocidade síncrona, que é também a velocidade de rotação do rotor do gerador ω_r . O vetor espacial da corrente $\vec{i}_s$ é perpendicular ao fluxo produzido pelos ímãs permanentes do rotor λ_r [10].

A magnitude da tensão do estator é definida como:

$$v_s = \sqrt{v_{ds}^2 + v_{qs}^2} = \sqrt{(\omega_r L_q i_{qs})^2 + (\omega_r \lambda_r)^2} \quad (4.5)$$

O ângulo de fator de potência do estator é definido como:

$$\varphi_s = \theta_v - \theta_i \quad (4.6)$$

Onde:

θ_v é o ângulo do vetor da tensão do estator e definido como:

$$\theta_v = \tan^{-1} \left(\frac{v_{qs}}{v_{ds}} \right) \quad (4.7)$$

θ_i é o ângulo do vetor da corrente do estator e definida como:

$$\theta_i = \tan^{-1} \left(\frac{i_{qs}}{i_{ds}} \right) \quad (4.8)$$

Portanto para o controle ZDC o ângulo de fator de potência é determinado por [10]:

$$\varphi_s = \theta_v - \theta_i = \left[\tan^{-1} \left(\frac{v_{qs}}{v_{ds}} \right) \right] - \frac{\pi}{2} \quad (4.9)$$

4.2 TORQUE MÁXIMO POR AMPERE (MTPA)

O método de controle de Torque Máximo por Ampere (MTPA), conhecido em inglês como *Maximum Torque per Amper Control*, o gerador produz o torque máximo com valores mínimos de corrente de estator [10].

Como mostrado na equação (3.12), o torque eletromagnético (T_e) depende da amplitude das correntes de eixo direto (i_{ds}) e em quadratura (i_{qs}). Por conseguinte, é possível produzir torque máximo com a corrente mínima, usando a relação ótima entre as correntes no eixo direto e em quadratura [10]. Para uma dada magnitude da corrente do estator, a magnitude da corrente no eixo direto pode ser calculada pela seguinte expressão:

$$i_{ds} = \sqrt{i_s^2 - i_{qs}^2} \quad (4.10)$$

Substituindo a equação (4.10) em (3.12) temos:

$$T_e = \frac{3}{2}p \left[\lambda_r i_{qs} - (L_d - L_q) \left(\sqrt{i_s^2 - i_{qs}^2} \right) i_{qs} \right] \quad (4.11)$$

Para um gerador de pólos não salientes a equação (4.11) pode ser substituída pela equação (4.3), pois a indutância no eixo direto é igual à indutância do eixo de quadratura. Ajustando a corrente em eixo direto igual a zero, o torque gerado é produzido por um valor mínimo de corrente igual à corrente do eixo em quadratura. Portanto, para um gerador de pólos não salientes o método de controle ZDC é equivalente ao método de controle MTPA. Para um gerador de pólos salientes as correntes i_{qs} e i_{ds} que geram torque máximo são determinadas por:

$$\frac{dT_e}{di_{qs}} = \frac{3}{2}p \left[\lambda_r - (L_d - L_q)i_{ds} + (L_d - L_q)i_{qs}^2 \frac{1}{\left(\sqrt{i_s^2 - i_{qs}^2} \right)} \right] \quad (4.12)$$

Para encontrar o torque máximo por ampere, a equação (4.12) é igualada a zero.

$$\lambda_r - (L_d - L_q)i_{ds} + (L_d - L_q)\frac{i_{qs}^2}{i_{ds}} = 0 \quad (4.13)$$

Assim

$$i_{ds} = \frac{\lambda_r}{2(L_d - L_q)} \pm \sqrt{\frac{\lambda_r^2}{4(L_d - L_q)^2} + i_{qs}^2} \quad (4.14)$$

Como a indutância de eixo direto L_d é geralmente menor do que a indutância do eixo de quadratura L_q , o primeiro termo da equação (4.14) terá um valor negativo. Desta forma, para diminuir o valor da corrente de eixo direto e obter o controle MTPA, é selecionado o valor positivo do segundo termo da equação. Portanto, a equação da componente da corrente no eixo direto é [10]:

$$i_{ds} = \frac{\lambda_r}{2(L_d - L_q)} + \sqrt{\frac{\lambda_r^2}{4(L_d - L_q)^2} + i_{qs}^2} \quad (4.15)$$

A Figura 23 mostra o diagrama vetorial e o modelo de circuito em referência síncrona d-q do gerador síncrono com controle MTPA.

Figura 23: Diagrama vetorial do gerador síncrono com controle MTPA:
a) Diagrama vetorial, b) Modelo de circuito em referência síncrona dq.

Fonte:[10].

O ângulo δ define o ângulo entre o vetor da corrente e o eixo em quadratura.

$$\delta = \tan^{-1} \left(\frac{i_{ds}}{i_{qs}} \right) = \frac{\pi}{2} - \theta_i \quad (4.16)$$

Para

$$0 \leq \theta_i \leq \frac{\pi}{2} \quad (4.17)$$

O método de controle MTPA maximiza a utilização da corrente de estator do gerador, devido à redução na demandada corrente, diminuem-se as perdas e o aquecimento [10].

4.3 FATOR DE POTÊNCIA UNITÁRIO (UPF)

Com o método de controle de Fator de Potência Unitário (UPF), o ângulo entre a tensão e a corrente do estator do gerador é controlado para ser igual a zero [10].

$$\varphi_s = \theta_v - \theta_i = 0 \quad (4.18)$$

Assume-se que a resistência do estator (R_s) é desprezível e, portanto, a queda de tensão é mínima. Assim o ângulo da tensão θ_v e da corrente θ_i de estator do gerador pode ser definido como [10]:

$$\theta_v = \tan^{-1} \left(\frac{v_{qs}}{v_{ds}} \right) = \tan^{-1} \left(\frac{\omega_r \lambda_r - \omega_r L_d i_{ds}}{\omega_r L_q i_{qs}} \right) \quad (4.19)$$

$$\theta_i = \tan^{-1} \left(\frac{i_{qs}}{i_{ds}} \right) \quad (4.20)$$

Substituindo as equações (4.19) e (4.20) na equação (4.18) temos:

$$\tan^{-1} \left(\frac{\omega_r \lambda_r - \omega_r L_d i_{ds}}{\omega_r L_q i_{qs}} \right) - \tan^{-1} \left(\frac{i_{qs}}{i_{ds}} \right) = 0 \quad (4.21)$$

$$\tan^{-1} \left(\frac{\omega_r \lambda_r - \omega_r L_d i_{ds}}{\omega_r L_q i_{qs}} \right) = \tan^{-1} \left(\frac{i_{qs}}{i_{ds}} \right) \quad (4.22)$$

$$\frac{\omega_r \lambda_r - \omega_r L_d i_{ds}}{\omega_r L_q i_{qs}} = \frac{i_{qs}}{i_{ds}} \quad (4.23)$$

$$L_d i_{ds}^2 + L_q i_{qs}^2 - \lambda_r i_{ds} = 0 \quad (4.24)$$

Isolando-se i_{ds} na equação (4.21), temos:

$$i_{ds} = \frac{\lambda_r}{2L_q} \pm \frac{\sqrt{\lambda_r^2 - 4L_d L_q i_{qs}^2}}{2L_q} \quad (4.25)$$

A equação (4.25) tem duas soluções possíveis, sendo que a solução que inclui um sinal positivo no segundo membro da equação é considerada como inválida, pois normalmente excede o valor nominal da corrente. Assim, a equação que define a corrente no eixo direto é [10]:

$$i_{ds} = \frac{\lambda_r}{2L_q} - \frac{\sqrt{\lambda_r^2 - 4L_d L_q i_{qs}^2}}{2L_q} \quad (4.26)$$

Para:

$$i_{qs} \leq \frac{\lambda_r}{2\sqrt{L_d L_q}} \quad (4.27)$$

A Figura 24 mostra o diagrama fasorial do gerador síncrono com controle UPF.

Figura 24: Diagrama fasorial do gerador síncrono com controle UPF

Fonte:[10].

4.4 COMPARAÇÃO DOS MÉTODOS DE CONTROLE

A referência [10] mostra com valores numéricos um estudo detalhado comparativo dos métodos de controle UPF, ZDC e MTPA para geradores de pólos lisos e pólos salientes. De acordo com esta referência, sem importar a potência e tensão do gerador, o método de controle ZDC é válido para geradores com pólos não salientes. Para gerador com pólos saliente tem uma aplicação limitada. O método de controle MTPA consegue com sucesso controlar tanto geradores com pólos salientes e não salientes. O método de UPF tem aplicação limitada nos dos tipos de pólo. A tabela a seguir, tomada da referência [10], resume a discussão.

Tabela 2: Faixa de operação dos métodos de controle para geradores síncronos

<i>Tipo de Gerador</i>	<i>ZDC</i>	<i>MTPA</i>	<i>UPF</i>
<i>Pólos não salientes</i>	<i>Completo</i>	<i>Completo</i>	<i>Parcial</i>
<i>Pólos salientes</i>	<i>Parcial</i>	<i>Completo</i>	<i>Parcial</i>

4.5 APLICAÇÃO DO MÉTODO DE CONTROLE MTPA

Devido às vantagens acima mencionadas será utilizado o método de Torque Máximo por Ampere (MTPA) como o método de controle adequado para o modelo desenvolvido neste trabalho. A Figura 25 mostra o diagrama de blocos do modelo desenvolvido. Grande parte desse modelo foi feito da Figura (9-12) da referência [10].

Neste diagrama de blocos as correntes i_{qs} , i_{ds} são controladas mediante controladores PI's gerando tensões no referencial síncrono v_{qs}^* e v_{ds}^* , que são transformadas para o sistema trifásico v_{as}^* , v_{bs}^* e v_{cs}^* , com o emprego de θ_r , sendo estas usadas como entrada para o modulador PWM. Isso permite a extração máxima de energia eólica usando valores mínimos de corrente nos terminais do gerador i_{as} , i_{bs} e i_{cs} .

Neste diagrama de blocos são usados filtros Passa Baixo indicados como LPF, controladores PI, limitadores de magnitude de velocidade e torque no gerador, um Modulador em Largura de Pulso PWM, matrizes de transformação de referências abc para d-q, blocos somadores e quatro blocos de cálculo indicados como: *Pm calculator*, MPPT, *Calculator i_{qs}^** e *Calculator i_{ds}^** . Nas seções seguintes, estudaremos em pormenor cada um dos componentes do diagrama.

Figura 25: Diagrama de blocos do esquema de controle para MTPA

Fonte: [10].

4.5.1 Cálculo da Potência Mecânica P_m:

O primeiro passo na execução do controlador, mostrado na Figura 25, é a medida das tensões e das correntes da linha, efetuando-se a transformação para coordenadas d-q. Utilizam-se as seguintes equações:

$$\begin{bmatrix} d \\ q \\ 0 \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ -\sin(\theta) & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} a \\ b \\ c \end{bmatrix} \quad (4.28)$$

Como os sinais de tensão e corrente têm uma grande quantidade de harmônicos produzidos pelo conversor do lado do gerador, faz-se necessário incluir filtros Passa Baixo (LPF's). A eliminação dos componentes harmônicos permite uma maior precisão no cálculo da potência mecânica no controle MPPT [10].

O bloco identificado como “*P_m Calculator*” calcula a potência mecânica do gerador incluindo as perdas nos enrolamentos do estator [10].

$$P_m = P_s + P_{cu} = \frac{3}{2}(v_{ds}i_{ds} + v_{qs}i_{qs}) + \frac{3}{2}(i_s)^2 R_s \quad (4.29)$$

Para

$$i_s = \sqrt{i_{ds}^2 + i_{qs}^2} \quad (4.30)$$

4.5.2 Rastreo de Operação de Máxima Potência (MPPT)

Para a busca na operação de máxima potência (MPPT), conhecido em inglês como *Maximum Power Point Tracking*, a velocidade do rotor é utilizado como entrada do controlador, em vez da velocidade do vento, porque não é seguro fazer uma medição apenas do vento [16].

Como foi mencionado na seção 2.1, para cada velocidade instantânea do vento existe uma velocidade de rotação da turbina única que corresponde à máxima potência ativa da turbina eólica.

Desta forma, o acompanhamento de ponto de máxima potência (MPPT) para cada velocidade do vento, aumenta a produção de energia do gerador. A Figura 26 mostra o acompanhamento de ponto de máxima potência (MPPT) para um gerador de 2,5MW com um raio do rotor de 84(m) [10].

Figura 26: Curva de rastreo de operação de máxima potência.

Fonte:[10].

Portanto, o valor da velocidade de referência (ω_m^*) é gerado a partir do resultado da equação (4.29). Da mesma maneira, a partir da equação (2.4) é possível determinar uma relação cúbica entre a potência gerada e a velocidade de referência que faz a busca pela Potência máxima de operação (MPPT) [16].

$$\omega_m^* = K \sqrt[3]{P_m} \quad (4.31)$$

O fator K é uma constante determinada pela área da turbina, o coeficiente de potência máxima, a razão de velocidade de ponta de pá ótimo e a densidade do ar.

Será empregado como exemplo o modelo de uma turbina de três pás da referência [18], conhecido na literatura como modelo (MOD 2), para explicar o método utilizado no cálculo do valor de K . As equações empregadas no modelo são [18],:

I. Velocidade angular no cubo é dada por:

$$\omega_H = \frac{\omega}{K_{\text{gear}}} \quad (4.32)$$

II. Relação de velocidade de ponta de pá:

$$TSR = \frac{2.237 \cdot v_w}{\omega_H} \quad (4.33)$$

Nota-se que a definição de relação de velocidade de ponta de pá do modelo (MOD 2) difere da definição tradicional, mostrado na equação (2.5) do capítulo 2.1.

III. Coeficiente de potência:

$$C_p = \frac{1}{2} \cdot \left(TSR - 5.6 - \frac{\beta^2}{45} \right) \cdot e^{-\left(\frac{TSR}{6}\right)} \quad (4.34)$$

É importante notar que a equação para o coeficiente de potência varia de acordo com o modelo de turbina.

IV. A potência da turbina (em MW) está dado por:

$$P_{out} = \frac{1}{2 \cdot 10^6} \cdot \rho_{air} \cdot A \cdot C_p \cdot v_w^3 \cdot \eta_{GB} \quad (4.35)$$

Sendo que:

ω : Velocidade de rotação da máquina [rad/s]

K_{gear} : Relação da caixa de velocidades

ω_H : Velocidade cubo angular [rad/s]

v_w : Velocidade do vento [m/s]

ρ_{air} : Densidade do ar [kg/m³]

A : Área Varrida Pelas Pás da Turbina [m²]

η_{GB} : Eficiência da caixa de velocidades [p.u.]

β : Ângulo de inclinação das pás [graus]

Assim, ao realizar o gráfico de coeficiente de potência (C_p) em função da relação de velocidade de ponta de pá (TSR), é possível definir o valor de C_p máximo que permita extrair a máxima potência da turbina. A Figura 27 mostra a relação entre o C_p e o TSR para β igual a zero.

