

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**



DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**Método de Rastreamento para Obtenção da Máxima
Potência em Aerogeradores de Baixa Potência**

Márcio Henrique Bino da Silva

Márcio Henrique Bino da Silva

Método de Rastreamento para Obtenção da Máxima Potência em Aerogeradores de Baixa Potência

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Pernambuco como parte dos requisitos para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica. Área de Concentração: Processamento de Energia.

Orientador: Pedro André Carvalho Rosas, *D.Sc.*

Coorientador: Gustavo Medeiros de Souza Azevedo, *D.Sc.*

Recife, Brasil

Maior de 2016

Dedico a minha família.

Agradecimentos

Agradeço primeiramente a Deus por me dar a vida e por permitir que tudo isso fosse possível e nunca deixou que minha fé e determinação acabassem. Agradeço aos meus pais Márcia e Marcelo, pelo amor, atenção, compreensão e educação concebida, agradeço a minha irmã Marcela pelo apoio moral nos momentos finais do meu mestrado e pela seu amor de irmã. Agradeço a minha namorada pelo apoio e compreensão. Aos professores da Universidade Federal de Pernambuco, pelos conhecimentos e experiências repassados, e em especial aos Professores Pedro Rosas e Gustavo Medeiros, por confiarem no meu trabalho e pelo apoio na orientação para a realização deste trabalho, sempre estando dispostos a me ajudar quando apareciam as dúvidas. Agradeço aos colegas de turma Guilherme Delgado, Rodrigo Nunes, Leticia Pessoa, José Moraes, Márcio Silva, Jonathan e Aig pela amizade e proveitosa convivência durante o mestrado. A CAPES pelo incentivo financeiro, que sem o qual não seria possível a realização desta pesquisa.

Resumo

Neste trabalho é modelado, em *MATLAB/Simulink*, um aerogerador de pequeno porte que emprega uma máquina síncrona de imã permanente conectado à rede elétrica por meio de um conversor trifásico *back-to-back*. O objetivo deste trabalho é, com este modelo, fazer uma comparação entre os métodos utilizados para a busca da máxima extração de potência em uma turbina eólica que emprega a topologia de uma máquina síncrona a imã permanente. É apresentado de forma estruturada os componentes do sistema de produção de energia eólica e é feita uma análise crítica em relação as diferentes soluções para o problema apresentado. O problema assenta na garantia de máxima extração de potência de uma turbina eólica de velocidade variável a cada instante. A sua solução está na construção de um sistema composto de diferentes partes independentes responsáveis pelo controle da máquina. Esses são estudados individualmente em termos de desempenho e confiabilidade. É feita a modelagem da máquina síncrona trifásica a imã permanente onde são apresentados os métodos de controle do conversor trifásico, as estratégias de controle do conversor e diferentes algoritmos para a maximização do ponto de extração de potência do aerogerador. Em cada subsistema é feita uma escolha da solução que melhor satisfaz as necessidades do projeto do aerogerador, devidamente justificada. Uma vez concebido o modelo, simula-se o mesmo e com base nos resultados aplica-se um método de rastreamento de máxima potência, que então fará parte do estágio de controle dos conversores de potência aplicados ao sistema.

Palavras-chave: Sistemas Eólicos, Seguidor do ponto de potência máxima (MPPT), Estratégia de Controle.

Abstract

This work is modeled in MATLAB / Simulink, a small wind turbine that employs a synchronous machine permanent magnet connected to the grid through a back-to-back three-phase converter. The objective of this work is, with this model, make a comparison between the methods used for the pursuit of maximum power extraction in a wind turbine employing the topology of a synchronous machine with permanent magnet. It is presented in a structured manner the components of the wind power system and is made a critical analysis regarding the different solutions to the problem presented. The problem is based on the maximum power extraction guarantee a wind turbine variable speed every moment. Their solution is to build a system composed of different independent parties responsible for the machine control. These are studied individually in terms of performance and reliability. It made the modeling of three-phase synchronous machine with permanent magnet which shows the converter control methods phase, the converter control strategies and different algorithms for maximizing wind turbine power extraction point. In each subsystem is made a choice of the solution that best meets the wind turbine project needs, with justification. Once designed the model can simulate the same and based on the results applies a maximum power tracking method, which will then part of the power converters of the control stage applied to the system.

Keywords: Wind Systems, Follower of maximum power point (MPPT), Control Strategy.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Evolução no diâmetro e na potência das turbinas eólicas nas últimas três décadas.	21
Figura 2 – Rotor Savonius	24
Figura 3 – Rotor Darrieus	24
Figura 4 – (A) Aerogerador de uma pá, (B) Aerogerador de duas pás	25
Figura 5 – Turbina moderna de 3 pás	26
Figura 6 – Componentes de um aerogerador de eixo horizontal	27
Figura 7 – Vista do interior da nacela de uma turbina eólica utilizando um gerador convencional	28
Figura 8 – curva de potência de um aerogerador com controle de passo	30
Figura 9 – Curva de potência típica de um aerogerador com controle tipo estol	30
Figura 10 – Tecnologia de aerogerador de indução com rotor em gaiola	31
Figura 11 – Tecnologia de aerogerador de indução com enrolamento de campo para ligação de resistência externa	32
Figura 12 – Aerogerador de indução duplamente alimentado	33
Figura 13 – Rotores de máquinas síncronas com ímã permanente: a) ímãs na superfície; b) ímãs parcialmente fixados; c) ímãs embutidos com fluxo radial; d) ímãs embutidos com fluxo na direção da circunferência	35
Figura 14 – Variação da velocidade do vento através do rotor da Turbina.	37
Figura 15 – Variação de C_p com o Fator de interferência axial.	38
Figura 16 – Curva $C_p(\lambda, \beta)$	39
Figura 17 – Arranjo físico da Máquina Síncrona Trifásica três décadas.	40
Figura 18 – Diagrama vetorial do sistema de coordenadas Dq0 da MST.	47
Figura 19 – Turbina eólica a velocidade variável com conversor de potência completo.	52
Figura 20 – Características do sistema de geração eólica e as demandas impostas aos conversores de potência.	53
Figura 21 – Características dos conversores de potência.	54
Figura 22 – Topologia da turbina eólica com conversor pleno e MSTIP.	55
Figura 23 – Conversor Trifásico Convencional - Tipo fonte de Tensão.	56
Figura 24 – Conversor Trifásico Lado Gerador (CLG).	57
Figura 25 – Conversor Trifásico Lado da Rede (CLR).	58
Figura 26 – Estrutura do CLG.	59
Figura 27 – Diagrama de blocos MSTIP.	60
Figura 28 – Diagrama de blocos do controle de corrente CLG.	61
Figura 29 – Diagrama de blocos do controle de velocidade CLG.	62
Figura 30 – Modelo do CLR com Filtro LC na saída.	62