Figura 27: C_p em função do TSR

Para encontrar o valor numérico exato do C_p máximo derivamos a função de C_p , para β igual a zero:

$$\frac{dC_p}{d(TSR)} = \frac{d}{d(TSR)} \left(\frac{1}{2} \cdot (TSR - 5.6) \right) \cdot e^{-\left(\frac{TSR}{6}\right)} \quad (4.36)$$

$$\frac{dC_p}{d(TSR)} = \left(\frac{1}{2} e^{-\left(\frac{TSR}{6}\right)} \right) - \frac{1}{6} \left(\frac{1}{2} TSR - 2.8 \right) e^{-\left(\frac{TSR}{6}\right)} \quad (4.37)$$

Igualando a zero, temos:

$$\frac{dC_p}{d(TSR)} = 0 \quad (4.38)$$

$$\left(\frac{1}{2} e^{-\left(\frac{TSR}{6}\right)} \right) - \frac{1}{6} \left(\frac{1}{2} TSR - 2.8 \right) e^{-\left(\frac{TSR}{6}\right)} = 0 \quad (4.39)$$

$$TSR_{opt} = \frac{58}{5} = 11.6 \quad (4.40)$$

Substituindo o TSR ótimo na equação (4.34), temos que o coeficiente de potência máximo para o modelo de uma turbina de três pás (MOD 2) é igual a:

$$C_{pmax} = 3 \cdot e^{-\left(\frac{29}{15}\right)} \cong 0.433996 \quad (4.41)$$

Levando em consideração que a velocidade de rotação no cubo é dada por:

$$\omega_H = \frac{\omega}{K_{gear}} \quad (4.32)$$

E Substituindo na equação(4.33), tem-se que a velocidade do vento é:

$$v_w = \frac{\omega \cdot TSR}{2.237 \cdot K_{gear}} \quad (4.42)$$

Portanto, reescrevendo a equação (4.35), tem-se:

$$P_{out} = \frac{1}{2 \cdot 10^6} \cdot \rho_{air} \cdot A \cdot C_p \cdot \eta_{GB} \cdot \left(\frac{\omega \cdot TSR}{2.237 \cdot K_{gear}} \right)^3 \quad (4.43)$$

Isolando ω :

$$\omega = \left(\frac{2.237 \cdot K_{\text{gear}}}{TSR} \right) \left(3 \sqrt[3]{\left(\frac{2 \cdot 10^6 \cdot P_{out}}{\rho_{air} \cdot A \cdot C_P \cdot \eta_{GB}} \right)} \right) \quad (4.44)$$

Finalmente, como a velocidade de referência que opera a máxima potência (*MPPT*) deve ser em termos de C_{pmax} e TSR_{opt} , podemos concluir que:

$$\omega_m^* = \left(\frac{2.237 \cdot K_{\text{gear}}}{TSR_{opt}} \right) 3 \sqrt[3]{\left(\frac{2 \cdot 10^6 \cdot P_m}{\rho_{air} \cdot A \cdot C_{pmax} \cdot \eta_{GB}} \right)} \sqrt[3]{P_m} \quad (4.45)$$

Onde K da equação (4.31) está definida por:

$$K = \left(\frac{2.237 \cdot K_{\text{gear}}}{TSR_{opt}} \right) 3 \sqrt[3]{\left(\frac{2 \cdot 10^6 \cdot P_m}{\rho_{air} \cdot A \cdot C_{pmax} \cdot \eta_{GB}} \right)} \quad (4.46)$$

Portanto o bloco "*MPPT*" calcula a velocidade de referência usando a raiz cúbica da potência mecânica e multiplicando-lhe por uma constante definida na equação (4.46).

4.5.3 Limitador de Velocidade.

Utiliza-se um limitador de velocidade para estabelecer as velocidades máximas e mínimas de operação do gerador. Por exemplo, tomando como referência a Tabela 12 para um gerador com ímãs permanentes e uma velocidade nominal do rotor igual a 22,5 *rpm*, a velocidade mecânica é dada por:

$$\omega_m = 22,5 * \frac{2\pi}{60} = 2,36(\text{rad/s}) \quad (4.47)$$

Definindo uma velocidade máxima de operação igual a 1,05[p.u.] e mínima igual a 0,4[p.u.] tem-se que:

$$\omega_{m_maxima} = 1,05 * 2,36(\text{rad/s}) \cong 2,5 (\text{rad/s}) \quad (4.48)$$

$$\omega_{m_minima} = 0,4 * 2,36(\text{rad/s}) \cong 0,94(\text{rad/s}) \quad (4.49)$$

4.5.4 Cálculo das Correntes no Eixo Direto e Quadratura

Para definir os valores de referência do controle MTPA para as correntes no eixo direto e em quadratura são calculados de acordo com as equações (4.11) e (4.15), portanto:

$$i_{qs}^* = \frac{T_e^*}{\frac{3}{2}p[\lambda_r - (L_d - L_q)i_{ds}]} \quad (4.50)$$

$$i_{ds}^* = \frac{\lambda_r}{2(L_d - L_q)} + \sqrt{\frac{\lambda_r^2}{4(L_q - L_d)^2} + (i_{qs}^*)^2} \quad (4.15)$$

O torque eletromagnético de referência T_e^* é gerado com um controlador tipo PI (ver Figura 25). Os valores de L_d , L_q , λ_r e p são constantes e dependem da construção do gerador.

4.5.5 Modulador em Largura de Pulso PWM

Após a realização do cálculo das correntes no eixo direto i_{ds}^* e quadratura i_{qs}^* , é possível definir os sinais de tensão de referência de eixo direto v_{ds}^* e em quadratura v_{qs}^* com o uso de controladores PI. Como mostrado na Figura 25, os sinais de tensão na referência a, b, c são enviados para o Modulador em Largura De Pulso PWM.

A fim de reduzir o cálculo computacional, é usado um modulador PWM baseado em portadora triangular, com injeção de sequência zero ótima. Este método foi feito a partir das referências [19] e [20]. A Figura 28 mostra o diagrama de blocos de um Modulador em Largura De Pulso PWM com injeção de sequência zero ótima.

Figura 28: PWM com injeção de sequência zero ótima.

Onde o valor de sequência zero ótima esta dada por:

$$V_{cz_ref_ótima} = \frac{-\left(\max(V_{ca_ref}, V_{cb_ref}, V_{cc_ref}) + \min(V_{ca_ref}, V_{cb_ref}, V_{cc_ref})\right)}{2} \quad (4.51)$$

Nota-se que este método consegue os mesmos resultados que um PWM vetorial com um menor esforço computacional. Uma descrição detalhada deste conceito "seqüência zero ótima" pode ser encontrada nas referências [19] e [20].

4.5.6 Simulação do Comportamento do Controlador com Variação do Vento

Nesta simulação verificou-se a eficácia e a dinâmica do controle do conversor do lado do gerador, quando a velocidade do vento, sofre um aumento repentino. Os parâmetros desta simulação são resumidos na Tabela 3:

Tabela 3: Parâmetros da simulação do conversor do lado do gerador.

<i>Parâmetro.</i>	<i>Valor</i>
<i>Velocidade do vento</i>	<i>Variável</i>
<i>Modelo mecânico</i>	<i>Duas massas</i>
<i>Características Técnicas do Gerador</i>	<i>Ver Tabela 12</i>
<i>Conversor Do Lado Do Gerador</i>	
<i>Frequência da onda triangular no PWM</i>	<i>1980 [Hz]</i>
<i>Configuração dos controladores PI</i>	<i>Ver Apêndice E</i>
<i>Configuração dos filtros Passa Baixo LPF</i>	<i>Ver Apêndice E</i>
<i>Simulação</i>	
<i>Duração da simulação</i>	<i>60 [s]</i>
<i>Passo de tempo de solução</i>	<i>10 [μs]</i>
<i>Passo de tempo para curvas</i>	<i>150 [μs]</i>

Excluindo a velocidade do vento, todos os resultados apresentados nesta simulação são mostrados por unidade, no Apêndice B podem-se observar os valores empregados como bases do sistema.

Para este estudo é empregado um modelo do vento com velocidade média variável de 8 [m/s], 11 [m/s] e 14 [m/s], para a simulação das mudanças na velocidade do vento é usada duas rampas com um tempo de transição de 5[s]. A Figura 29 mostra o modelo do vento utilizado.

Figura 29: Velocidade do vento.

A Figura 30 mostra o comportamento dinâmico do torque mecânico e elétrico no gerador durante este processo de busca do ponto de máxima potência MPPT.

Figura 30: Torque mecânico e torque elétrico.

A Figura 31 mostra a velocidade da máquina, o qual deve ser igual à velocidade de operação para máxima extração de potência. A linha azul representa a velocidade de operação e a linha laranja a velocidade de referência calculada com a equação de MPPT. Para cada mudança no vento existe um intervalo de acomodação da velocidade da máquina, tempo no qual se observa um transitório e finalmente o tempo de estabilização.

Figura 31: Velocidade mecânica do gerador.

Se o gerador está operando na relação de velocidade de ponta de pá (*TSR*) ótima, a velocidade mecânica do gerador é definida por:

$$\omega = \frac{2.237 \cdot v_w \cdot GR}{TSR} \quad (4.52)$$

Onde:

- ω : Velocidade de rotação da máquina [rad/s]
 v_w Velocidade do vento [m/s]
 $GR=1$ Relação da caixa de engrenagens
 $TSR = 11.6$ Relação de velocidade de ponta de pá ótima

A Tabela 4 mostra a velocidade mecânica calculada pela equação acima para cada uma das velocidades médias do vento da simulação.

Tabela 4: Velocidade mecânica do gerador operando em máxima potência.

<i>Velocidade do vento.</i>	<i>Velocidade de rotação da máquina</i>	<i>Velocidade de rotação da máquina em p.u.</i>
8 [m/s]	1,54 [rad/s]	0,65
11 [m/s]	2,12 [rad/s]	0,90
14 [m/s]	2,70 [rad/s]	1,15

Comparando os resultados da Figura 31 com a Tabela 4, pode-se concluir que o conversor do lado do gerador consegue com sucesso a busca do ponto de máxima potência (MPPT).

A Figura 32 mostra o resultado do bloco de cálculo “*Pm Calculator*” definido pela equação (4.29). Neste gráfico, como esperado, pode-se observar que não existe uma relação linear entre o aumento da velocidade do vento e a potência eólica extraída.

Figura 32: Saída do bloco “*Pm Calculator*”.

5 CONTROLE DO CONVERSOR DO LADO DA REDE

Existem diferentes formas de funcionamento para o controlador do lado da rede. No entanto, na literatura, o controlador orientado pela tensão VCO (do inglês *Voltage Oriented Control*) é amplamente citado. Este esquema é baseado na transformação de referência *abc* para *d-q*. O algoritmo inteiro é realizado em referência síncrona *d-q*, na qual todas as variáveis são componentes de estado estacionário contínuo, isto facilita o controle do inversor. A Figura 33 mostra o esquema geral de funcionamento do controlador do lado da rede [10].

Figura 33: Esquema do controlador do lado da rede por VOC.

Fonte: [10].

Para realizar o VCO, a tensão da rede é medida e o seu ângulo é detectado por um PLL. Este ângulo é utilizado para a transformação das variáveis de referência *abc* para *d-q* ou para retornar de *d-q* para *abc*.

O sistema tem três malhas de controle com realimentação: duas para o controle preciso das correntes da rede em referência *d-q* e uma malha externa para controlar a tensão no link de corrente contínua. No sistema de controle VCO, as correntes de fase no sistema *abc* i_{ag} , i_{bg} , i_{cg} são convertidas em correntes i_{dg} e i_{qg} . A corrente do eixo direto i_{dg} controla a potência ativa da rede, da mesma forma a corrente do eixo em quadratura i_{qg} controla a potência reativa. O controle independente destas duas componentes de corrente proporciona um meio eficaz para o controle independente da potência ativa e reativa do lado da rede [10].

Para efetuar um esquema de controle VCO, o eixo direto do sistema na referência síncrona d-q é alinhado com o vetor de tensão da rede, por conseguinte, a tensão de eixo direto tem a mesma magnitude que o vetor de tensão da rede ($v_{dg} = v_g$) e, por conseguinte, o componente v_{qg} no eixo de quadratura é igual a zero $v_{qg} = \sqrt{v_g^2 - v_{dg}^2} = 0$, deste modo é possível calcular a potência ativa e reativa do sistema [10]:

$$P_g = \frac{3}{2}(v_{dg}i_{dg} + v_{qg}i_{qg}) = \frac{3}{2}v_{dg}i_{dg} \quad (5.1)$$

$$Q_g = \frac{3}{2}(v_{qg}i_{dg} - v_{dg}i_{qg}) = -\frac{3}{2}v_{dg}i_{qg} \quad (5.2)$$

A corrente de referência i_{qg}^* pode ser calculada por:

$$i_{qg}^* = \frac{Q_g^*}{-1,5v_{dg}} \quad (5.3)$$

Onde Q_g^* é a potência reativa de referência. O valor de referência da potência reativa pode ser ajustado com:

- I. Valor positivo para o funcionamento do fator de potência indutivo.
- II. Valor igual a zero para fator de potência unitário.
- III. Valor negativo para o funcionamento do fator de potência capacitivo.

A corrente do eixo direto que representa a potência ativa do lado da rede, é gerada através de um controlador PI, sendo que esta malha de controle regula a tensão no Link-CC. Quando o conversor funciona em estado estacionário a tensão no circuito CC é mantida constante no valor pré-determinado como uma referência v_{dc}^* . O controlador PI gera a corrente de referência i_{dg}^* de acordo com as condições do sistema. Ignorando as perdas no inversor, a potência ativa no lado AC é igual ao da potência no Link-CC. De acordo com a equação (5.1) a potência é definida como [10]:

$$P_g = \frac{3}{2}v_{dg}i_{dg} = v_{dc}i_{dc} \quad (5.4)$$

A potência no inversor pode ser bidirecional, portanto, quando a potência é fornecida da rede para o circuito de corrente contínua, o conversor funciona no modo de retificador ($P_g > 0$), caso contrário forma-se quando a energia é transferida do circuito CC para a rede, funcionando como inversor. O sistema de controle troca automaticamente entre estas duas condições de operação dependente das

variáveis presentes no sistema, portanto, não é necessário fazer medições adicionais no sistema de controle [10].

Para compreender as condições sob as quais pode ocorrer uma ou outra circunstância considere que no lado do Link-CC uma fonte de tensão contínua de magnitude E , com uma impedância de saída R (Figura 34).

Figura 34: Fluxo de potência do lado da rede.

Fonte: [10].

No entanto, o controlador PI mantém a tensão constante igual à referência v_{dc}^* , a direção da potência é determinada pelas condições:

Fluxo de potência da rede até o circuito CC, *modo de retificador*:

$$E < v_{dc} \rightarrow i_{dc} > 0 \rightarrow P_g > 0 \quad (5.5)$$

Fluxo de potência desde CC até a rede, *modo de inversor*

$$E > v_{dc} \rightarrow i_{dc} < 0 \rightarrow P_g < 0 \quad (5.6)$$

Não há fluxo de potência

$$E = v_{dc} \rightarrow i_{dc} = 0 \rightarrow P_g = 0 \quad (5.7)$$

Para determinar um valor apropriado para a tensão de referência no Link-CC, devem ser tomados em consideração os transitórios e variações no nível de tensão da rede. Pode-se supor que quando o inversor opera em condições estáveis, o índice de modulação m_a é 0,8. A referência [10] sugere a equação (5.8) para determinar a tensão de referência no Link-CC:

$$v_{dc}^* = \frac{\sqrt{6}v_{fase}}{m_a} \quad (5.8)$$

Por unidade com $v_{fase} = 1$ (p.u.):

$$v_{dc}^* = \frac{\sqrt{6}}{0.8} = 3.06 \text{ pu} \quad (5.9)$$

A equação (5.9) dá uma margem de 20% sobre as condições operacionais normais de fase.