Figura 31 – Estrutura do CLR.	64
Figura 32 – Diagrama de blocos CLR.	65
Figura 33 – Diagrama de blocos do controle de corrente CLR.	66
Figura 34 – Modelo CLR representado por fontes de tensão controladas.	66
Figura 35 – Controle de Corrente CLR.	67
Figura 36 – Resposta da função transferencia, equação 84	67
Figura 37 – Diagrama de blocos do controle da tensão do barramento CC	68
Figura 38 – Diagrama de blocos do controle PLL	69
Figura 39 – Classificação dos métodos de MPPT.	71
Figura 40 – Diagrama de Blocos do Regulador de Velocidade.	71
Figura 41 – Diagrama de blocos simplificado do método Tabela de Busca (<i>Lookup Table</i>).	72
Figura 42 – Convergência do método Perturba e Observa (P&O).	73
Figura 43 – Algoritmo de funcionamento do método Perturba e Observa (P&O).	74
Figura 44 – Algoritmo de funcionamento do método Perturba e Observa $P\&O_{din}$	75
Figura 45 – Condição regime Permanente: a) velocidade do vento; b) velocidade mecânica; c) ângulo de pitch; d) torque mecânico.	77
Figura 46 – Potência ativa e reativa.	78
Figura 47 – Condição regime Permanente: a) tensão do barramento CC; b) correntes do estator; c) corrente do eixo direto; d) corrente do eixo em quadratura.	79
Figura 48 – Condição regime Permanente: correntes do estator.	80
Figura 49 – Aplicação do método tabela de busca com degrau no vento : a) velocidade do vento; b) velocidade mecânica; c) ângulo de pitch; d) torque mecânico; e) torque eletromagnético.	82
Figura 50 – Aplicação do método tabela de busca com degrau no vento: Velocidade de referência do MPPT e Velocidade real	83
Figura 51 – Aplicação do método tabela de busca com degrau no vento: Potência Ativa e Reativa.	84
Figura 52 – Aplicação do método tabela de busca com degrau no vento: a) tensão do barramento CC; b) corrente do eixo direto ; c) corrente do eixo em quadratura	85
Figura 53 – Aplicação do método tabela de busca com degrau no vento: Correntes do estator	86
Figura 54 – Aplicação do método perturba e observa com degrau no vento : a) velocidade do vento; b) velocidade mecânica; c) ângulo de pitch; d) torque mecânico; e) torque eletromagnético.	87
Figura 55 – Aplicação do método perturba e observa com degrau no vento: Velocidade de referência do MPPT e Velocidade real	88
Figura 56 – Aplicação do método perturba e observa com degrau no vento: a) Potência de saída no gerador; b) velocidade real; c) velocidade referência com incremento.	89
Figura 57 – Aplicação do método perturba e observa com degrau no vento: Potência Ativa e Reativa.	90

Figura 58 – Aplicação do método perturba e observa com degrau no vento: a) tensão do barramento CC; b) corrente do eixo direto referência ; c) corrente do eixo em quadratura	91
Figura 59 – Aplicação do método perturba e observa com degrau no vento: a) correntes do estator	92
Figura 60 – Aplicação do método perturba e observa com passo dinâmico e com degrau no vento : a) velocidade do vento; b) velocidade mecânica; c) ângulo de pitch; d) torque mecânico; e) torque eletromagnético.	93
Figura 61 – Aplicação do método perturba e observa com passo dinâmico e com degrau no vento: Velocidade de referência do MPPT e Velocidade real.	94
Figura 62 – Aplicação do método perturba e observa com passo dinâmico e com degrau no vento: a) Potência de saída no gerador; b) velocidade real; c) velocidade referência com incremento.	95
Figura 63 – Aplicação do método perturba e observa com passo dinâmico e com degrau no vento: Potência Ativa e Reativa.	96
Figura 64 – Aplicação do método perturba e observa com passo dinâmico e com degrau no vento: a) tensão do barramento CC; b) corrente do eixo direto ; c) corrente do eixo em quadratura.	97
Figura 65 – Aplicação do método perturba e observa com passo dinâmico e com degrau no vento: correntes do estator.	98
Figura 66 – Aplicação do método tabela de busca com rampa no vento : a) velocidade do vento; b) velocidade mecânica; c) ângulo de pitch; d) torque mecânico; e) torque eletromagnético.	99
Figura 67 – Aplicação do método tabela de busca com rampa no vento: Velocidade de referência do MPPT e Velocidade real.	100
Figura 68 – Aplicação do método tabela de busca com rampa no vento: Potência Ativa e Reativa.	101
Figura 69 – Aplicação do método tabela de busca com rampa no vento: a) tensão do barramento CC; b) corrente do eixo direto ; c) corrente do eixo em quadratura .	102
Figura 70 – Aplicação do método tabela de busca com rampa no vento: correntes do estator.	103
Figura 71 – Aplicação do método perturba e observa com rampa no vento : a) velocidade do vento; b) velocidade mecânica; c) ângulo de pitch; d) torque mecânico; e) torque eletromagnético.	104
Figura 72 – Aplicação do método perturba e observa com rampa no vento: Velocidade de referência do MPPT e Velocidade real.	105
Figura 73 – Aplicação do método perturba e observa com rampa no vento: a) Potência de saída no gerador; b) velocidade real; c) velocidade referência com incremento.	106
Figura 74 – Aplicação do método perturba e observa com rampa no vento: Potência Ativa e Reativa.	107

Figura 75 – Aplicação do método perturba e observa com rampa no vento: a) tensão do barramento CC; b) corrente do eixo direto ; c) corrente do eixo em quadratura .	108
Figura 76 – Aplicação do método perturba e observa com rampa no vento: correntes do estator.	109
Figura 77 – Aplicação do método perturba e observa com passo dinâmico e com rampa no vento : a) velocidade do vento; b) velocidade mecânica; c) ângulo de pitch; d) torque mecânico; e) torque eletromagnético.	110
Figura 78 – Aplicação do método perturba e observa com passo dinâmico e com rampa no vento: Velocidade de referência do MPPT e Velocidade real.	111
Figura 79 – Aplicação do método perturba e observa com passo dinâmico e com rampa no vento: a) Potência de saída no gerador; b) velocidade real; c) velocidade referência com incremento.	112
Figura 80 – Aplicação do método perturba e observa com passo dinâmico e com rampa no vento: Potência Ativa e Reativa.	113
Figura 81 – Aplicação do método perturba e observa com passo dinâmico e com rampa no vento: a) tensão do barramento CC; b)corrente do eixo direto ; c)corrente do eixo em quadratura	114
Figura 82 – Aplicação do método perturba e observa com passo dinâmico e com rampa no vento: correntes do estator.	115