Por exemplo, para um gerador com $v_{fase} = 690$ (V) a tensão no Link-CC está dada por:

$$v_{dc}^* = \frac{\sqrt{6}}{0.8} \cdot \frac{690}{\sqrt{3}} = 1219,752 \quad (5.10)$$

$$v_{dc}^* \cong 1220[V] \quad (5.11)$$

5.1 CONTROLADOR VCO DESACOPLADO

Para investigar o controlador VCO, a equação de estado para o circuito do lado da rede do inversor, na referência estacionária abc, pode expressar-se como [10]:

$$\frac{di_{ag}}{dt} = \frac{(v_{ag} - v_{ai})}{L_g} \quad (5.12)$$

$$\frac{di_{bg}}{dt} = \frac{(v_{bg} - v_{bi})}{L_g} \quad (5.13)$$

$$\frac{di_{cg}}{dt} = \frac{(v_{cg} - v_{ci})}{L_g} \quad (5.14)$$

Transformando a referência d - q :

$$\frac{di_{dg}}{dt} = \frac{(v_{dg} - v_{di} + \omega L_g i_{qg})}{L_g} \quad (5.15)$$

$$\frac{di_{qg}}{dt} = \frac{(v_{qg} - v_{qi} + \omega L_g i_{dg})}{L_g} \quad (5.16)$$

Na qual ω representa a velocidade da referência síncrona (frequência angular da rede), as expressões $\omega L_g i_{qg}$ e $\omega L_g i_{dg}$ são as tensões induzidas devido à transformação trifásica da indutância L_g de referência abc à referência síncrona.

A equação (5.15) mostra que a derivada da componente de eixo direto da corrente de linha $\left(\frac{di_{dg}}{dt}\right)$ depende das variáveis tanto no eixo direto como em quadratura. O mesmo acontece com a derivada da componente de eixo em quadratura. Isto indica que o sistema de controle tem um acoplamento cruzado, o que pode conduzir a dificuldades no desempenho dinâmico do controlador [10].

A Figura 35 mostra uma metodologia de controle que elimina o problema de acoplamento cruzado.

Figura 35: Esquema do controlador VOC desacoplado.

Fonte: [10].

Utilizando controladores PI para as correntes do eixo direto i_{dg} e quadratura i_{qg} , conforme mostrado na Figura 35, as tensões do controlador desacoplado podem ser definidas como [10]:

$$v_{di} = -\left(k_1 + \frac{k_2}{s}\right)(i_{dg}^* - i_{dg}) + \omega L_g i_{qg} + v_{dg} \quad (5.17)$$

$$v_{qi} = -\left(k_1 + \frac{k_2}{s}\right)(i_{qg}^* - i_{qg}) + \omega L_g i_{dg} + v_{qg} \quad (5.18)$$

Na qual a função de transferência do controlador PI foi definida como $\left(k_1 + \frac{k_2}{s}\right)$.

Substituindo as equações (5.17) e (5.18) nas equações (5.15) e (5.16), temos:

$$\frac{di_{dg}}{dt} = \frac{\left(k_1 + \frac{k_2}{s}\right)(i_{dg}^* - i_{dg})}{L_g} \quad (5.19)$$

$$\frac{di_{qg}}{dt} = \frac{\left(k_1 + \frac{k_2}{s}\right)(i_{qg}^* - i_{qg})}{L_g} \quad (5.20)$$

As equações (5.19) e (5.20) mostram que o controle de corrente no eixo direto depende apenas de componente em eixo direto e o controle de correntes de eixo em quadratura depende apenas de componentes em quadratura. Esta solução mostra um comportamento desacoplado das duas malhas de controle. O controle desacoplado faz a concepção dos controladores PI mais conveniente e o sistema é estabilizado com facilidade [10].

5.2 MODELO DO CONTROLADOR DO LADO DA REDE

O esquema do controlador mostrado na Figura 35 é normalmente utilizado na literatura para o estudo do controlador do lado da rede. Este esquema só faz controle da tensão no Link-CC e do fluxo de potência reativa de saída do conversor. No entanto, para este trabalho foram adicionados três blocos, sendo eles:

- I. Controle de magnitude da corrente de saída.
- II. Controle de magnitude da tensão.
- III. Filtro ativo de correntes harmônicas e desequilibradas.

A Figura 36 mostra o diagrama geral de funcionamento do controlador do lado da rede.

Figura 36: Esquema do controlador do lado da rede implementado

5.2.1 Controle de Magnitude da Corrente de Saída

O controle de magnitude da corrente de saída mostrado na Figura 36 como “*Current limits*”, e também apresentado na Figura 37, previne que a corrente de saída do conversor exceda um valor máximo predeterminado (i_{max}^*) o qual pode ser igual à corrente nominal do gerador. Deve ser enfatizado que a lógica deste esquema de controle foi totalmente desenvolvida nesta pesquisa, devido à falta de informação presente na literatura.

Figura 37: Esquema do controle de magnitude da corrente de saída.

Esta malha de controle basicamente limita a corrente de eixo direto de referência (i_{dg}^{**}) dentro de um intervalo entre $(-i_{max}^*)$ e $(+i_{max}^*)$. A magnitude da corrente do eixo de quadratura (i_{qg}^{**}) depende do relacionamento mostrado na seguinte equação:

$$\sqrt{(i_{dg}^{**})^2 + (i_{qg}^{**})^2} \leftrightarrow i_{max}^* \quad (5.21)$$

Se o componente do lado esquerdo for inferior ou igual à corrente máxima, a magnitude da corrente do eixo de quadratura não terá alteração.

$$\text{Para } \left[\sqrt{(i_{dg}^{**})^2 + (i_{qg}^{**})^2} \leq i_{max}^* \right] \text{ Então } [i_{qg-lim} = i_{qg}^{**}] \quad (5.22)$$

Se o componente do lado esquerdo for superior à corrente máxima, a magnitude da corrente do eixo de quadratura é igual à diferença de magnitudes da corrente máxima e da corrente no eixo direto.

$$\text{Para } \left[\sqrt{(i_{dg}^{**})^2 + (i_{qg}^{**})^2} > i_{max}^* \right] \text{ Então } \left[i_{qg-lim} = \sqrt{i_{max}^2 - (i_{dg}^{**})^2} \right] \quad (5.23)$$

A corrente do eixo direto I_{dg} controla a potência ativa da rede e a corrente do eixo em quadratura I_{qg} controla a potência reativa. Pode-se concluir que este sistema de controle de magnitude de corrente dá sempre prioridade à potência ativa sobre a reativa.

5.2.2 Controle de Magnitude da Tensão

O controle de magnitude da tensão mostrado na Figura 36 como “*Voltage Regulation*”, e também apresentado na Figura 38, controla a magnitude da tensão nos terminais do conversor.

Figura 38: Esquema do controle de magnitude da tensão

A tensão nos terminais do conversor é controlada pelo fluxo de corrente reativa no conversor. Portanto, se o controlador deseja aumentar a tensão, aumenta-se o fluxo de potência reativa na rede. Caso contrário acontece quando o controlador deseja diminuir a tensão.

No esquema de controle VCO, o eixo direto do sistema na referência síncrona d-q está alinhada com o vetor de tensão da rede, desta maneira, a componente no eixo de quadratura (v_{qg}) é igual a zero. Isso faz com que o vetor total de tensão seja igual ao vetor de tensão no eixo de direto.

A Figura 36 mostra a malha de controle de magnitude de tensão, onde V_{dg}^* representa a magnitude da tensão desejada e V_{dg} representa o componente da tensão medida no eixo direto.

5.2.3 Investigação: Controles de Tensão e Corrente para Diferentes Velocidades do Vento

O sistema teste empregado neste trabalho é derivado da dissertação de mestrado da referência [21]. Este sistema tem sido utilizado em diversos trabalhos sobre geração distribuída.

Na Figura 39 é apresentado o diagrama unifilar da rede elétrica. A rede analisada consiste em um sistema de subtransmissão de 132 kV e nível de curto-circuito de 1500 MVA, representado por um equivalente de *Thévenin*, o qual alimenta um sistema de distribuição de 33 kV através de dois transformadores de 132/33 kV conectados em Δ/Y_g . Há um parque eólico com capacidade total de 30MW conectado na barra 6.

Figura 39: Sistema teste.

A Tabela 5 e Tabela 6 mostram as características técnicas dos transformadores e alimentadores da rede.

Tabela 5: Dados dos transformadores.

Transformador	S_n [MVA]	V_1 [kV]	R_1 [p.u.]	L_1 [p.u.]	V_2 [kV]	R_2 [p.u.]	L_2 [p.u.]	R_m [p.u.]	L_m [p.u.]	tap
Tr 1	100	132	0,00	0,02	33	0,00	0,02	500	500	1,05
Tr 2	100	132	0,00	0,02	33	0,00	0,02	500	500	1,05

Tabela 6: Dados dos alimentadores.

Ramo	R [Ω]	L [mH]
2-4	2,340	9,90
2-3	0,486	5,54
3-4	2,600	12,00
4-5	1,300	6,00
5-6	1,040	4,80

A Simulações Com Um Gerador:

Nesta simulação, verifica-se a eficácia e dinâmica do controlador de magnitude da tensão e de corrente, assim será mostrado o comportamento dinâmico de uma turbina eólica equipada com um gerador síncrono com excitação a ímãs permanentes, com as características técnicas apresentadas no APÊNDICE A.

Para as simulações com um único gerador a potência de curto-circuito da rede e a potência das cargas serão diminuídas quinze vezes devido à diferença de potência entre a fazenda eólica do sistema teste e a potência do gerador. Os dados dos transformadores e alimentadores são os mesmos que os indicados na Tabela 5 e Tabela 6. A Figura 40 mostra o sistema utilizado para simulações com um único gerador.

Figura 40: Sistema teste para um único gerador.

Os parâmetros desta simulação são resumidos na Tabela 7:

Tabela 7: Parâmetros da simulação do controle de tensão e corrente.

Parâmetro.	Valor
Velocidade do vento	8[m/s] / 12[m/s] / 14[m/s]
Modelo mecânico	Duas massas
Características Técnicas do Gerador	Ver Tabela 12
Capacitor no Link-CC	0,1[F]
Conversor Do Lado Do Gerador	
Frequência da onda triangular no PWM	1980 [Hz]
Configuração dos controladores PI	Ver Apêndice E
Configuração dos filtros Passa Baixo LPF	Ver Apêndice E
Conversor Do Lado Da Rede	
Frequência da onda triangular no PWM	1980 [Hz]
Controle de magnitude da tensão	Ativado em $t=30[s]$
Potência reativa de Referência	Para $t < 7[s]$, $Q_{ref}=0$ [MVA] Para $t > 7[s]$, Q_{ref} =Depende do controle de magnitude da tensão.
Limite de corrente	1646,97[A]
Indutância de linha.	0,1515 [mH]
Configuração dos controladores PI	Ver Apêndice E
Configuração dos filtros Passa Baixo LPF	Ver Apêndice E
Simulação	
Duração da simulação	10[s]
Passo de tempo de solução	10 [μs]
Passo de tempo para curvas	50 [μs]

Excluindo a velocidade do vento, todos os resultados apresentados nesta simulação são mostrados por unidade. No Apêndice B podem-se encontrar os valores empregados como bases do sistema.

Neste estudo é analisada a influência da velocidade do vento sobre o comportamento do controlador do conversor do lado da rede. Para realizar este estudo é comparado o comportamento do gerador em três velocidades do vento: 8[m/s], 12[m/s] e 14[m/s].

O controle de potência reativa tem duas fases. Na primeira fase para $t < 7[s]$, o controle de potência reativa é ajustado para que o gerador opere com fator de potência unitário. Na segunda fase para $t > 7[s]$, é ativado o *Controle de Magnitude da Tensão* com o objetivo de manter a tensão nos terminais do gerador igual a 1 p.u.

A Figura 41 mostra a tensão nos terminais do gerador, quando o *Controle de Magnitude da Tensão* é ativado a tensão aumenta, mas independentemente da velocidade do vento não atinge o valor alvo de 1[p.u.], o qual ocorre devido à limitação na corrente de saída, conforme será explicado posteriormente.

Figura 41: Tensão em sequência positiva do conversor do lado da rede.

Antes de $t=7[s]$ a magnitude da corrente é inferior ao limite de corrente programado igual a 1[p.u.]. Para $t > 7[s]$ o controle de magnitude da tensão aumenta significativamente a magnitude da corrente de saída até que o valor limite seja atingido.

Figura 42: Corrente em sequência positiva da componente fundamental.

A Figura 43 mostra a transição dos métodos de controle na potência reativa. Antes de $t=7[s]$ a potência reativa de referência é zero (controle de fator de Potência unitário), posteriormente o seu valor é aumentado até o limite devido ao limite de corrente do conversor.

Figura 43: Potência reativa.

A Figura 43 e a Figura 44 mostram que o sistema de controle de magnitude de corrente dá prioridade para a potência ativa em relação à reativa, portanto a quantidade de potência reativa fornecida pelo gerador é inversamente proporcional a quantidade de potência ativa gerada em qualquer instante de tempo (devido ao limite de corrente).

Figura 44: Potência ativa.

Podemos concluir com este estudo que quando aumenta a velocidade do vento, aumenta o fluxo de potência ativa o que conduz, por limitação da corrente na saída do conversor, a uma diminuição da capacidade de injeção de potência reativa e, por conseguinte, uma menor faculdade de controle da tensão nos terminais do gerador.

5.2.4 Filtro ativo de Correntes Harmônicas e Desequilibradas.

O Filtro ativo de harmônicas e desequilíbrios são mostrados na Figura 36 como dois blocos denominados “Filter” cada um deles está associado com a corrente em eixo direto e em quadratura. Neles são utilizados filtros Passa Baixo LPF e o sinal negativo da corrente a corrigir para finalmente obter um filtro Passa Alta. Deve notar-se que na literatura não foi encontrado uma aplicação deste tipo para turbinas eólicas equipadas com PMSG, e por tanto a lógica deste esquema de controle foi totalmente desenvolvida nesta pesquisa.

Figura 45: Esquema do filtro ativo de correntes harmônicas e desequilibradas.

a) Filtro ativo de harmônicas em eixo de quadratura, b) Filtro ativo de harmônicas em eixo de direto.

Um filtro Passa Alta em referência d-q permite detectar as componentes harmônicas e de desequilíbrios presentes em um sistema. Essas componentes obtidas são adicionadas nas referências das correntes de eixo direto e em quadratura do controlador, afim de que o conversor gere as mesmas correntes, mas defasados em 180°, o que em última análise, permite que exista compensação.

Nota-se que a magnitude da medição das correntes harmônicas tem que ser modificada, tendo em consideração a relação de transformação do transformador (K_{tr}) de saída do gerador (ver Figura 36).

Finalmente, dois seletores são incluídos nas malhas de controle para ativar ou desativar esta função nos geradores.

Nesta dissertação, são propostas três aplicações do esquema de controle *Filtro ativo de componentes harmônicos e desequilíbrios* para geradores eólicos:

- I. Compensador de correntes harmônicas numa fazenda eólica;
- II. Compensador de correntes harmônicas na Rede;
- III. Compensador de desequilíbrio na Rede.

A. Compensador de correntes harmônicas numa fazenda eólica:

Um gerador eólico com eletrônica de potência produz correntes harmônicas devido à presença de chaves que abrem e fecham a uma frequência definida pelo modulador em largura de pulso PWM. Em geral a frequência das harmônicas é múltipla da frequência de funcionamento das chaves. Os filtros de saída atenuam uma grande quantidade da componente harmônica, no entanto na saída pode existir um remanescente. A filosofia de funcionamento proposta neste trabalho para a eliminação de harmônicas em uma fazenda eólica é mostrada na Figura 46.

A corrente de saída de uma fazenda eólica pode ser dividida em duas; uma parte composta por correntes com frequência de operação igual à nominal (i_{farm}) e outra igual à soma das correntes harmônicas (i_h). A proposta é incluir um pequeno número de geradores eólicos na fazenda com uma frequência de operação das chaves maior que os outros geradores no parque. A corrente de saída desses geradores terá três componentes; uma parte composta por correntes com frequência de operação igual à nominal (i_{PMSG}), outra igual à soma das correntes harmônicas produzida pela fazenda de magnitude negativa ($-i_h$) e, finalmente, as harmônicas produzidas pela operação das suas chaves (i_{hPMSG}). Portanto, a saída de corrente para o ponto de ligação à rede só terá as harmônicas dos geradores com compensador de harmônicas i_{hPMSG} cuja magnitude seja inferior às harmônicas i_h devido à alta frequência de operação dos seus moduladores PWM.

Figura 46: Compensador de harmônicas

5.2.5 Investigação do Compensador de Harmônicas numa Fazenda Eólica

Esta simulação mostra o comportamento do compensador de harmônicas exposto na seção anterior. É assim que, ao sistema base mostrado na Figura 40 foi adicionada uma fonte de corrente (i_{wf}) que simulará as duas componentes de uma fazenda eólica:

$$i_{wf} = i_{farm} + i_h$$

i_{farm} : Componente de corrente com frequência de operação igual ao nominal 60[Hz] .

i_h : Componente que representa as harmônicas produzidas pela operação das chaves dos geradores na fazenda. É importante esclarecer que as correntes harmônicas pela operação das chaves, encontram-se próximos a os múltiplos da frequência de operação. Sendo as harmônicas próximas à frequência de operação das chaves, as componentes harmônicas de maior magnitude. Por conseguinte, será utilizada para esta simulação uma harmônica representativa com frequência igual a 1980[Hz] .

A Figura 47 mostra o sistema utilizado para o compensador de harmônicas. Nota-se que nesta operação a conexão do transformador de saída do gerador eólico foi modificada para um Yg/Y.

Figura 47: Sistema teste para compensador de harmônicas.

Os parâmetros desta simulação são resumidos na Tabela 8:

Tabela 8: Parâmetros da simulação do compensador de harmônicas numa fazenda eólica

<i>Parâmetro.</i>	<i>Valor</i>
<i>Velocidade do vento</i>	<i>12[m/s]</i>
<i>Modelo mecânico</i>	<i>Duas massas</i>
<i>Características Técnicas do Gerador</i>	<i>Ver Tabela 12</i>
<i>Capacitor no Link-CC</i>	<i>0,1[F]</i>
<i>Conversor Do Lado Do Gerador</i>	
<i>Frequência da onda triangular no PWM</i>	<i>1980 [Hz]</i>
<i>Ordem dos filtros</i>	<i>3</i>
<i>Frequência base dos filtros</i>	<i>10 [Hz]</i>
<i>Configuração dos controladores PI</i>	<i>Ver Apêndice E</i>
<i>Configuração dos filtros Passa Baixo LPF</i>	<i>Ver Apêndice E</i>
<i>Conversor Do Lado Da Rede</i>	
<i>Frequência da onda triangular no PWM</i>	<i>19800 [Hz]</i>
<i>Controle de magnitude da tensão</i>	<i>Não Ativado</i>
<i>Potência reativa de Referência</i>	<i>$Q_{ref}=0$ [MVA]</i>
<i>Limite de corrente</i>	<i>1646,97[A]</i>
<i>Indutância de linha.</i>	<i>0.00515 [mH]</i>
<i>Configuração dos controladores PI</i>	<i>Ver Apêndice E</i>
<i>Configuração dos filtros Passa Baixo LPF</i>	<i>Ver Apêndice E</i>
<i>Simulação</i>	
<i>Duração da simulação</i>	<i>1[s]</i>
<i>Passo de tempo de solução</i>	<i>0,1 [μs]</i>
<i>Passo de tempo para curvas</i>	<i>1 [μs]</i>

Excluindo a velocidade do vento, todos os resultados apresentados nesta simulação são mostrados por unidade, no Apêndice B podem-se observar os valores empregados como bases do sistema.

Ressalta-se que no sistema de controle do gerador a parte proporcional dos controladores PI's mostrados na Figura 36 foi alterada para aumentar a sua velocidade de resposta.

A Figura 48 e Figura 49 mostram a corrente de saída da fazenda eólica (I_{wf} da Figura 47) antes e depois da adição das harmônicas. Como foi mencionado acima, a corrente tem duas componentes as quais são: (i_{farm}) uma onda sinusoidal com frequência de operação igual ao nominal e uma amplitude de $3,61$ [p.u.] e I_h que representa os harmônicos produzidos pela operação das chaves representadas como uma onda sinusoidal com frequência de operação igual de 1980 [Hz] e uma amplitude de $0,72$ [p.u.], esta componente é injetada para $t > 0,03$ [s].

Figura 48: Corrente I_{wf} , para $0 < t < 0,03$ [s].

Figura 49: Corrente I_{wf} , para $0,03 < t < 0,06$ [s].

Na Figura 50 mostra-se a corrente no gerador que realiza a compensação (I_g da Figura 47). Nesta simulação a compensação de harmônicos é ativada em $t = 0,06$ [s]. Nota-se que quando a compensação de harmônicos é ativada, a forma de onda da saída do gerador é deformada devido à inclusão de harmônicas na referência d-q, como se pode observar na Figura 50 e Figura 51.

Figura 50: Corrente I_g no tempo.

Figura 51: Corrente em eixo direto e em quadratura do controlador do lado da rede.

A Figura 52, Figura 53 e Figura 54 mostram o comportamento temporal das ondas da corrente de entrada da rede (I_t) (ver Figura 47), divididas em três intervalos de tempo.

- I. *No primeiro intervalo $0 < t < 0,03$ [s],* pode-se observar a corrente de entrada na rede antes da injeção das harmônicas. Neste intervalo de tempo a corrente não mostra uma deformação notável devido à alta frequência de operação das chaves dos conversores.
- II. *O segundo intervalo $0,03 < t < 0,06$ [s]* mostra a corrente de saída com a inclusão das harmônicas apresentadas na Figura 49. Do gráfico é evidente que as formas de ondas são deformadas.
- III. *O terceiro intervalo $0,06 < t < 0,09$ [s]* mostra a corrente I_t com o filtro de harmônicas ativado. A melhoria da onda de corrente sugere que o compensador de harmônicas opera de forma eficaz.

Figura 52: Corrente i_b para $0 < t < 0,03$ [s].

Figura 53: Corrente i_t para $0,03 < t < 0,06$ [s].

Figura 54: Corrente i_t para $0,06 < t < 0,09$ [s].

A Figura 55, Figura 56 e Figura 57 mostram o espectro de frequências da onda de corrente (I_t). O espectro confirma a suposição de que o compensador de harmônicas consegue, de forma eficaz, eliminar uma grande percentagem do conteúdo de harmônicas.

Figura 55: Espectro da corrente i_t , para $0 < t < 0,03$ [s].

Figura 56: Espectro da corrente i_t , para $0,03 < t < 0,06$ [s].

Figura 57: Espectro da corrente i_t , para $0,06 < t < 0,09$ [s].

Outro indicador eficaz do conteúdo harmônico de uma onda é a distorção harmônica total ou THD (“*Total Harmonic Distortion*”), definida pela equação a seguir [22]:

$$THD = \sqrt{\sum_{h=2}^N \left[\frac{Individual(h)}{Individual(1)} \right]^2} \quad (5.24)$$

Nesta simulação $N=63$

Para a interface com a rede uma THD inferior a 3% é geralmente aceitável. Igualmente a norma IEEE 519 limita a THD para utilizários a menos de 5% [23].

A Figura 58 mostra o comportamento temporal do THD para corrente. Nesta figura mostra-se o aumento da distorção em $t = 0,03[s]$. Posteriormente, é notável que, a partir do momento da ativação do filtro ativo em $t = 0,06[s]$, o THD diminui drasticamente.

Figura 58: THD da corrente i_t .

Podemos concluir com esta simulação que:

O uso dos conversores dos geradores eólicos como filtros ativos pode ser usado, além de injetar potência ativa, para eliminar os harmônicos produzidos por outros geradores.

No entanto, o gerador que funcionará como um filtro ativo deve ter uma frequência de funcionamento das chaves muito mais rápida do que os outros geradores, o que aumenta o seu custo e os requisitos técnicos para a construção.

Não foi avaliada a dificuldade de implementação real deste modo de operação. Porque, diversos fatores podem influenciar o bom desempenho, tais como: localização geográfica dos geradores, velocidade da transferência dos sinais de medição até os geradores eólicos, ruído eletromagnético e velocidade real do vento nos geradores. Também, deve-se realizar uma avaliação técnica da relação entre potência e velocidade de operação, porque quanto maior for a corrente de interrupção maior dificuldade terá para operação de alta velocidade de chaveamento.

5.2.5.2 Compensador de Harmônicas e Desequilíbrio na Rede

Utilizando a mesma configuração do filtro ativo mostrado na Figura 36 é possível usar esse tipo de gerador como filtro de correntes harmônicas e compensador de desequilíbrio produzidos pela rede. O princípio de funcionamento é muito semelhante ao discutido para eliminar as harmônicas de parques eólicos, mas sem a necessidade de aumentar a frequência de operação do PWM. A Figura 59 apresenta graficamente o princípio de funcionamento

Figura 59: Compensador de harmônicas e desequilíbrio na rede

A saída de corrente de uma fazenda eólica é composta por três componentes: uma parte composta por correntes com frequência de operação igual à nominal (i_{farm}), outra igual à soma das correntes harmônicas (i_{hf}) causada pela operação das suas chaves e uma última parte (i_{hL}), a qual representa a componente de corrente que compensa as harmônicas e desequilíbrios injetados pela carga.

Nota-se que a corrente (i_L) representa o fluxo de corrente de consumo da carga com frequência de operação igual à nominal.

5.2.6 Investigação do Compensador de Correntes Harmônicas Produzidas Pela Rede

Esta simulação mostra o comportamento do compensador de harmônicas na rede. Para fazer isso, a barra 5 foi adicionada uma fonte de corrente que simula as harmônicas injetadas pela carga no sistema de potência. A Figura 60 mostra o sistema utilizado.

Como foi mencionado, será adicionado ao sistema base uma fonte de harmônicas na carga da barra 5. Isso será feito para $t > 0,03[s]$. Os harmônicos injetados são de 3^a, 5^a e 7^a ordem.

A Figura 61 apresenta a forma de onda das harmônicas injetadas (i_{hL} da Figura 60).

Figura 61: Corrente i_{hL} no tempo.

As harmônicas injetadas na carga deformam a forma de onda da corrente que flui ao sistema (i_t da Figura 60). A Figura 62 mostra o comportamento temporal do THD para corrente. Com os resultados deste gráfico é confirmado o bom comportamento do filtro ativo.

Figura 62: THD da corrente i_t .

Na Figura 63, Figura 64 e Figura 65 são observados os comportamentos desta corrente ao longo do tempo. Em $t < 0,03 [s]$ a forma de onda mostra nenhuma deformação. No intervalo $0,03 < t < 0,06 [s]$ observa-se uma grande deformação na corrente. A partir de $t = 0,06 [s]$ o controle de harmônicas no gerador é ativado e, portanto, são eliminadas as deformações na forma de onda.

Figura 63: Corrente i_t , para $0 < t < 0,03$ [s].

Figura 64: Corrente i_t , para $0,03 < t < 0,06$ [s].

Figura 65: Corrente i_t , para $0,06 < t < 0,09$ [s].

A Figura 66 e Figura 67 mostram o espectro de frequência da corrente (i_t). A Figura 66 mostra o espectro para $0,03 < t < 0,06$ [s], no qual, são apresentadas harmônicas de 3a, 5a e 7a. A Figura 67 mostra o espectro de frequências para $t > 0,06$ [s], no qual pode ser observada a eliminação de quase todas as harmônicas, mostrando apenas um pequeno remanescente da 3a harmônica.

Figura 66: Espectro da corrente i_t , para $0,03 < t < 0,06$ [s].

Figura 67: Espectro da corrente i_t , para $0,06 < t < 0,09$ [s].

A Figura 68 e Figura 69 mostram a corrente no gerador (i_g). Quando a compensação de harmônicas é ativada, a forma de onda da saída do gerador é deformada devido à inclusão de harmônicas na referência d-q.

Figura 68: Corrente I_g , para $0,03 < t < 0,06$ [s].

Figura 71: Corrente na carga i_{hL} .

A Figura 72, Figura 73 e Figura 74 mostram o comportamento da onda da corrente que flui à rede (i_t) ao longo do tempo, para $t < 0,03$ [s] a forma de onda mostra nenhuma deformação. Em $0,03 < t < 0,09$ [s] é observado um desequilíbrio nas correntes de cada fase devido ao fechamento do disjuntor na barra 5. A partir de $t=0,09$ [s] o controle de desequilíbrios no gerador é ativado e, portanto, são eliminadas as diferenças de magnitude na forma de onda (i_t).

Figura 72: Corrente i_t , para $0 < t < 0,03$ [s].

Figura 73: Corrente i_t , para $0,06 < t < 0,09$ [s].

Figura 74: Corrente i_t , para $0,085 < t < 0,115[s]$.

Podemos concluir com estas simulações que o uso dos conversores dos geradores eólicos como filtro de harmônicas e compensador de desequilíbrios na rede pode melhorar a qualidade de energia. Esta característica dá uma vantagem significativa em relação a qualquer outro tipo de gerador, porém está ligada ao fato do conversor se comportar como um STATCOM.

Deve-se notar que para realizar esta aplicação não é necessário aumentar a velocidade de funcionamento das chaves dos moduladores PWM usados nos geradores atualmente.

Porém, não foi avaliada a dificuldade de implementação real deste modo de operação. Porque, diversos fatores podem influenciar o bom desempenho, tais como: distância geográfica entre a carga e os geradores, velocidade da transferência dos sinais de medição até os geradores eólicos, ruído eletromagnético e velocidade real do vento nos geradores.

6 SISTEMA DE PROTEÇÃO DO LINK DE CORRENTE CONTÍNUA.

Em funcionamento no estado estacionário e considerando nulas as perdas no Link-CC, a potência de saída do gerador é igual à potência injetada pelo conversor do lado da rede, desta forma, a tensão no Link-CC pode ser considerada como constante.

No entanto, quando ocorrem falhas no sistema esse equilíbrio é perdido provocando flutuações na tensão no Link-CC, as quais podem ser de elevada magnitude.

6.1 SISTEMA DE PROTEÇÃO UTILIZANDO O CHOPPER E DBR.

Um controlador de *Chopper*, simplesmente, desvia a energia para o DBR (do inglês *Dynamic Brake Resistor*) quando a tensão do Link-CC está acima de certo limite. Convencionalmente, isto é feito através da absorção da totalidade de potência gerada pelo gerador [15].

A Figura 75 mostra a metodologia projetada para o controlador do *Chopper*. Este esquema de controle compara a tensão medida no Link-CC (V_{dc}) com um valor de referência. O valor de referência está composto por duas partes. A primeira parte definida na figura como (V_{dc}^*) é a tensão no Link-CC em estado estacionário. A segunda parte é um fator multiplicativo, o qual define que a tensão no Link-CC pode aumentar no máximo 10% do valor em estado estacionário.

Quando a tensão no Link-CC for maior ao valor de referência, o bloco comparador envia um sinal o qual fecha o *Chopper* e desvia a energia para o DBR.

Figura 75: Chopper e DBR.

6.1.1 Investigação do Chopper e DBR para Diferentes Velocidades do Vento

Esta simulação mostra o comportamento do Sistema De Proteção *Chopper* e DBR para três velocidades de vento: 8, 12 e 14 [m/s].

Os parâmetros desta simulação são os mesmos que os indicados na Tabela 7, no entanto, em $t=9[s]$ será aplicada uma falta trifásica com uma duração de 150 [ms] na barra 6, como mostrado na Figura 76.

Figura 76: Sistema teste para terceira simulação.