Lista de tabelas

Tabela 1 – Parâmetros da MSHIP	52
Tabela 2 – Características dos MPPTs implementados	116
Tabela 3 – Características dos MPPTs com degrau no vento	116
Tabela 4 – Características dos MPPTs com rampa no vento	116

Lista de abreviaturas e siglas

CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CLG	Conversor lado do Gerador
CLR	Conversor Lado da Rede
DFIG	<i>Double Feed Induction Generator</i> (Gerador de Indução Duplamente Alimentado)
IGBT	<i>Insulate Gate Bipolar Transistor</i> (Transistor Bipolar de Ponta Isolada)
MST	Máquina Síncrona Trifásica
MSTIP	Máquina Síncrona Trifásica Imão Permanente
PAC	Ponto de Acoplamento Comum
PLL	<i>Phase Loked Loop</i> (Malha Presa em Fase)
<i>P&O</i>	Perturba e Observa
<i>P&O_{din}</i>	Perturba e Observa Dinâmico
PWM	<i>Pulse Width Modulation</i> (Modulação por Largura de Pulsos)
RPM	Rotações por Minuto
TSR	<i>Tip Speed Ratio</i>
WECS	Wind Energy Conversion System
WTG	Wind Turbine Generator

Lista de símbolos

$[\lambda]$	- Vetor coluna dos fluxos concatenados
$[I_{abc}]$	- Vetor coluna da corrente dos enrolamentos do estator
$[L_{abc}]$	- Matriz de indutâncias próprias e mútuas dos enrolamentos do estator
$[T_k]$	- Matriz de transformação de Park
β	- Ângulo de Pitch
λ_T	- Relação de Velocidades (<i>Tip Speed Ratio</i>)
λ_i	- Fluxo magnético concatenado nos enrolamentos do estator, onde i pode ser a,b ou c
λ_j	- Fluxo magnético concatenado nos enrolamentos do rotor, onde j pode ser f,d ou q
λ_{im}	- Fluxo magnético do imã
ω	- Velocidade mecânica angular
ω_r	- Velocidade elétrica angular
ω_T	- Velocidade angular da turbina
ρ	- Densidade do ar
θ	- Ângulo da posição do rotor
a	- coeficiente de interferência axial
A	- Área de varreduta
C_p	- Coeficiente de Potência
E	- Energia cinética
f_{ch}	- Frequência de chaveamento do PWM
i_i	- Corrente Elétrica nos enrolamentos do estator, onde i pode ser a,b ou c
i_j	- Corrente Elétrica nos enrolamentos do rotor, onde j pode ser f,d ou q
k_p^i	- Ganho proporcional do controle de corrente elétrica

k_p^v	- Ganho proporcional do controle da tensão elétrica
k_i^i	- Ganho integral do controle de corrente elétrica
k_i^v	- Ganho integral do controle da tensão elétrica
$k_{conversor}$	- Ganho integral do controle da tensão elétrica
L_d	- Indutância de eixo direto
L_{g0}	- Componente constante da indutância de magnetização dos enrolamentos do estator
L_{g2}	- Amplitude da componente de 2º harmônico da indutância de magnetização dos enrolamentos do estator
L_{ii}	- Indutância própria de cada fase do estator, onde o índice ii pode ser a, b ou c
L_{ij}	- Indutância mútua entre determinada fase do estator e determinado enrolamento do rotor, onde o índice ij pode ser a, b ou c e $L_{ij} = L_{ji}$
L_{in}	- Indutância mútua entre duas fases do estator, onde o índice ij pode ser a, b ou c para $i \neq n$ e $L_{in} = L_{ni}$
L_{jj}	- Indutância própria dos enrolamentos do rotor, onde o índice jj pode ser f, d ou q
L_{jn}	- Indutância mútua entre os enrolamentos do rotor, onde o índice jn pode ser f, d ou q para $i \neq j$ e $L_{jn} = L_{nj}$
L_{lin}	- Indutância mútua de dispersão entre duas fases do estator, onde o índice ij pode ser a, b ou c para $i \neq n$ e $L_{lin} = L_{lni}$
L_{lj}	- Indutância de dispersão dos enrolamentos do rotor, onde o índice j pode ser f, d ou q
L_{ls}	- Indutância de dispersão dos enrolamentos do estator
L_{md}	- Indutância mútua de eixo direto
L_{mq}	- Indutância mútua de eixo em quadratura
L_q	- Indutância de eixo em quadratura
N_e	- Numero de espiras do enrolamento do estator
N_r	- Numero de espiras do enrolamento do rotor

P_f	- Potência Ativa instantânea
P_{mec}	- Potência mecânica convertida pela turbina eólica
r_i	- Resistência dos enrolamentos do estator, onde o índice i pode ser a,b ou c
r_j	- Resistência dos enrolamentos do rotor, onde o índice j pode ser f, d ou q
S_{dk}	- Componente de eixo direto, onde o índice k pode ser 1 ou 2, e S pode ser tensão, corrente ou fluxo
S_{qk}	- Componente de eixo em quadratura, onde o índice k pode ser 1 ou 2, e S pode ser tensão, corrente ou fluxo
T_{ele}	- Conjugado eletromagnético
T_{mec}	- Conjugado mecânico
v_{0i}	- Tensão nos enrolamentos da rede elétrica, onde o índice i pode ser a,b ou c
V_{dc}	- Tensão no barramento CC
v_i	- Tensão nos enrolamentos do estator, onde o índice i pode ser a,b ou c
v_j	- Tensão nos enrolamentos do rotor, onde o índice j pode ser f, d ou q
v_{0i}	- Tensão nos enrolamentos da rede elétrica, onde o índice i pode ser a,b ou c
ν	- Velocidade do vento
$[I$]- Vetor coluna de correntes
$[L$]- Matriz indutâncias
P	- Número de Pólos da máquina síncrona