A Figura 77 mostra o comportamento da tensão no Link-CC durante a falha. Como a saída de potência é zero e o gerador de ímã permanente permanece fornecendo potência ao sistema, a tensão no Link-CC aumenta abruptamente até que se atinge o valor limite, definido nesta simulação em 1,1[p.u.]. Verifica-se que a velocidade do vento modifica o comportamento dinâmico do sistema, quanto maior a velocidade do vento maior o tempo de recuperação da tensão no Link-CC. Isto ocorre porque a velocidade do vento define a quantidade de potência injetado pelo gerador e, portanto, a potência absorvida pelo DBR .

Figura 77: Tensão no Link-CC.

A Figura 78 mostra a velocidade mecânica do gerador para as diferentes velocidades do vento. Deste gráfico é evidente que o gerador não experimenta uma variação na sua velocidade. Devido à alta inércia do gerador, a rápida resposta do *Chopper* e a rápida liberação da falha.

Figura 78: Velocidade mecânica do gerador.

Para mostrar a efetividade do sistema de controle, a Figura 79 apresenta a tensão do link-CC nas mesmas condições da simulação anterior, mas sem a operação do CHOPPER. Neste gráfico é evidente o grande incremento na tensão e do tempo de recuperação, esses fatores podem danificar os componentes de eletrônica de potência nos moduladores PWM.

Figura 79: Tensão no Link-CC sem *Chopper*.

É importante notar que durante a falha, o gerador deve continuar em funcionamento durante um período de tempo determinado por normas específicas de cada país, definidos como "*Grid Code*". Estas normas estabelecem requisitos específicos que devem ser atendidos em relação a: o tempo de recuperação da tensão, o fluxo de potência ativa e fluxo de potência reativa [24].

A Figura 80 e Figura 81 mostram o comportamento da tensão em geral e em detalhe respectivamente. Quanto menor for a velocidade do vento é menor o tempo de recuperação de tensão. Isto pode ser explicado analisando o fluxo e potência reativa durante este período de tempo.

Figura 80: Tensão em sequência positiva do conversor do lado da rede. **Figura 81: Tensão em sequência positiva em detalhe do conversor do lado da rede.**

A Figura 82 e Figura 83 mostram fluxo de potência ativa e reativa do conversor do lado da rede. Como foi exposto no item 5.2.1, o sistema de controle de magnitude de corrente dá prioridade à potência ativa sobre a reativa, portanto a quantidade de potência reativa a fornecer pelo gerador é inversamente proporcional à quantidade de potência ativa gerada naquele instante. Assim, pode-se concluir que, para geradores eólicos com controle de prioridade de potência ativa a potência reativa injetada é inversamente proporcional à velocidade do vento e devido à relação existente entre a tensão e potência reativa, quanto maior a velocidade do vento maior o tempo de recuperação da tensão.

Figura 82: Potência reativa.

Figura 83: Potência ativa.

6.2 SISTEMA DE PROTEÇÃO COM CONTROLE DA VELOCIDADE MECÂNICA DO GERADOR

Neste trabalho é proposto um mecanismo adicional ao controlador do conversor do lado do gerador que tem como objetivo reduzir a quantidade de energia dissipada pelo DBR durante o período de duração da falta.

Diminuindo a energia dissipada, podem ser instalados de DBR's de um tamanho menor nos geradores eólicos ou até mesmo aumentar o período de tempo durante o qual o gerador mantém sua conexão durante falhas na rede. A Figura 84 mostra a metodologia de controle proposta.

Figura 84: Sistema de proteção com controle da velocidade mecânica do gerador.

Como se pode observar, no sistema de controle do conversor do lado do gerador mostrado na Figura 84 é adicionado um sinal que desacelera o gerador quando um sinal por subtensão identificada no gráfico como 27 (código usado na numeração ANSI para o Relé de subtensão) envia a ordem de ativação. Este sistema baseia-se no princípio de modificar a velocidade da máquina para diminuir a Potência fornecida ao Link-CC.

6.2.1 Investigação da Proteção com Controle da Velocidade Mecânica do Gerador

Neste estudo é analisada a influência da Proteção com Controle de Velocidade Mecânica do Gerador. Para realizar este estudo é comparado o comportamento do sistema da Figura 75 com e sem o sistema de proteção de velocidade. Os parâmetros desta simulação são os mesmos que os indicados na Tabela 7 com a diferença que a velocidade do vento é unicamente de 8[m/s].

A Figura 85 mostra a velocidade mecânica do gerador em amarelo e a velocidade de referência calculada pelo sistema de proteção em azul. É notável que a velocidade mecânica do gerador não consiga acompanhar a velocidade de referência, devido à elevada inércia da máquina. No entanto, a velocidade do gerador é reduzida de forma significativa por um breve instante de tempo.

Figura 85: Velocidade mecânica do gerador.

Como mostrado na Figura 86, modificando a velocidade de referência também é modificado o torque elétrico, que a sua vez modifica o torque mecânico.

No entanto, pode-se ver um transitório de grande magnitude no torque mecânico, esta é uma característica indesejável uma vez que grandes transitórios mecânicos envolvem esforços físicos intensos no sistema de acoplamento entre o rotor e as pás.

Figura 86: Torque mecânico e torque elétrico.

A Figura 87 mostra o comportamento da tensão no Link-CC. A linha azul indica o comportamento quando o sistema de proteção por velocidade é incluído. Deste gráfico pode ser visto que a inclinação de subida da tensão é menor quando o sistema de controle de velocidade é ativado. Isto significa que o tempo de operação do DBR também é menor.

No entanto, como característica indesejável mostra-se que a queda de tensão é maior durante o período de recuperação do sistema.

Figura 87: Tensão no Link-CC.

O principal fator para o dimensionamento do DBR é a sua capacidade de dissipação de energia absorvida. Portanto, nesta simulação é representado graficamente o comportamento no tempo da energia consumida pelo DBR, definido pela seguinte equação:

$$Energia\ no\ DBR = \int_{t=0}^{t=t_1} \bar{P} dt \quad (6.1)$$

Onde $\bar{P}$ é o valor por unidade da potência absorvida pelo DBR

A Figura 88 mostra, em linha azul e em linha vermelha a energia consumida pelo DBR com e sem o sistema de proteção por controle de velocidade, respectivamente.

Figura 88: Energia no DBR.

Da Figura 88 é evidente a redução da energia consumida pelo DBR. Quando o sistema de proteção é incluído a energia dissipada pelo DBR é diminuída em 33%. Isso permite ter DBR de um tamanho menor ou, até mesmo, usando o mesmo DBR pode aumentar o período de tempo durante o qual o gerador mantém sua conexão durante falhas na rede.

A Figura 89 e Figura 90, mostram o fluxo de potência ativa e reativa do lado do conversor da rede. Comparando o comportamento no tempo destas curvas é evidente que quando o controle de velocidade é incluído o gerador injeta maior potência ativa no tempo de pós-falha. Isto pode ser explicado analisando o comportamento da velocidade do gerador (ver Figura 85), o excesso de potência ativa é devido à potência extraída da inércia liberada pela aceleração da máquina no período após a falha.

Figura 89: Potência ativa.

Figura 90: Potência reativa.

Também foi realizado outro teste para mostrar a eficácia deste mecanismo de proteção. Neste teste todas as condições de simulação se mantiveram constante com a única diferença de que a proteção por *Chopper* e DBR foi anulada. A resposta no tempo da tensão no Link-CC desta simulação é mostrada na Figura 91.

Figura 91: Tensão no Link-CC sem *Chopper*..

Ao realizar a comparação da resposta do sistema com e sem proteção por velocidade, a tensão tem um transitório menor e existe também uma redução do tempo de estabilização.

Dos resultados deste capítulo, podemos concluir que: o sistema *Chopper* e DBR é um mecanismo eficaz de proteção do gerador quando acontecem falhas na rede. No entanto, o seu tempo de operação é limitado pela capacidade de dissipação de energia do DBR. Da mesma forma, mecanismos mais inteligentes podem ser incluídos na lógica de proteção, tal como um esquema de controle que desacelera o gerador por um breve momento com o objetivo de diminuir a potência gerada e, portanto, a potência dissipada pelo DBR. No entanto, este mecanismo de proteção inclui transitórios mecânicos que devem ser considerados na concepção do sistema de acoplamento entre o rotor e as pás.

7 SISTEMA AVANÇADO DE ARMAZENAMENTO

Uma das maiores desvantagens do uso de energia eólica é o comportamento estocástico e incontrolável do vento. Isso faz com que a produção de energia em uma fazenda eólica varie drasticamente o que torna este tipo de geração como incerta para os operadores de rede. Para atenuar esta incerteza são construídas unidades de geração para fazer backup quando a produção de energia estiver abaixo de certa margem de estabilidade pré-estabelecida por parte do operador do sistema [25].

A utilização de sistemas avançados de armazenamento em parques eólicos pode tornar a energia eólica uma fonte previsível e, até mesmo, controlável [26]. Além disso, do ponto de vista econômico, a possibilidade de armazenar a eletricidade quando o preço é baixo para vender quando está alto faz o armazenamento de energia um investimento interessante [27].

Do ponto de vista técnico, o uso de eletrônica de potência em Geradores Síncronos a Ímãs Permanentes com banco de baterias no Link-CC permite; a compensação da potência ativa e reativa das cargas, controle de tensão da rede e redução de distúrbios do sistema de energia, ou até mesmo o suporte no controle de frequência.

A idéia apresentada neste capítulo não está focada na construção de grandes sistemas de armazenamento de energia. A idéia é empregar pequenos bancos de baterias permitindo à geração eólica fornecer funções de respaldo de potência ativa ao operador de rede, tais como [28]:

- I. **Controle de frequência automático:** A frequência é medida e controlada no ponto de conexão. Portanto, o sistema deve ser capaz de aumentar ou diminuir a potência ativa, a fim de compensar os desvios na frequência.
- II. **Gradiente limitador de potência:** Define o quão rápido a produção total de energia do sistema, pode ser ajustado para aumentar e para diminuir.
- III. **Delta controle:** Através do qual o sistema completo é ajustado a operar com certa reserva de potência em relação à sua capacidade de produção em um determinado momento.
- IV. **Balance de controle:** Pelo qual a produção pode ser ajustada para baixo ou para cima, em passos de nível constante.

Para projetar o sistema de controle de fluxo de potência do banco de baterias foram implantados os esquemas apresentados nas referências [29], [30], [31], no entanto, para cada um desses esquemas não foi obtida estabilidade, devido à quantidade de baterias e as suas curvas de carga e descarga. Portanto, foi necessário implantar nossa própria metodologia de controle que teve como referência a malha de controle de potência ativa da Figura 35.

A Figura 92 mostra o diagrama de blocos projetado para o controle de fluxo de potência produzido pelo banco de baterias. O método de cálculo da potência de saída foi realizado em referência d-q, de modo que podem ser usadas as mesmas correntes e tensões no eixo direto e em quadratura calculado

com o controlador do lado da rede mostrado na Figura 36. Devido à presença de harmônicos, já mencionado neste trabalho, foi incluído um filtro Passa-Baixas LPF.

Figura 92: Esquema de controle de conversor CC/CC.

O banco de baterias foi realizado usando o modelo de baterias tipo *Lithium-ion* (li-ion) apresentado na referência [32]. As baterias tipo *Li-ion* são de grande interesse, pois tem uma alta densidade de energia e produção em maior escala devido às aplicações emergentes em veículos elétricos. Por exemplo, a empresa A123 Systems está envolvida em um projeto de demonstração com a *Southern California Edison*, este projeto vai ter uma capacidade instalada em baterias tipo *Li-ion* de 32 MWh integradas com geração eólica na região de *Tehachapi* (160 km ao norte de *Los Angeles*) [33].

A referência [32] representa o comportamento eletroquímico das baterias de lítio através de um circuito que compreende uma fonte de tensão em série com uma resistência (ver Figura 93). O comportamento da tensão na bateria é variável e definido por duas equações; uma equação define o processo de carga e outra o processo de descarga.

As equações (7.1) e (7.2) mostram as equações usadas neste trabalho para a simulação do comportamento da tensão [32]:

Para carga:

$$V_{bat} = E_0 - i_{bat} \cdot R_{int} - K \cdot \left(\frac{Q}{i_{sc} + 0,1 \cdot Q} \right) \cdot i_{filter} - K \cdot \left(\frac{Q}{Q - i_{sat}} \right) i_{sat} + A \cdot e^{-B \cdot i_{sat}} \quad (7.1)$$

7.1 INVESTIGAÇÃO DO BANCO DE BATERIAS E VARIAÇÃO NO VENTO.

Nesta simulação são estudados os benefícios de um sistema de armazenamento de energia no Link-CC quando existem variações na velocidade do vento.

Para exibir as vantagens do sistema duas simulações serão realizadas, a primeira exibe o comportamento do gerador numa queda na velocidade do vento, na segunda simulação será adicionado um sistema de controle da potência de saída utilizando um banco de baterias de *Li-ion* com as características técnicas mostradas no Apêndice C. Portanto, o objetivo do sistema de controle é não permitir variações na potência de saída.

Tabela 10: Parâmetros da simulação do banco de baterias e variação no vento.

<i>Parâmetro.</i>	<i>Valor</i>
<i>Velocidade do vento</i>	<i>Para $t < 20[s] = 12 [m/s]$ $20 < t < 24[s] = \text{Queda de velocidade}$ $t > 24[s] = 12 [m/s]$</i>
<i>Modelo mecânico</i>	<i>Duas massas</i>
<i>Características Técnicas do Gerador</i>	<i>Ver Tabela 12</i>
<i>Capacitor no Link-CC</i>	<i>0,1[F]</i>
<i>Conversor Do Lado Do Gerador</i>	
<i>Frequência da onda triangular no PWM</i>	<i>1980 [Hz]</i>
<i>Ordem dos filtros</i>	<i>3</i>
<i>Frequência base dos filtros</i>	<i>10 [Hz]</i>
<i>Configuração dos controladores PI</i>	<i>Ver Apêndice E</i>
<i>Configuração dos filtros Passa Baixo LPF</i>	<i>Ver Apêndice E</i>
<i>Conversor Do Lado Da Rede</i>	
<i>Frequência da onda triangular no PWM</i>	<i>1980 [Hz]</i>
<i>Controle de magnitude da tensão</i>	<i>Ativado</i>
<i>Potência reativa de Referência</i>	<i>Q_{ref}=Depende do controle de magnitude da tensão.</i>
<i>Limite de corrente</i>	<i>1646,97[A]</i>
<i>Indutância de linha.</i>	<i>0.1515 [mH]</i>
<i>Configuração dos controladores PI</i>	<i>Ver Apêndice E</i>
<i>Configuração dos filtros Passa Baixo LPF</i>	<i>Ver Apêndice E</i>
<i>Simulação</i>	
<i>Duração da simulação</i>	<i>26[s]</i>
<i>Passo de tempo de solução</i>	<i>10 [μs]</i>
<i>Passo de tempo para curvas</i>	<i>50 [μs]</i>
<i>Banco De Baterias</i>	
<i>Tipo</i>	<i>Lítio (Li-Ion)</i>
<i>Características Técnicas</i>	<i>Ver Apêndice C</i>
<i>Número de células</i>	<i>45</i>

A Figura 94 mostra o comportamento do vento. O objetivo deste modelo de vento é mostrar a capacidade do banco de baterias para fornecer potência e, desta maneira, manter a potência estável por um período de tempo.

Para esta simulação foi usado um banco de baterias composto por 45 baterias de lítio com as características técnicas indicadas no Apêndice C.

A Figura 95 mostra a potência ativa fornecida à rede. Em azul apresenta-se o comportamento da potência sem o banco de baterias enquanto que a vermelha com banco de baterias. Desta figura pode ser visto que a inclusão do banco de bateria permite que a potência seja estabilizada, no entanto limitado à capacidade de armazenamento de energia do banco de baterias. Neste caso, o banco fornece toda a sua energia até 22,8[s], a partir deste momento o banco está totalmente descarregado e a potência de saída varia em razão proporcional a velocidade do vento.

Figura 96: Potência reativa.

A Figura 97 e Figura 98 mostram a tensão e corrente do banco de baterias, nesta figura mostram-se os processos de descarrega do banco. Nesta simulação, o banco de baterias está operando dentro da sua área de trabalho nominal, de acordo com o Apêndice C, que tem um limite inferior igual a 200[V] (1 p.u.). Quando este limite for atingido o banco de baterias é aberto e, portanto, não fornece mais potência causando variação na potência de saída à rede.

Figura 97: Tensão no banco de baterias

Figura 98: Corrente no banco de baterias

Podemos concluir com esta simulação que: a utilização de sistemas avançados de armazenamento em parques eólicos pode tornar a energia eólica uma fonte de energia previsível e até mesmo controlável por um intervalo de tempo, porém, determinada pelo tamanho ou capacidade do banco de baterias instalado.

8 SISTEMAS AVANÇADOS DE SUPORTE À FREQUÊNCIA DA REDE

Além dos regulamentos relativos em resposta transitória para fazendas eólicas de grande porte, usualmente, os operadores de rede demandam também participar ativamente na prestação de serviços auxiliares. As fazendas eólicas de grande porte, portanto devem ser capazes de controlar a sua potência ativa e, assim, fornecer suporte à frequência da rede em curto e em longo prazo [24]. No passado os códigos de rede (*Grid Codes*) não incluíam requisitos relativos ao apoio na estabilidade de frequência porque o nível de penetração da energia eólica era baixo. No entanto, uma revisão das publicações mais recentes e atualizações dos códigos de rede internacionais mostram que nas tendências futuras serão impostas rigorosas exigências. Por exemplo, os códigos de rede espanhóis e irlandeses, recentemente, têm recomendado para parques eólicos de grande porte ter uma resposta inercial semelhante a dos geradores síncronos [34]. Neste capítulo são estudadas diversas metodologias de controle do gerador para fornecer suporte à frequência da rede em curto e em longo prazo.

8.1 LIMITANDO A POTÊNCIA ATIVA DO GERADOR:

O suporte pode ser aplicado através da limitação da potência ativa a um valor constante em proporção da potência disponível do vento. Essa potência de reserva pode ser usada rapidamente para subministrar o controle de frequência primária [24].

Neste documento são propostos dois métodos de limitação de potência no gerador. No primeiro método denominado “Controle do ângulo da pá” o ângulo de inclinação é mantido constante em um valor maior ao “ângulo de ataque ótimo”, portanto, não é possível extrair a potência máxima do vento. No momento em que o operador de rede solicita ao gerador eólico fornecer suporte de frequência à rede o ângulo de inclinação é diminuído até que o ângulo das pás atinge o “ângulo de ataque ótimo” aumentando a injeção da potência ativa no sistema.

A Figura 99 apresenta o esquema de controle para executar esta função. Nesta figura mostram-se em azul os blocos que foram adicionados ao esquema básico, apresentado na Figura 26, para implementar este método de controle. O bloco "trigger" simula sinal do controlador da rede a qual ativa a função degrau que diminui o ângulo da pá.

Figura 99: Controle do ângulo da pá

O segundo método de controle é denominado "*Controle De Extração De Máxima Potência*". Como foi exposto no capítulo 2.1, o coeficiente de potência máxima só é atingido para uma relação única de razão de velocidade de ponta de pá (λ). Assim, um método de controle de frequência primária é: modificar a velocidade de referência calculada pelo bloco MPPT diminuindo, desta maneira, a potência extraída do vento. Quando o operador de rede solicita suporte na frequência, a velocidade retorna à referência calculada pelo bloco MPPT aumentando, desta maneira, a potência injetada.

A Figura 100 mostra (em azul) os blocos que foram adicionados, ao esquema apresentado na Figura 26, para implementar este método de controle. O bloco "*trigger*" simula o sinal do controlador da rede, o qual ativa uma rampa que aumenta a velocidade do vento como um fator multiplicador.

Figura 100: Controle de extração de máxima potência.

8.2 CONTROLE DA INÉRCIA:

Neste método de controle do gerador, a velocidade de referência é programada para fornecer uma resposta de inércia. Como pode ser visto na Figura 101, à velocidade de referência é adicionada uma função controlada que acrescenta a velocidade do gerador, liberando a energia armazenada durante um breve instante de tempo e, portanto, aumentando a potência injetada no sistema.

Quando a inércia é extraída, a velocidade de referência retorna ao valor calculado pelo bloco MPPT, evitando uma queda no valor da potência injetada.

Figura 101: Controle da inércia

8.3 INVESTIGAÇÃO: SISTEMAS DE SUPORTE À FREQUÊNCIA DA REDE.

Nesta simulação são mostrados e comparados os sistemas avançados de suporte à potência ativa da rede apresentados neste capítulo e, adicionalmente, o uso dos bancos de baterias tipo Lithium-ion para fornecer esta mesma função. É importante destacar que as respostas dos sistemas apresentados nestas simulações são altamente dependentes das configurações dos controladores PI mostrados na Figura 92, Figura 99, Figura 100 e Figura 101. Devido às limitações no modelo do gerador hidrelétrico de PSCAD, não são mostradas as mudanças na magnitude da frequência. No entanto, estes resultados proporcionam uma boa indicação das vantagens e desvantagens de cada um dos métodos de controle.

É proposta, para futuras pesquisas, mudar o equivalente *Thévenin* da rede por um gerador hidrelétrico que permita visualizar as mudanças na frequência causadas pela variação na potência ativa da rede.

A Figura 102 mostra o sistema teste usado nesta simulação. Este sistema tem quatro geradores eólicos cada um dos quais tem um mecanismo diferente de suporte à potência ativa da rede. Devido ao

aumento do número de geradores, as potências das cargas e de curto-circuito da rede são quatro vezes maiores em relação ao sistema usado nas simulações anteriores.

Figura 102: Sistema teste para sistemas avançados de suporte à frequência da rede

Os parâmetros desta simulação são resumidos na Tabela 11:

Tabela 11: Sistemas avançados de suporte à frequência da rede.

Parâmetro.	Valor
Velocidade do vento	12 [m/s]
Modelo mecânico	Duas massas
Características Técnicas do Gerador	Ver Tabela 12
Capacitor no Link-CC	0,1[F]
Conversor Do Lado Do Gerador	
Frequência da onda triangular no PWM	1980 [Hz]
Configuração dos controladores PI	Ver Apêndice E
Configuração dos filtros Passa Baixo LPF	Ver Apêndice E
Conversor Do Lado Da Rede	
Frequência da onda triangular no PWM	1980 [Hz]
Controle de magnitude da tensão	Ativado
Potência reativa de Referência	Q_{ref} =Depende do controle de magnitude da tensão.
Limite de corrente	1646,97[A]
Indutância de linha.	0.1515 [mH]
Configuração dos controladores PI	Ver Apêndice E
Configuração dos filtros Passa Baixo LPF	Ver Apêndice E
Simulação	
Duração da simulação	10 [s]
Passo de tempo de solução	5 [μs]
Passo de tempo para curvas	10 [μs]

<i>Banco De Baterias</i>	
<i>Tipo</i>	<i>Lítio(Li-Ion)</i>
<i>Características Técnicas</i>	<i>Ver Apêndice C</i>
<i>Número de células</i>	<i>19</i>

Na Figura 103 e Figura 104 apresenta-se o comportamento no tempo da potência ativa fornecida pelo gerador para os quatro tipos de suporte à potência ativa da rede.

Primeiro analisaremos a resposta do método "*Controle da Inércia*" mostrado no capítulo 8.2. e apresentado na Figura 103 com uma linha amarela. Este método mostra como principal vantagem seu tempo de resposta curta e, especialmente, não diminui a capacidade de produção em estado estacionário, o que tem um grande impacto econômico. Não obstante, o seu tempo de duração é muito curto e seu período de recuperação incluiu uma queda na potência fornecida.

O segundo método, em linha preta, mostra a resposta no tempo do banco de baterias. Neste método a potência de saída não precisa ser diminuída e o tempo de resposta é limitado pela capacidade do banco. Portanto, no processo de escolha do banco deve realizar-se uma análise técnico-econômica completa. Desse modo, o investimento pode ser otimizado em relação à necessidade de suporte na frequência.

Figura 103: Potência ativa no "*Controle da Inércia*" e Baterias.

O método de controle "*Controle do Ângulo das Pás*" é apresentado na Figura 104 com uma linha vermelha. Este método tem como principal desvantagem a diminuição da capacidade de geração de potência em funcionamento normal. Essa energia não vendida significa grandes perdas econômicas. Do ponto de vista técnico, a velocidade de resposta é determinada principalmente pelo mecanismo de operação das pás que pode ser considerado lento em relação à dinâmica da rede elétrica. Como vantagem, a sua capacidade temporal de injeção de potência não está limitada no tempo como acontece com o método de "*Controle da Inércia*".

Finalmente, empregando o método de "*Controle de Extração de Máxima Potência*" (linha azul) pode ser considerada uma união entre o "*Controle da Inércia*" e "*Controle do Ângulo das Pás*". Como pode ser visto, este método inclui as vantagens e desvantagens dos dois métodos. A inclinação da rampa de controle de velocidade define a velocidade de resposta. Portanto, quanto mais inclinada a rampa mais rápida é a resposta. Todavia, uma mudança muito rápida na velocidade de referência pode diminuir ainda mais a potência ativa no período posterior à primeira resposta causada pela liberação de inércia.

Figura 104: Potência ativa no "*Controle de Extração de Máxima Potência*" e "*Controle do Ângulo das Pás*"

Os gráficos seguintes mostram a dinâmica dos principais fatores para cada um dos métodos de controle.

A Figura 105 mostra a velocidade mecânica e de referência para o método "*Controle da Inércia*", tal como acima foi explicado. A velocidade de referência é modificada de modo que o gerador acelera causando uma liberação da inércia, em seguida, retorna à velocidade de referência no ponto de extração máxima de potência do vento.

Figura 105: Velocidade mecânica e de referência para "*Controle da Inércia*".

A Figura 106 mostra a variação do ângulo da pá com o método "*Controle do Ângulo das Pás*", nesta simulação foi empregada uma taxa de variação de 7 (°/s).

Figura 106: Ângulo da pá com o método "*Controle do Ângulo das Pás*".

A Figura 107 apresenta a variação na velocidade mecânica e de referência do gerador, nota-se o aumento na velocidade mecânica, no instante de tempo após a variação do ângulo das pás.

Figura 107: Velocidade mecânica e de referência para "*Controle do Ângulo das Pás*".

Na Figura 108, método "*Controle de Extração de Máxima Potência*", são apresentadas três curvas de velocidade: em amarelo mostra-se a velocidade mecânica real do gerador, em azul a velocidade mecânica de referência calculada pelo bloco MPPT e em vermelho a velocidade de referência ω_m^* usada para o controle da velocidade do gerador.

Figura 108: Velocidades de referência e mecânica, "Controle de Extração de Máxima Potência"

A Figura 109 mostra a resposta do torque elétrico, nota-se que a extensão e a taxa de variação desses fatores indicam grandes esforços eletromagnéticos, o que pode aumentar o custo devido à exigência nos materiais e até mesmo no gerador. Portanto, neste gráfico é facilmente reconhecível que os métodos "Controle do Ângulo das Pás" e "Controle Da Inércia" podem aumentar os custos e as exigências na fabricação do gerador.

Figura 109: Torque elétrico.

Como mencionado cada método tem vantagens e desvantagens em relação aos outros. Portanto, pode ser proposta a instalação de fazendas eólicas incluindo os quatro tipos de controles. Isto é, dividir o número total de geradores em quatro grupos cada um dos quais emprega um método de suporte à potência ativa da rede. O resultado terá uma combinação das respostas apresentadas na Figura 103 e Figura 104. A figura a seguir mostra o fluxo de potência total do parque eólico. Este fluxo de potência é composto pela soma dos quatro tipos de métodos,

Figura 110: Potência ativa total.

Podemos concluir com estas simulações que é viável o uso do gerador eólico equipado com PMSG para fornecer suporte à potência ativa da rede.

Neste capítulo foram estudadas diversas metodologias de controle para fornecer suporte a curto e em longo prazo. Os métodos de "*Controle da Inércia*" e o banco de baterias podem ser considerados como sistemas de suporte de frequência de curto prazo, com um tempo de operação rápido. Por outro lado, o método de "*Controle do Ângulo das Pás*" é um método de longo prazo, mas com um tempo de operação lento. Finalmente, o método "*Controle de Extração de Máxima Potência*" tem as duas componentes: uma resposta rápida e de longo prazo.

9 CONCLUSÕES

Nesta dissertação foram apresentados e discutidos os resultados obtidos pela implementação de um modelo de Turbinas Eólicas com Geradores Síncronos a Ímãs Permanentes no software de simulação dinâmica não-linear PSCAD.

Este documento apresenta uma descrição detalhada de cada uma das partes do PMSG, mostrando suas vantagens e desvantagens para operação em regime estacionário e transitório. Também foram apresentadas propostas a fim de diminuir os impactos negativos causados por geradores eólicos, tais como regulação de tensão, compensação de harmônicas, injeção de potência ativa e reativa, operação em falhas e sistemas avançados de suporte à potência ativa da rede.

Com as simulações feitas neste trabalho podemos concluir que quando a velocidade do vento aumenta o fluxo de potência ativa também aumenta, o que conduz, por limitação da corrente na saída do conversor, a uma diminuição da capacidade de injeção de potência reativa e, por conseguinte, uma menor faculdade de controle da tensão nos terminais do gerador.

A saber, foi proposta a adição de novos elementos nas turbinas eólicas com geradores síncronos a ímãs permanentes. Tais como: um sistema de controle para compensação de harmônicos e banco de baterias no Link-CC. Pode-se concluir que é viável o uso dos conversores dos geradores eólicos do lado da rede como filtros ativos, melhorando a qualidade da energia na rede. No entanto, para compensar as harmônicas de outros geradores, a velocidade de funcionamento das chaves deve ser aumentada, isso aumenta o custo e os requisitos técnicos para a construção do gerador eólico. Deve-se realizar uma avaliação técnica da relação entre potência e velocidade de operação, pois quanto maior a corrente de interrupção, maior dificuldade terá para operação de alta velocidade.

Podemos, igualmente, concluir que o sistema de proteção *Chopper* e DBR é um mecanismo eficaz de proteção do gerador quando acontecem falhas na rede. Contudo, o seu tempo de operação é limitado pela capacidade de dissipação de energia do DBR. Da mesma forma, mecanismos mais inteligentes podem ser incluídos na lógica de proteção, tal como um esquema de controle que desacelera o gerador por um breve momento com o objetivo de diminuir a potência e, portanto, a energia dissipada pelo DBR.

Também foi proposta a utilização de um sistema avançado de armazenamentos para diminuir a incerteza de geração nos geradores eólicos devido ao comportamento estocástico e incontrolável do vento. Isto é, empregar pequenos bancos de baterias permitindo à geração eólica fornecer funções de respaldo de potência ativa por um breve intervalo de tempo faz com que a produção de seja conhecida e controlada pelo operador de rede, porém limitado pelo tamanho ou capacidade do banco de baterias instalado.

No último capítulo foram estudadas diversas metodologias de controle para fornecer suporte à potência ativa da rede a curto e longo prazo. Os métodos de "*Controle da Inércia*" e o banco de baterias podem ser considerados como sistemas de suporte de curto prazo, com um tempo de operação

rápido. Por outro lado, o método de "Controle do Ângulo das Pás" é um método de longo prazo, mas com um tempo de operação lento. Finalmente, o método "*Controle de Extração de Máxima Potência*" tem as duas componentes: uma resposta rápida e de longo prazo.