Sumário

1	INTRODUÇÃO	18
1.1	Objetivos	19
1.2	Organização Textual	19
2	ESTADO DA ARTE DA TECNOLOGIA DE AEROGERADORES SÍNCRONOS COM CONVERSORES PLENOS	21
2.1	Componentes de um sistema eólico	21
2.1.1	Turbinas Eólicas	21
2.1.2	Elementos de um sistema eólico	22
2.1.2.1	Torre	23
2.1.3	Rotor	23
2.1.3.1	Turbinas de eixo vertical	23
2.1.3.2	Turbinas de eixo horizontal	23
2.1.4	Componentes de um aerogerador de eixo horizontal	26
2.1.4.1	Nacele	26
2.1.5	Mecanismo de Controle	28
2.1.5.1	Controle de Passo/Pitch - Potência Ativa	29
2.1.5.2	Controle Estol/Stall	29
2.2	Tecnologias de Geradores	31
2.2.1	Gerador de Indução em Gaiola	31
2.2.2	Gerador de Indução com Rotor Bobinado e Resistência Externa	31
2.2.3	Gerador de Indução Duplamente Alimentado	32
2.2.4	Geradores Síncronos	33
2.2.4.1	Geradores Síncronos com Rotor Bobinado	33
2.2.4.2	Geradores Síncronos a Imã permanente	34
3	MODELAGEM DO SISTEMA	36
3.1	Representação da Turbina Eólica	36
3.2	Representação da MST em Componentes de fase	40
3.2.1	Equações da Tensão	41
3.2.2	Equações das Indutâncias e Fluxos	42
3.2.3	Indutâncias Próprias do Estator	42
3.2.4	Indutâncias Mútuas do Estator	43
3.2.5	Indutâncias Próprias do Rotor	44
3.2.6	Indutâncias Mútuas do Rotor	44
3.2.7	Indutâncias Mútuas entre Estator e Rotor	44

3.2.8	Equações dos Fluxos	45
3.2.9	Equação do Conjugado Eletromagnético e do Movimento Mecânico . .	45
3.3	Representação da MST em componentes $dq0$	46
3.3.1	Equações das Tensões	47
3.3.2	Equações dos Fluxos	48
3.3.3	Equação do Conjugado Eletromagnético	49
3.4	Máquina síncrona Trifásica de ímãs permanentes (MSTIP) . .	50
3.5	Conversores de Potência para conexão de turbinas eólicas a Rede Elétrica	51
3.5.1	Conversores de Potência utilizados em Sistemas de Geração Eólica . . .	51
3.5.2	Topologias dos Conversores para Turbinas Eólicas com Geradores Síncronos	53
3.5.3	Conversores Trifásicos	55
3.5.3.1	Técnica de Modulação por Largura de Pulso	56
3.5.4	Conversor do Lado do Gerador	57
3.5.5	Conversor do Lado da Rede	58
3.6	Estratégia de Controle	58
3.6.1	Controle Lado do Gerador	58
3.6.1.1	Controle de Corrente	59
3.6.1.2	Controle de Velocidade	61
3.6.2	Controle Lado da Rede	61
3.6.2.1	Controle de Corrente	64
3.6.2.2	Controle da Tensão do Barramento CC	67
3.6.2.3	Controle da Potência Reativa	68
3.6.2.4	Phase Locked Loop - PLL	69
4	MÉTODOS MPPT	70
4.1	Tabela de Busca (<i>Lookup Table</i>)	72
4.2	Perturba e Observa (P&O)	72
4.3	Perturba e Observa com passo Dinâmico ($P\&O_{din}$)	74
5	RESULTADOS E SIMULAÇÕES	76
5.1	Análise das Simulações e Resultados	76
5.1.1	Comportamento Durante Perturbações no vento	81
5.1.1.1	Degrau na velocidade do vento	81
5.1.1.2	Rampa na velocidade do vento	99
5.1.2	Comparação entre os métodos implementados	116
6	CONCLUSÃO	117
6.1	Conclusões	117

6.2	Sugestões para Trabalhos Futuros	119
	REFERÊNCIAS	120

1 Introdução

A política de preservação dos recursos energéticos não renováveis e a busca por fontes renováveis de energia que atraíam benefícios ao crescimento tecnológico e preservação do meio ambiente são os principais motivadores para o estudo e desenvolvimento das pesquisas nesse setor. Dentre as inúmeras fontes de energia, renováveis, já estudadas e aplicadas ao longo da história, poucas tiveram sucesso no que diz respeito ao volume energético que são capazes de suprir, como por exemplo, as usinas hidrelétricas. Porém, isso se deve ao fato de os conhecimentos e a tecnologia de épocas remotas não permitirem a consolidação de outras fontes como a energia solar e eólica. Aliado a esse fato, o uso do petróleo, carvão e minérios nucleares como fonte energética geraram um comodismo quanto ao desenvolvimento dessas fontes renováveis (EPE, 2016).

Nos últimos anos, devido aos avanços obtidos nas pesquisas, instrumentação e tecnologia, obteve-se êxito nos estudos de geração de energia e nos volumes expressivos de energia elétrica provenientes dessas fontes renováveis. Aliados aos grandes geradores de energia existente, há as pequenas usinas e sistemas de pequeno porte, isolados ou não, que possuem um grande potencial na contribuição da matriz energética, já que um número grande de pequenos geradores pode equivaler a uma usina de grande porte. A energia eólica, mais especificamente, tem se mostrado uma das fontes de energia renováveis mais atraentes e contribuintes na matriz energética em muitos países, já possuindo uma grande maturidade, principalmente na geração de grande porte, sendo economicamente viável.

Para avaliar a atratividade da geração de energia eólica, podem-se analisar os fatores ambientais, econômicos e modularidade (ABREU SHAHIDEHPOUR, 2006). Em relação aos fatores ambientais, a energia eólica é limpa e abundante, com um reduzido impacto ambiental, tais como ruídos, interferência, choques com aves e impacto visual. Quanto aos fatores econômicos, sua rentabilidade está associada aos avanços tecnológicos e a incentivos financeiros. Com medidas favoráveis, o custo da geração da eletricidade pelo vento caiu em 90% nos últimos 25 anos (J.C.Viterbo, 2008). Outro fator econômico relevante é que a geração de energia eólica não está sujeita as rápidas variações de preço dos combustíveis fósseis utilizados na usina termelétrica. Por fim, outro motivo é a modularidade, que possibilita a instalação de novos geradores de turbina eólica, em um período de tempo curto, num parque eólico a medida que a demanda se expande, reduzindo o investimento. Por esses fatores, a geração de energia elétrica a partir de energia eólica é de grande interesse e tem recebido grandes investimentos.

Com a atratividade, os sistemas eólicos de pequeno porte também se desenvolveram muito e hoje são capazes de gerar energia elétrica a custos muito menores, sobretudo após os desenvolvimentos aerodinâmicos e a evolução das máquinas elétricas de baixa potência. A

presente pesquisa está direcionada a esses sistemas, tendo como alvo principal o conhecimento e análise das tecnologias envolvidas e a investigação de métodos que permitam uma geração de energia com qualidade, onde apresenta uma redução do tempo de retorno dos investimentos envolvidos. Esta tarefa terá como principal contribuição o estudo de análise e aplicação de topologias de conversores a tais sistemas, bem como metodologias de projeto e controle dos blocos que o compõe com a aplicação de métodos que busquem maximizar a produção de energia elétrica.