9.1 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

O estudo dos seguintes tópicos é sugerido para o desenvolvimento de trabalhos futuros:

- Análise teórica de ajuste dos controladores PI para o conversor do lado do gerador e do lado da rede.
- Incluir um modelo mais detalhado do gerador a ímãs permanentes.
- Estudos comparativos técnicos e econômicos de diferentes tipos de sistemas avançado de armazenamento.
- Avaliar a dificuldade de implementação real do filtro ativo de correntes harmônicas e desequilibradas apresentados no item 5.2.4.
- Estudo da influência dos sistemas mencionados no item 0 na frequência da rede.
- Estudo do uso do gerador supercondutor conectado na rede elétrica através dos conversores apresentados nesta dissertação.

9.2 DIAGRAMA

O diagrama a seguir mostra de forma geral o trabalho realizado nesta dissertação. Também são apresentadas as sugestões para trabalhos futuros.

LEGENDA:

Verde = Vantagens

Vermelho = Desvantagens

Amarelo = Trabalhos futuros

10 REFERÊNCIAS

- [1] Olken,M. Wind around the world our biennial update on wind integration. *IEEE Power And Energy Magazine*,p 4-6,November/December 2013.
- [2] Chen,H.Li,Z. Overview of Different Wind Generator Systems and their Comparisons. *IET Renewable Power Generation* ,v.2, n.2, p.123–138, 2008.
- [3] Akhmatov, V. Modeling and ride-through capability of variable speed wind turbines with permanent magnet generators .*Wind Energy*, v.9, p. 313–326, 2006.doi:10.1002/we.174.
- [4] Akhmatov, V., Nielsen, A.H., Pedersen, J.K., Nymann, O. Variable-speed Wind Turbines with Multi-pole Synchronous Permanent Magnet Generators and Frequency Converters, Part I:Modeling in Dynamic Simulation Tools, *Wind Engineering*, v.27, n.6, p.531–548, 2003b.
- [5] Akhmatov, V. *Analysis of Dynamic Behavior of Electric Power Systems with Large Amount of Wind Power*, Ph.D. Thesis, Technical University of Denmark, Denmark, 2003.
- [6] USER’S GUIDE on the use of PSCAD, Power Systems Computer Aided Design.
- [7] Lara, O. A., Jenkins, N., Ekanayake, J. *Wind Energy Generation Modeling And Control* ,United Kingdom: John Wiley & Sons, 2009.
- [8] 1.5PMDD Brochure. Disponível em: <http://www.goldwindamerica.com>.Acesso em: set. 2013.
- [9] Burton,T., Jenkins, N., Sharpe, D. and Bossanyi, E. *Wind Energy Handbook*, 2nd ed. Wiley, Chicester, 2011.
- [10] Wu, B., Lang, Y., Zargari, N. and Kouro, S. *Power Conversion and Control of Wind Energy Systems*, Wiley-IEEE, July 2011.
- [11] Bose A.P.M. Stability simulation of wind turbine systems, *IEEE Trans on Power Apparatus and Systems*,v.102, n.12, p.3791-3795, 1983.
- [12] Ackermann, T. *Wind power in power systems*. 2nd ed. UK: John Wiley & Sons, published in April 2012.
- [13] Zhou Xuesong, Z., Li Ji; Ma Youjie, Review on wind speed model research in wind power systems dynamic analysis. In: Sustainable Power Generation and Supply, 2009. SUPERGEN '09. *International Conference on*, p.1,5-7, April 2009.
- [14] Salles, M.B.C. *Modelagem e Análises de Geradores Eólicos de Velocidade Variável Conectados em Sistemas de Energia Elétrica*, Universidade de São Paulo, 2009.
- [15] Banham-Hall, D.D., Smith, C.A., Taylor, G.A. and Irving, M.R. *Meeting modern grid codes with large direct-drive permanent magnet generator-based wind turbines—low-voltage ride-through*. *Wind Energy*, 2012.
- [16] Muyeen, S.M. *Stability Augmentation of a Grid-connected Wind Farm*. Kitami Institute of Technology, Japan, 2009.
- [17] Iov, F., Hansen, A.D., Sørensen, P., Blaabjerg, F. *Wind Turbine Blockset in Matlab/Simulink*. General overview and description of the Models, Aalborg University, March 2004.

- [18] Anderson, P.M., Bose, A. Stability Simulation of Wind Turbine Systems, *Transactions On Power Apparatus And Systems*. v. PAS 102, n. 12, p. 3791-3795, December 1983.
- [19] Matakas Jr., L., Masada, E. A study on the feasibility of the parallel association of K voltage source inverters (PAKC). In: Annual conference of iee japan - industry applications society-international section, *Annual conference*, 1993.
- [20] Komatsu, W.; Matakas Jr., L. A Didactic Comparison of Space-Vector PWM and Carrier-Based PWM With Optimal Zero-Sequence Injection. In: 8º Congresso Brasileiro de Eletrônica de Potência(COBEP), 2005, Recife. *Anais...COBEP 2005*. Florianópolis: Sociedade Brasileira de Eletrônica de Potência, v.1.p.175-181, 2005.
- [21] Salles, M.B.C. *Análise do Desempenho Dinâmico de Geradores Eólicos Conectados em Redes de Distribuição de Energia Elétrica*, Universidade Estadual de Campinas, 2004.
- [22] Rob, R., Sora, I., Panoiu, C., Panoiu, M. Harmonic Filters Influences Regarding the Power Quality on High Frequency Electro thermal Installation with Electromagnetic Induction, *Wseas Transactions On Systems*, 2010.
- [23] Pater, M.R., *Wind and Solar Power System, Design, Analysis and Operations*, Boca Raton, FL: CRC Press, 2006.
- [24] Mohseni, M., Islam, S. M. Review of international grid codes for wind power integration: diversity, technology and a case for global standard, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v.16, n.6, p.3876, 2012.
- [25] Ackermann, T.; Abbad, J.R.; Dudurych, I.M.; Erlich, I.; Holttinen, H.; Kristoffersen, J.R.; Sorensen, P.E., European Balancing Act, *Power and Energy Magazine, IEEE* , v.5, n.6, p.90,103, Nov.-Dec. 2007.
- [26] Goikoetxea, A., Barrena, J.A., Rodríguez, M.A., Abad, G. Grid manager design using Battery Energy Storage Systems in weak power systems with high penetration of wind energy. In: *International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'10)*, 2010.
- [27] Goikoetxea, A., Barrena, J.A., Rodríguez, M.A., Abad, G. Benefits of distributed energy storage working in parallel to distributed energy Resources. In: *International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'09)*, 2009.
- [28] Goikoetxea, A. Design of control strategies to improve grid integration in fixed speed wind energy systems with battery storage. In: *International Conference on Renewable Energies and Power Quality ICREPQ 08 Santander*, 2008.
- [29] Mendis, N.; Muttaqi, K.M.; Perera, S. Management of Battery-Supercapacitor Hybrid Energy Storage and Synchronous Condenser for Isolated Operation of PMSG Based Variable-Speed Wind Turbine Generating Systems, Smart Grid, *IEEE Transactions on*, v.5, n.2, p.944,953, March 2014.

- [30] Singh, M.; Chandra, A, Control of PMSG based variable speed wind-battery hybrid system in an isolated network, *PES '09 Power & Energy Society General Meeting*, IEEE, p.1,6, 26-30 July 2009.
- [31] Singh, M.; Chandra, A; Singh, B., Sensorless Power Maximization of PMSG Based Isolated Wind-Battery Hybrid System Using Adaptive Neuro-Fuzzy Controller, *Industry Applications Society Annual Meeting (IAS)*, IEEE, p.1,6, 3-7 Oct. 2010.
- [32] Tremblay, O., Dessaint, L.-A. Experimental Validation of a Battery Dynamic Model for EV Applications. *World Electric Vehicle Journal*. v. 3 - ISSN 2032-6653 - © 2009 AVERE, EVS24 Stavanger, Norway, May 13 - 16, 2009.
- [33] Vartanian, C.; Bentley, N. A123 systems' advanced battery energy storage for renewable integration, *Power Systems Conference and Exposition (PSCE)*, 2011 IEEE/PES, p.1,6, 20-23 March 2011.
- [34] Rahmann, C.; Moller, R.; Salles, M.B.C. Frequency stability support requirements for WTs in slow-response thermal power systems, *Power and Energy Society General Meeting (PES)*, 2013 IEEE, p.1,5, 21-25 July 2013.
- [35] Kundur, P. *Power System Stability and Control*. New York: McGraw-Hill, 1993.

APÊNDICE A: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DO GERADOR

A Tabela 12 mostra as principais características técnicas de um gerador PMSG de pólos salientes de 2MW, 690V e 11,25 Hz usado neste trabalho.

Esta tabela é baseada na Tabela B-11 da referência [10], devido a alterações na seleção das bases alguns valores são diferentes.

Tabela 12: Características técnicas do gerador

<i>Parâmetros Elétricos</i>	<i>Valor</i>	<i>Unidades</i>
<i>Tensão Fase-Fase Nominal</i>	690	V (rms)
<i>Tensão Fase-Neutro Nominal</i>	398,4	V (rms)
<i>Corrente Nominal do Estator</i>	1867,96	A (rms)
<i>Potência Mecânica Nominal</i>	2,0093	MW
<i>Potência Aparente Nominal</i>	2,2408	MVA
<i>Torque Mecânico Nominal</i>	852,77	k-Nm
<i>Frequência do Estator Nominal</i>	11,25	Hz
<i>Fator de Potência Nominal</i>	0,8967	
<i>Velocidade Nominal Do Rotor</i>	22,5	rpm
<i>Número de Pares de Pólos</i>	30	
<i>Fluxo induzido Nominal do Rotor</i>	4,696	Wb (rms)
<i>Resistência de Enrolamentos do Estator</i>	0,73051	mΩ
<i>Indutância síncrona em eixo direto</i>	1,21	mH
<i>Indutância síncrona em eixo de quadratura</i>	2,31	mH
<i>Ângulo Ideal da Corrente do Estator (em relação ao eixo de quadratura)</i>	19,738°	
<i>Fluxo induzido Base</i>	5,6358	Wb (rms)
<i>Impedância Base</i>	0,2125	Ω
<i>Indutância Base</i>	3,006	mH
<i>Capacitância Base</i>	66584,41	μF

APÊNDICE B: VALORES BASE UTILIZADOS NOS RESULTADOS

Todos os resultados apresentados nesta seção estão em p.u. A tabela a seguir apresenta os valores empregados como base.

Tabela 13: Valores base utilizados nos resultados

<i>Parâmetros Elétricos</i>	<i>Valor</i>	<i>Definição</i>
Potência aparente base	$S_B = 2,2408(MVA)$	<i>Potência aparente nominal do gerador</i>
Potência ativa base	$P_B = 2,0093(MW)$	<i>Potência mecânica nominal do gerador</i>
Potência reativa base	$Q_B = 0,9919(MVAR)$	<i>Potência reativa dada pela diferença da potência aparente e reativa</i> $Q_B = \sqrt{S_B^2 - P_B^2}$
Velocidade Do Rotor Base	$\omega_{mB} = 2,356(rad/s)$	<i>Velocidade Mecânica Nominal do Rotor</i>
Torque Base	$T_B = 852,77(kN \cdot m)$	<i>Torque mecânico nominal</i> $T_B = \frac{P_B}{\omega_{mB}}$
Bases para o Link-CC		
Tensão Base do Link-CC	$V_{B(dc)} = 1220(V)$	<i>Tensão Nominal no Link-CC</i>
Corrente Base do Link-CC	$I_{B(dc)} = 1646,97(A)$	$I_{B(dc)} = \frac{P_B}{V_{B(dc)}}$
Bases para o conversor do lado da rede		
Tensão Base a.c.	$V_{B(Conver-ac)} = \frac{690}{\sqrt{3}}\sqrt{2} (V)$	<i>Tensão Nominal Pico Fase-Neutro do conversor do lado da rede</i>
Corrente Base a.c.	$I_{B(Conver-ac)} = 1874,97 \sqrt{2}(A)$	$I_{B(onver-ac)} = \frac{2 \cdot S_B}{3 \cdot V_{B(conver-ac)}}$
Frequência Base	$f_N = 60(Hz)$	<i>Frequência Nominal do sistema de subtransmissão</i>
Bases para ponto de conexão da fazenda eólica		
Tensão Base a.c.	$V_{B(red-ac)} = \frac{33}{\sqrt{3}}\sqrt{2} (kV)$	<i>Tensão Nominal Pico Fase-Neutro do conversor do lado da rede</i>
Corrente Base a.c.	$I_{B(red-ac)} = 39,204 \sqrt{2} (A)$	$I_{B(red-ac)} = \frac{2 \cdot S_B}{3 \cdot V_{B(red-ac)}}$
Frequência Base	$f_N = 60(Hz)$	<i>Frequência Nominal do sistema de subtransmissão</i>
Bases para o banco de baterias		
Tensão Base DC	$V_{B(Bateria-dc)} = 200(V)$	<i>Tensão Nominal</i>
Corrente Base DC	$I_{B(Bateria-dc)} = 2,8261(A)$	<i>Corrente nominal de descarga por célula</i>

APÊNDICE C: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DA BATERIA DE LÍTIO

Tabela 14: Características técnicas da bateria de lítio

<i>Parâmetros Elétricos</i>	<i>Valor</i>	<i>Unidades</i>
<i>Tensão Nominal</i>	200	V
<i>Capacidade Nominal</i>	6.5	Ah
<i>Tensão em Carga Total</i>	232.7974	V
<i>Corrente nominal de descarga</i>	2.8261	A
<i>Resistência Interna</i>	0.30769	Ω
<i>Estado inicial de recarga</i>	100	%
<i>Constante de tensão na bateria (E_0)</i>	216.6753	V
<i>Zona de amplitude exponencial (A)</i>	16.9916	V
<i>Constante na zona exponencial inversa de tempo (B)</i>	9.3941	$(Ah)^{-1}$
<i>Resistência de polarização (K)</i>	0.1737	Ω

A Figura 111 mostra a curva de descarga representada graficamente a partir do programa MATLAB 2012.

Figura 111: Curva de descarga

APÊNDICE D: REPRESENTAÇÃO POR UNIDADE DO GERADOR

No modelo feito no PSCAD para o gerador é utilizado, por conveniência, o sistema por unidade. Em comparação com as unidades físicas, tais como ampères, volts, ohms, Weber, etc. No sistema por unidade minimiza-se o esforço computacional, e simplifica-se a avaliação das equações matemáticas, facilitando a compreensão das características do sistema. As quantidades do sistema são expressas como razões de dimensão [35].

$$\text{Valor p.u.} = \frac{\text{Valor atual}}{\text{Valor base}} \quad (D.1)$$

Normalmente, os valores de base são escolhidos de modo que as principais variáveis serão iguais a um por unidade em condições nominais. Os seguintes valores foram escolhidos como os valores base do modelo:

Tabela 15: Definição dos valores base do modelo

Parâmetros Elétricos		Definição
Potência aparente base	$S_B = S_R(VA)$	S_R : Potência aparente nominal do gerador
Potência ativa base	$P_B = P_{mR}(W)$	P_{mR} : Potência mecânica nominal do gerador
Tensão Base	$V_B = V_N(V)$	V_N : Tensão Nominal de Fase do Gerador
Corrente Base	$I_B = I_N(A)$	I_N : Corrente Nominal de Fase do Gerador
Frequência Base	$\omega_B = 2\pi f_N(rad/s)$	f_N : Frequência Nominal do Estator do Gerador
Velocidade do Rotor Base	$\omega_{mB} = \omega_{mN}(rad/s)$	ω_{mN} : Velocidade Mecânica Nominal do Rotor $\omega_{mN} = (Nominal\ rpm) \cdot \frac{2\pi}{60}$
	$\omega_{rB} = \omega_{rN}(rad/s)$	ω_{rN} : Velocidade Elétrica Nominal do Rotor $\omega_{rN} = \omega_{mN} \cdot p$
Fluxo Induzido Base	$\lambda_B = \frac{V_N}{\omega_B}$	$\frac{V_N}{\omega_B}$: Fluxo Induzido Nominal
Velocidade do Vento Base	$v_{vB} = v_{vN}(m/s)$	v_{vN} : Velocidade do Vento Nominal
Impedância Base	$Z_B = \frac{V_N}{I_B}(\Omega)$	
Indutância Base	$L_B = \frac{Z_B}{\omega_B}(H)$	
Capacitância Base	$C_B = \frac{1}{\omega_B Z_B}(F)$	

D.1. EQUAÇÕES DE TENSÃO E CORRENTE POR UNIDADE

D.1.1 EQUAÇÕES DE CORRENTE

Da equação (3.8):

$$v_{ds} = -R_s i_{ds} + \omega_r L_q i_{qs} - L_d \frac{d}{dt} i_{ds} \quad (D.2)$$

Dividindo na tensão base e lembrando que:

$$V_B = V_N = Z_B \cdot I_B = L_B \cdot \omega_B \quad (D.3)$$

Temos que:

$$\frac{v_{ds}}{V_B} = \frac{-R_s}{Z_B} \frac{i_{ds}}{I_B} + \frac{\omega_r L_q}{Z_B} \frac{i_{qs}}{I_B} - \frac{L_d}{Z_B} \cdot \frac{d}{dt} \frac{i_{ds}}{I_B} \quad (D.4)$$

$$\bar{v}_{ds} = -\bar{R}_s \bar{I}_{ds} + \frac{\omega_r L_q}{Z_B} \bar{I}_{qs} - \frac{L_d}{Z_B} \cdot \frac{d}{dt} \bar{I}_{ds} \quad (D.5)$$

E como Z_B é definido por:

$$Z_B = \omega_B \cdot L_B \quad (D.6)$$

Portanto:

$$\bar{v}_{ds} = -\bar{R}_s \bar{I}_{ds} + \frac{\omega_r L_q}{\omega_B L_B} \bar{I}_{qs} - \frac{1}{\omega_B} \frac{L_d}{L_B} \cdot \frac{d}{dt} \bar{I}_{ds} \quad (D.7)$$

$$\bar{v}_{ds} = -\bar{R}_s \bar{I}_{ds} + \bar{\omega}_r \bar{L}_q \bar{I}_{qs} - \frac{1}{\omega_B} \bar{L}_d \cdot \frac{d}{dt} \bar{I}_{ds} \quad (D.8)$$

O tempo também pode ser expresso por unidade (ou radianos), definindo o valor de base igual ao tempo necessário para mover o rotor um radiano elétrico à velocidade síncrona, portanto temos:

$$t_B = \frac{1}{\omega_B} = \frac{1}{2\pi f_N} \quad (D.9)$$

Finalmente:

$$\bar{v}_{ds} = -\bar{R}_s \bar{I}_{ds} + \bar{\omega}_r \bar{L}_q \bar{I}_{qs} - \bar{L}_d \cdot \frac{d}{dt} \bar{I}_{ds} \quad (D.10)$$

Realizando o mesmo procedimento com a equação (3.9), obtemos:

$$v_{qs} = R_s i_{ds} - \omega_r L_d i_{ds} + \omega_r \lambda_r - L_q \frac{d}{dt} i_{qs} \quad (D.11)$$

$$\frac{v_{qs}}{V_B} = \frac{R_s}{Z_B} \frac{i_{ds}}{I_B} - \frac{\omega_r L_d}{\omega_B L_B} \frac{i_{ds}}{I_B} + \frac{\omega_r \lambda_r}{\omega_B \lambda_B} - \frac{1}{\omega_B} \frac{L_q}{L_B} \frac{d}{dt} \frac{i_{qs}}{I_B} \quad (D.12)$$

$$\bar{v}_{qs} = \bar{R}_s \bar{I}_{ds} - \bar{\omega}_r \bar{L}_d i_{ds} + \bar{\omega}_r \bar{\lambda}_r - \bar{L}_q \frac{d}{d\bar{t}} \bar{I}_{qs} \quad (D.13)$$

Como todos os valores estão expressos por unidade as formas originais das equações de tensão permanecem intactas. Por conseguinte, pode ser facilmente demonstrado que este também ocorre para as equações das correntes:

$$\frac{d}{d\bar{t}} \bar{I}_{qs} = \frac{1}{\bar{L}_q} \bar{v}_{qs} - \frac{\bar{R}_s}{\bar{L}_q} \bar{I}_{qs} + \frac{\bar{L}_d}{\bar{L}_q} \bar{\omega}_r \bar{I}_{ds} - \frac{\bar{\lambda}_r}{\bar{L}_q} \bar{\omega}_r \quad (D.14)$$

$$\frac{d}{d\bar{t}} \bar{I}_{ds} = \frac{1}{\bar{L}_d} \bar{v}_{ds} - \frac{\bar{R}_s}{\bar{L}_d} \bar{I}_{ds} + \frac{\bar{L}_q}{\bar{L}_d} \bar{\omega}_r \bar{I}_{ds} \quad (D.15)$$

D.2 MODELO MECÂNICO POR UNIDADE

O valor base em VA por um sistema de três fases é definido como [35]:

$$VA_{Base-3Fases} = 3 \cdot V_{rms-Base} \cdot I_{rms-Base} \quad (D.16)$$

$$VA_{Base-3Fases} = 3 \cdot V_B \cdot I_B \quad (D.17)$$

Portanto, o torque base é:

$$T_B = \frac{VA_{Base-3Fases}}{\omega_{mB}} \quad (D.18)$$

$$T_B = VA_{Base-3Fases} \cdot \frac{p}{\omega_B} \quad (D.19)$$

$$T_B = 3 \cdot V_B \cdot I_B \cdot \frac{p}{\omega_B} \quad (D.20)$$

$$T_B = 3 \cdot p \cdot \lambda_B \cdot I_B \quad (D.21)$$

Da equação (3.12):

$$T_e = 1.5p[\lambda_r i_q - (L_d - L_q)i_d i_q] \quad (D.22)$$

Dividindo pelo torque base:

$$\frac{T_e}{T_B} = \frac{1.5p}{3p} \left[\frac{\lambda_r i_q}{\lambda_B I_B} - \frac{L_d i_d i_q}{\lambda_B I_B} + \frac{L_q i_d i_q}{\lambda_B I_B} \right] \quad (D.23)$$

$$\bar{T}_e = \frac{1}{2} \left[\bar{\lambda}_r \bar{I}_q - \frac{L_d i_d}{\lambda_B} \bar{I}_q + \frac{L_q i_d}{\lambda_B} \bar{I}_q \right] \quad (D.24)$$

Como:

$$\lambda_B = \frac{V_N}{\omega_B} \quad (D.25)$$

$$\lambda_B = \frac{I_B Z_B}{\frac{Z_B}{L_B}} \quad (D.26)$$

$$\lambda_B = I_B L_B \quad (D.27)$$

Portanto:

$$\bar{T}_e = \frac{1}{2} \left[\bar{\lambda}_r \bar{I}_q - \frac{L_d i_d}{L_B I_B} \bar{I}_q + \frac{L_q i_d}{L_B I_B} \bar{I}_q \right] \quad (D.28)$$

$$\bar{T}_e = \frac{1}{2} \left[\bar{\lambda}_r \bar{I}_q - \bar{L}_d \bar{I}_d \bar{I}_q + \bar{L}_q \bar{I}_d \bar{I}_q \right] \quad (D.29)$$

Ao contrário das equações de tensão e corrente, a conversão por unidade modifica a forma da equação.

Para a equação (3.19), que define a velocidade angular do rotor, o procedimento para sua definição por unidade é muito semelhante ao aplicado nas outras equações. Um novo termo é incluído, a constante de inércia (H), que é definida como:

$$H = \frac{1}{2} \frac{J \omega_{mB}^2}{(VA_{Base-3Fases})} \quad (D.30)$$

Por conseguinte, o momento de inércia em termos de H é:

$$J = 2 \frac{H \cdot (VA_{Base-3Fases})}{\omega_{mB}^2} \quad (D.31)$$

Substituindo na equação(3.19), temos:

$$2 \cdot \frac{H \cdot (VA_{Base-3Fases})}{\omega_{mB}^2} \frac{d\omega_m}{dt} = (T_e - T_m) \quad (D.32)$$

Reorganizando a equação em termos de por unidade:

$$2H \frac{d}{dt} \frac{\omega_m}{\omega_{mB}} = \frac{(T_e - T_m)}{\frac{(VA_{Base-3Fases})}{\omega_{mB}}} \quad (D.33)$$

Como:

$$T_B = \frac{VA_{Base-3Fases}}{\omega_{mB}} \quad (D.34)$$

Temos:

$$2H \frac{d}{dt} \bar{\omega}_m = (\bar{T}_e - \bar{T}_m) \quad (D.35)$$

Considerando que:

$$\bar{\omega}_m = \frac{\omega_m}{\omega_{mB}} = \frac{\frac{\omega_r}{p}}{\frac{\omega_{rB}}{p}} = \frac{\omega_r}{\omega_{rB}} = \bar{\omega}_r \quad (D.36)$$

Pode ser definido que:

$$2H \frac{d}{dt} \bar{\omega}_r = (\bar{T}_e - \bar{T}_m) \quad (D.37)$$

Finalmente, definimos o tempo também por unidade (ou radianos):

$$t_B = \frac{1}{\omega_B} = \frac{1}{2\pi f_N} \quad (D.38)$$

Adicionando um fator multiplicativo na equação (D.37):

$$2H \frac{\omega_B}{\omega_B} \left(\frac{d}{dt} \bar{\omega}_r \right) = (\bar{T}_e - \bar{T}_m) \quad (D.39)$$

Obtemos:

$$2H\omega_B \frac{d}{d\bar{t}} \bar{\omega}_r = (\bar{T}_e - \bar{T}_m) \quad (D.40)$$

A equação de posição angular do rotor θ não foi convertida a por unidade, porque é necessário o seu valor em (rad/s) para a conversão de referências abc para d-q e vice versa.

Figura 112 Controladores PI e filtros do controle Pitch.

[illegible]

Figura 114: Controladores PI e filtros do controlador do lado da rede.

Figura 115: Controladores PI e filtros do sistema avançado de armazenamento.

Tabela 16: Ajuste dos Controladores PI para as simulações

<i>Controlador PI</i>	<i>Seção (4.5.6),(5.2.5), (6.1.1) , (6.2.1)</i>		<i>Seção (5.2.5), (5.2.6), (5.2.7)</i>		<i>Seção (7.1)</i>		<i>Seção (8.3)</i>	
	<i>Proporcional K_p</i>	<i>Integral K_i</i>	<i>Proporcional K_p</i>	<i>Integral K_i</i>	<i>Proporcional K_p</i>	<i>Integral K_i</i>	<i>Proporcional K_p</i>	<i>Integral K_i</i>
1	150	50	150	50	150	50	150	50
2	7500	0,015	7500	0,015	7500	0,015	7500	0,015
3	15	0,05	15	0,05	15	0,05	15	0,05
4	15	0,05	15	0,05	15	0,05	15	0,05
5	5	0,1	-	-	5	0,1	5	0,1
6	3	0,1	3	0,1	3	0,1	3	0,1
7	1	0,05	40	0,05	1	0,05	1	0,05
8	1	0,05	35	0,05	1	0,05	1	0,05
9	-	-	-	-	5	0,5	5*	0,005*
10	-	-	-	-	10	0,8	10*	0,1*

**Só aplica à simulação com banco de baterias*

Tabela 17: Ajuste dos filtros Passa Baixo LPF para as simulações

<i>Filtros Passa Baixo LPF</i>	<i>Tipo</i>	<i>Seção (4.5.6), (5.2.5), (6.1.1), (6.2.1)</i>		<i>Seção (5.2.5)</i>		<i>Seção (5.2.6), (5.2.7)</i>		<i>Seção (7.1)</i>		<i>Seção (8.3)</i>	
		<i>Ordem</i>	<i>Frequência de corte [Hz]</i>	<i>Ordem</i>	<i>Frequência de corte [Hz]</i>	<i>Ordem</i>	<i>Frequência de corte [Hz]</i>	<i>Ordem</i>	<i>Frequência de corte [Hz]</i>	<i>Ordem</i>	<i>Frequência de corte [Hz]</i>
<i>A</i>	<i>Butterworth</i>	<i>3</i>	<i>10</i>	<i>3</i>	<i>10</i>	<i>3</i>	<i>10</i>	<i>3</i>	<i>10</i>	<i>3</i>	<i>10</i>
<i>B</i>	<i>Butterworth</i>	<i>3</i>	<i>10</i>	<i>3</i>	<i>10</i>	<i>3</i>	<i>10</i>	<i>3</i>	<i>10</i>	<i>3</i>	<i>10</i>
<i>C</i>	<i>Butterworth</i>	<i>3</i>	<i>10</i>	<i>3</i>	<i>10</i>	<i>3</i>	<i>10</i>	<i>3</i>	<i>10</i>	<i>3</i>	<i>10</i>
<i>D</i>	<i>Butterworth</i>	<i>3</i>	<i>10</i>	<i>3</i>	<i>10</i>	<i>3</i>	<i>10</i>	<i>3</i>	<i>10</i>	<i>3</i>	<i>10</i>
<i>E</i>	<i>Butterworth</i>	<i>3</i>	<i>20</i>	-	-	-	-	<i>3</i>	<i>20</i>		
<i>F</i>	<i>Butterworth</i>	-	-	<i>2</i>	<i>400</i>	<i>1</i>	<i>10</i>	-	-	-	-
<i>G</i>	<i>Butterworth</i>	-	-	<i>2</i>	<i>400</i>	<i>1</i>	<i>10</i>	-	-	-	-
<i>H</i>	<i>Butterworth</i>	-	-	-	-	-	-	<i>1</i>	<i>20</i>	<i>1*</i>	<i>20*</i>

**Só aplica à simulação com banco de baterias*

APÊNDICE D: ARTIGOS

E.1) TRABALHOS NO GRUPO LMAG

Durante o desenvolvimento desta dissertação de mestrado os seguintes trabalhos científicos estão sendo elaborados no grupo LMAG:

- Paez, M.A.; Salles, M.B.C “Modeling and simulation of directly driven wind turbine with permanent magnet synchronous generator”
- Paez, M.A.; Salles, M.B.C "System frequency support using permanent magnet synchronous generator wind turbine”.

E.2) TRABALHOS EM PARCERIA INTERNACIONAL

Os seguintes trabalhos científicos foram e estão sendo elaborados em parceria internacional:

Prof. Dr. Claudia Rahmann da “*Universidad de Chile*”, **Chile**:

Trabalhos Publicados

- Paez, M.A.; Salles, M.B.C.; Rahmann, C., "Large induction motors in distributed wind power generation," Clean Electrical Power (ICCEP), 2013 International Conference on , vol., no., pp.399,406, 11-13 June 2013.

Trabalhos em Processo de Publicação

- Paez, M.A.; Salles, M.B.C.; Rahmann, C., "Doubly fed induction generator and voltage support in industrial power system”.

Prof. Dr. Loïc Quéval da “*University of Applied Sciences Düsseldorf*”, **Alemanha**:

Trabalhos em Processo de Publicação

- Paez, M.A.; Salles, M.B.C.; L. Queval, “System frequency support using superconducting wind turbine generators”