1.1 Objetivos

Estudos envolvendo sistemas eólicos, que podem ser teóricos ou práticos, onde no caso dos teóricos há a necessidade do desenvolvimento de um modelo matemático preciso dos sistemas para que se tornem confiáveis.

A principal motivação desse trabalho reside na contribuição do desenvolvimento de turbinas eólicas com custo menor. No caso particular dessa dissertação, o foco é o desenvolvimento de um sistema de controle de maximização da potência convertida do vento através do ajuste da curva C_p , onde busca otimizar a produção de energia elétrica quando considerando pequenas alterações no controle. Esta é a motivação para o desenvolvimento desta Dissertação de Mestrado, cujos objetivos são listados a seguir:

1. Revisão bibliográfica sobre o estado da arte da modelagem dos sistemas eólicos;
2. Revisão bibliográfica sobre os métodos de maximização de potência;
3. Obtenção dos resultados quando aplicado os métodos de restreamento do ponto de máxima potência.
4. Comparação dos métodos de maximização quando aplicado aos aerogeradores de baixa potência para a verificação da eficiência de cada um.

1.2 Organização Textual

- **Capítulo 2** - Apresenta uma revisão bibliográfica referente aos sistemas eólicos, apresentando os diversos tipos de tecnologias existentes no setor e a descrição das diversas configurações de operação dos sistemas;
- **Capítulo 3** - Descreve a modelagem matemática de turbinas eólicas de acordo com sua operação perante as variações de vento, velocidade e ângulo de pitch. É descrito, também, o modelo matemático equivalentes em componentes de fase e em componentes $dq0$ (vetorial), de uma máquina síncrona trifásica com excitação de campo e enrolamentos amortecedores.

Algumas adaptações e considerações são realizadas no modelo vetorial da máquina para obtenção do modelo da máquina síncrona trifásica a ímã permanente. E por fim é descrito o princípio de funcionamento de um conversor trifásico na configuração *back-to-back* com suas respectivas estratégias de controle para operação de um aerogerador à velocidade variável;

- **Capítulo 4** - Descreve os métodos MPPT's que serão utilizados no sistema de controle do Conversor do Lado do Gerador, bem como será apresentado seus respectivos algoritmos para implantação nas simulações;
- **Capítulo 5**- Apresenta um estudo comparativo do funcionamento do Sistema Eólico com a aplicação dos métodos MPPT apresentados no Capítulo 4;
- **Capítulo 6** - Apresenta a conclusão da dissertação de acordo com os resultados obtidos nas simulações.

2 Estado da Arte da Tecnologia de Aerogeradores Síncronos com Conversores Plenos

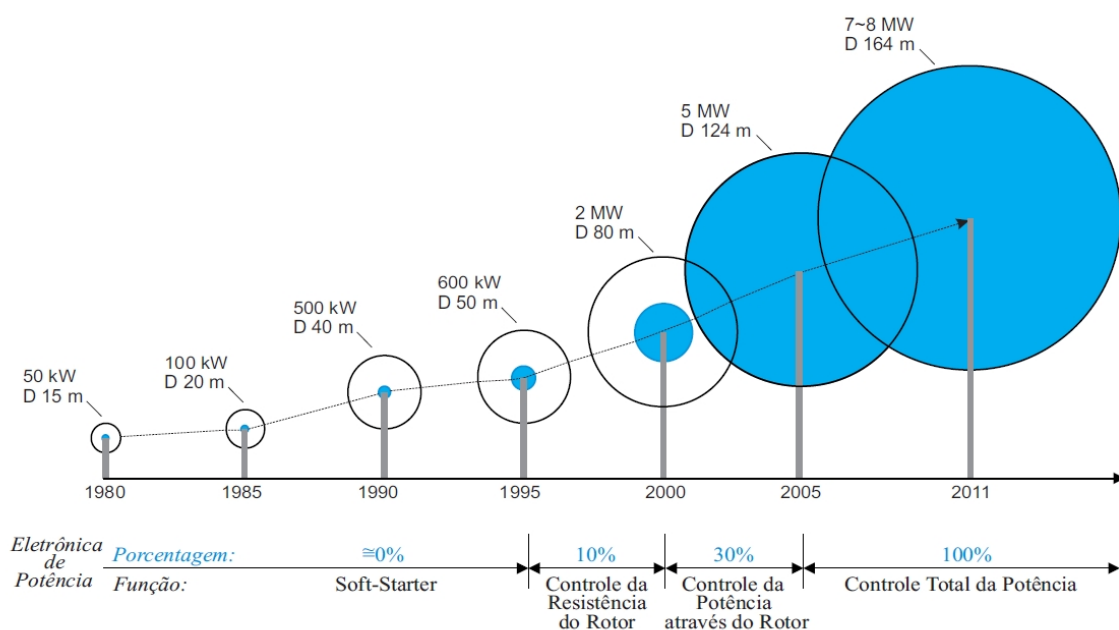
Neste Capítulo são descritos os elementos que constituem um sistema de geração eólica com gerador síncrono e conversores de potência plena. Devido a grande variedade de geradores existentes, também é apresentado as tecnologias dos geradores, visando apresentar as características de cada um.

2.1 Componentes de um sistema eólico

2.1.1 Turbinas Eólicas

As turbinas eólicas fazem a transformação da energia cinética disponível no vento em energia mecânica. A evolução das turbinas eólicas nas últimas três décadas tem chamado a atenção principalmente devido ao aumento do tamanho das pás, o que está diretamente ligado a energia produzida, na Figura 1 é mostrada esta evolução e também destacada a maior turbina eólica em operação (STIEBLER, 2011).

Figura 1 – Evolução no diâmetro e na potência das turbinas eólicas nas últimas três décadas.



Fonte:(ERNANO,A.J, 2014)

A energia que pode ser extraída do vento depende das características construtivas da turbina eólica, onde a melhor conversão teórica de energia que pode ser obtida quando a velocidade do vento que passa pela turbina for igual a $\frac{1}{3}$ da velocidade do vento que chega na turbina. Assim o valor de um indicativo da eficiência máxima de conversão, conhecido como limite de Betz, pode ser igual a 59,3% (ACKERMANN, 2005). As melhores turbinas comerciais disponíveis, em geral na potência de MW, podem chegar a um valor de C_p , limite de Betz, em torno de 50%.

Apesar do coeficiente de Betz proporcionar o limite superior das possibilidades de um aerogerador, ele não é muito refinado, já que não leva em conta uma série de fatores, tais como (PATEL, 1999):

- As resistências aerodinâmicas das pás;
- A perda de energia pelo atrito na rotação;
- A compressibilidade do fluido;
- O efeito de sombra da Torre.

Algumas turbinas eólicas possuem limitação na velocidade máxima (*cut out*) de vento que elas podem permanecer em operação. Acima dessa velocidade máxima, os esforços mecânicos podem provocar danos à estrutura da turbina e om isso, se a velocidade do vento na turbina for inferior a velocidade de vento máxima, serão necessárias soluções aerodinâmicas e sistemas de controle para a operação com velocidades de vento acima do nominal.

As soluções citadas anteriormente, que visam garantir a operação da turbina diante velocidades de vento acima da nominal, aerodinâmicas (controle passivo *Stall*) e soluções com sistemas de controle (variação do ângulo de passo *pitch*). O controle passivo utilizado em turbinas eólicas de pás fixas (que não rotacionam em torno de seu próprio eixo) provoca naturalmente uma diminuição da força de sustentação na pá da turbina para ventos acima do nominal, resultado na diminuição da capacidade de extrair energia do vento. Existe também o controle do ângulo de passo, β , que é realizado por motores instalados na base da pá dentro do cubo, permitindo que as pás rotacionem em torno de seu próprio eixo. O aumento do ângulo de passo das pás resulta em uma redução no ângulo de ataque do vento, o que reduz a sustentação e consequentemente a potência convertida, (ANDERSON BOSE, 1983), (KIM, 2012), (QIAO, 2012).

2.1.2 Elementos de um sistema eólico

Os sistemas eólicos podem ser divididos em dois grandes grupos, sendo o primeiro sistemas de grande potência e o segundo, os de baixa potência. O que difere um do outro, além da capacidade de geração, é o fato de que os mesmos são compostos por diferentes componentes, apesar de que, de modo geral, ambos são formados pelos mesmos blocos, onde os

vários componentes devem trabalhar em harmonia de forma a propiciar um maior rendimento final. Os aerogeradores, também conhecidos na literatura como *WTG (Wind Turbine Generator)*, são as máquinas que convertem a energia do vento em energia elétrica. Existem *WTG(s)* que combinam uma variedade de conceitos inovadores provados tecnologicamente, tanto para os geradores elétricos quanto para os dispositivos de eletrônica de potência envolvidos. A seguir são apresentados as características gerais dos componentes existentes em aerogeradores.

2.1.2.1 Torre

As torres são necessárias para sustentar e posicionar o rotor a uma altura conveniente para o seu funcionamento. É um item estrutural de grande porte e de elevada contribuição no custo do sistema. As torres são do tipo treliçada, tubulares cônicas e estaiadas. Inicialmente, as turbinas utilizavam torres metálicas treliçadas com o uso de geradores com potências cada vez maiores, (MENDES, 2010). Atualmente a maioria das torres nos aerogeradores modernos são tubulares tronco-cônicas de aço com peso de 40T para as torres de 40m e 80T para as de 60m (DELLEZZOPOLLES.JR, CYRIO FLEREMOSCH , 2011).

2.1.3 Rotor

Os rotores de turbinas eólicas são um dos mecanismos mais importantes do sistema e são os responsáveis por capturarem a energia cinética dos ventos e entrega-la ao eixo do gerador elétrico. Duas formas construtivas básicas são conhecidas no design de uma turbina eólica: as turbinas de eixo horizontal e as de eixo vertical, cada uma com suas características específicas.

2.1.3.1 Turbinas de eixo vertical

Em geral, os rotores de eixo vertical têm a vantagem de não necessitarem de mecanismos de acompanhamento para variações da direção do vento, o que reduz a complexidade do projeto e os esforços devido as forças de Coriolis. Os rotores de eixo vertical também podem ser movidos por forças de sustentação (*lift*) e por forças de arrasto (*drag*). Os principais tipos de rotores de eixo vertical são Savonius, Figura2 e Darrieus, Figura3.

2.1.3.2 Turbinas de eixo horizontal

Os rotores de eixo horizontal atualmente considerados os mais eficientes, e grande parte da experiência mundial está voltada para a sua utilização. São movidos por forças aerodinâmicas chamadas de forças de sustentação (*lift*) e forças de arrasto (*drag*). Um corpo que obstrui o movimento do vento sofre a ação de forças que atuam perpendicularmente ao escoamento (forças de sustentação) e de forças que atuam na direção do escoamento (forças de arrasto). Ambas são proporcionais ao quadrado da velocidade relativa do vento. Adicionalmente, as forças de sustentação dependem da geometria do corpo e do ângulo de ataque (formado entre a velocidade relativa do vento e o eixo do corpo). Os rotores que giram predominantemente sob o efeito de

Figura 2 – Rotor Savonius



Fonte: (NREL,2006)

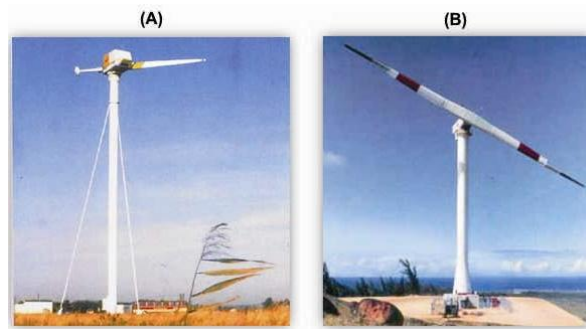
Figura 3 – Rotor Darrieus



Fonte: (NREL,2006)

forças de sustentação permitem liberar muito mais potência do que aqueles que giram sob efeito de forças de arrasto, para uma mesma velocidade de vento. Os rotores de eixo horizontal ao longo do vento (aerogeradores convencionais) são predominantemente movidos por forças de

Figura 4 – (A) Aerogerador de uma pá, (B) Aerogerador de duas pás



Fonte: (NREL,2005)

sustentação e devem possuir mecanismos capazes de permitir que o disco varrido pelas pás esteja sempre em posição perpendicular ao vento. Tais rotores podem ser constituídos de uma pá e contrapeso, duas pás, três pás ou múltiplas pás.

Construtivamente, as pás podem ter as mais variadas formas e empregar os mais variados materiais. Em geral, utilizam-se pás rígidas de fibra de vidro reforçada. Quanto a posição do rotor em relação a torre, ele pode estar a jusante do vento (*down wind*) ou a montante do vento (*up wind*). No primeiro caso, a sombra da torre provoca vibrações nas pás e no segundo caso, a sombra das pás provoca esforços vibratórios na torre. Sistemas a montante do vento necessitam de mecanismos de orientação do rotor com o fluxo de vento, enquanto nos sistemas a jusante do vento, a orientação realiza-se automaticamente. Os rotores mais utilizados para geração de energia elétrica são os de eixo horizontal, normalmente compostos de 3 pás ou em alguns casos 1 ou 2 pás, com velocidades médias muito altas, possibilidade de geração de maior ruído acústico e com sistemas de partida auxiliar, (ACKERMANN, 2005). Os de pás única, Figura 4A, requerem um contrapeso para eliminar a vibração, e isso é o que limita o seu uso, já os de duas pás, Figura 4B, não são muito usados apesar de simples, resistentes e mais baratos do que os de três pás, por apresentar problemas relativo aos esforços mecânicos. Porém, os de três pás Figura 5, distribuem melhor os esforços mecânicos quando a máquina gira durante mudanças de direção do vento. Com esta vantagem, as turbinas de 3 pás são consideradas as mais modernas, consolidadas e são usadas no mundo todo, tanto em parques eólicos quanto em sistemas isolados, de baixa ou de alta potência. Devido as vantagens e características apresentadas das turbinas com três pás, era será utilizada para desenvolvimento do modelo da turbinas eólica que estará acoplada ao gerador elétrico.

Figura 5 – Turbina moderna de 3 pás



Fonte: (REPOWER,2006)

2.1.4 Componentes de um aerogerador de eixo horizontal

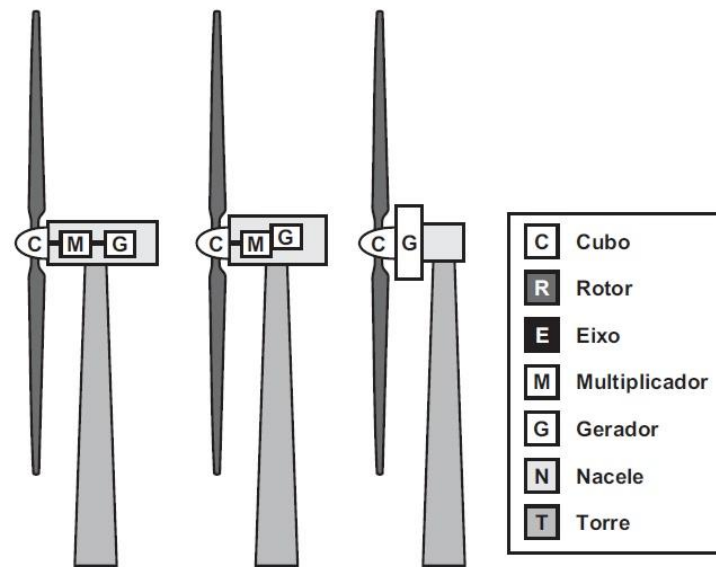
As principais configurações de um aerogerador de eixo horizontal podem ser vistas na Figura 6. Estes aerogeradores são diferenciadas pelo tamanho e formato da nacele, pela presença ou não de uma caixa multiplicadora e pelo tipo de gerador utilizado (convencional ou multipolos). A seguir são apresentados os principais componentes do aerogerador que são, de uma forma geral, a torre, a nacele e o rotor (ACKERMANN, 2005), (SPERA, 2009).

2.1.4.1 Nacele

É a estrutura com carenagem montada sobre a torre, onde se situam o gerador, a caixa de engrenagens (quando utilizada), parte do sistema de controle, medição do vento e motores para rotação do sistema para o melhor posicionamento em relação ao vento. A Figura 7 apresenta os principais componentes instalados na nacele.

1. Controle pitch
2. Fixação das pás no cubo

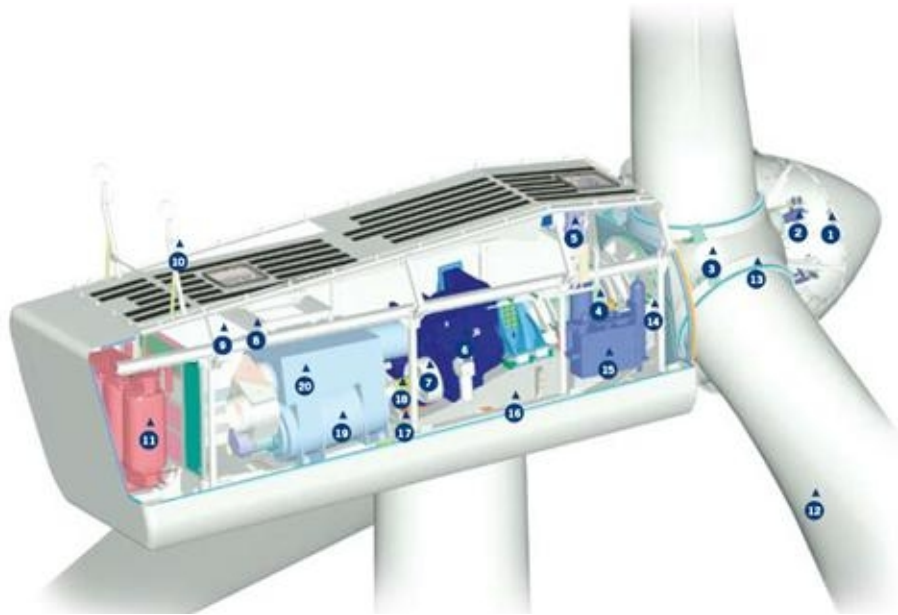
Figura 6 – Componentes de um aerogerador de eixo horizontal



Fonte: (DEWI, 2004)

3. Eixo principal
4. Resfriador
5. Caixa multiplicadora
6. Sistema de freios
7. Plataforma de serviços
8. Controladores e Top-Box
9. Sensores de direção e velocidade do vento
10. Transformador de média tensão/baixa tensão
11. Pás
12. Rolamento das pás
13. Sistema de freio do rotor
14. Sistema hidráulico
15. Plataforma da nacele/chassis
16. Motores de posicionamento da nacele (*yaw*)

Figura 7 – Vista do interior da nacele de uma turbina eólica utilizando um gerador convencional



Fonte: (VESTAS,2006)

- 17. Acoplamento Elástico
- 18. Gerador
- 19. Refrigeração do Óleo

2.1.5 Mecanismo de Controle

Os mecanismos de controle são destinados para a orientação do rotor, ao controle da velocidade e ao controle de potência do conversor. Pela variedade de controles, existem uma grande quantidade de mecanismos que podem ser mecânicos, como velocidade, passo e freio, aerodinâmicos para o posicionamento do rotor ou podem ser eletrônicos atuando no controle de potência. Os modernos aerogeradores utilizam dois diferentes princípios de controle aerodinâmico para limitar a extração de potência à potência nominal do aerogerador. São chamados de controle estol (*Stall*) e controle de passo (*Pitch*). Antigamente, boa parte dos aerogeradores usavam o controle estol. Atualmente, entretanto, com o aumento do tamanho das máquinas, os fabricantes estão optando pelo sistema de controle de passo, onde apresenta maior flexibilidade na operação das turbinas eólicas (JOHNSON, 2001), (CAMPOS, 2004), (SPERA, 2009).

2.1.5.1 Controle de Passo/Pitch - Potência Ativa

O controle de passo é um sistema ativo que necessita de uma informação de potência vinda do sistema de controle da velocidade de rotação. Sempre que a potência nominal do gerador é ultrapassada, devido a um aumento da velocidade do vento, as pás do rotor giram em torno do seu eixo longitudinal (mudam o seu ângulo de passo), para aumentar o ângulo de ataque. Este aumento do ângulo de ataque diminui as forças aerodinâmicas atuantes nas pás e a principal consequência disso é a diminuição da conversão de potência do vento. Para as velocidades de vento acima da velocidade nominal, o ângulo é escolhido de tal forma que o aerogerador produza apenas a potência nominal Figura 8 .

Aerogeradores com controle de passo são mais sofisticadas do que as de passo fixo, controladas por estol, pois necessitam de um sistema de variação de ângulo de passo. Suas principais vantagens são (SPERA, 2009):

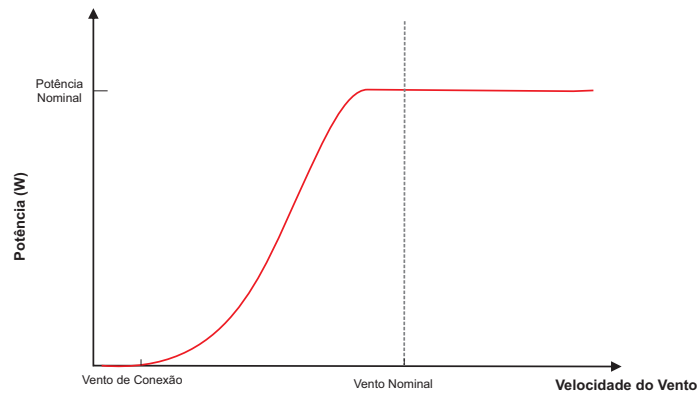
- Permitem controle de potência ativa sob todas as condições de vento;
- Alcançam a potência nominal mesmo sob condições de baixa massa específica do ar (grandes altitudes dos sítios, altas temperaturas);
- Maior produção de energia sob todas as condições de vento;
- Partida simples do rotor pela mudança do passo;
- Fortes freios desnecessários para paradas de emergência do rotor;
- Cargas das pás do rotor decrescentes com ventos aumentando acima da potência nominal;
- Posição de embandeiramento das pás do rotor para cargas pequenas em ventos extremos;
- A massa das pás do rotor são menores e isso leva a massa menores dos aerogeradores.

2.1.5.2 Controle Estol/Stall

O controle estol é um sistema passivo que reage a velocidade do vento. As pás do rotor são fixas em seu ângulo de passo e não giram em torno de seu eixo longitudinal. A fabricação dessa leve em consideração um formato que para velocidades de vento acima da velocidade nominal, o escoamento em torno do perfil da pá do rotor descola da superfície da pá (estol) ocasionando uma redução das forças de sustentação e um aumento das forças de arrasto, isto é, menores sustentações e maiores arrastos reduzem a conversão eólica mecânica, Figura 9.

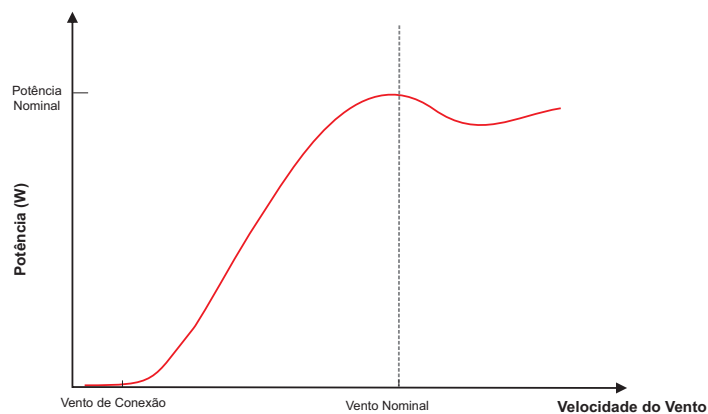
Sob todas as condições de ventos superiores à velocidade nominal o fluxo em torno dos perfis das pás do rotor é, pelo menos, parcialmente descolado da superfície, produzindo, portanto sustentações menores e forças de arrasto muito mais elevadas. Aerogeradores com controle estol são mais simples do que as de controle de passo porque elas não necessitam de um sistema de

Figura 8 – curva de potência de um aerogerador com controle de passo



Fonte: próprio autor.

Figura 9 – Curva de potência típica de um aerogerador com controle tipo estol

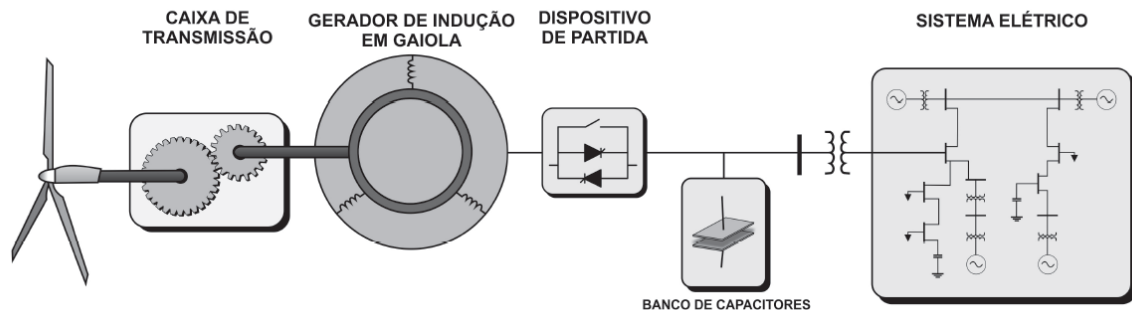


Fonte: próprio autor.

mudança de passo. Em comparação com os aerogeradores com controle de passo, eles possuem, em princípio, as seguintes vantagens :

- Inexistência de sistema de controle de passo;
- Estrutura de cubo do rotor simples;
- Menor manutenção devido a um número menor de peças móveis;
- Auto-confiabilidade do controle de potência.

Figura 10 – Tecnologia de aerogerador de indução com rotor em gaiola



Fonte: adaptação de (PEREIRA, 2014).

2.2 Tecnologias de Geradores

Os geradores elétricos são os responsáveis por converter a energia mecânica de rotação entregue em seu eixo pelo rotor eólico em energia elétrica. Diversas são as topologias de geradores utilizados em geração eólica, abrangendo praticamente todas as máquinas conhecidas, desde as clássicas até as mais modernas. De uma maneira geral, hoje tem-se basicamente geradores de indução e síncronos. A seguir apresenta-se as principais topologias dos geradores.

2.2.1 Gerador de Indução em Gaiola

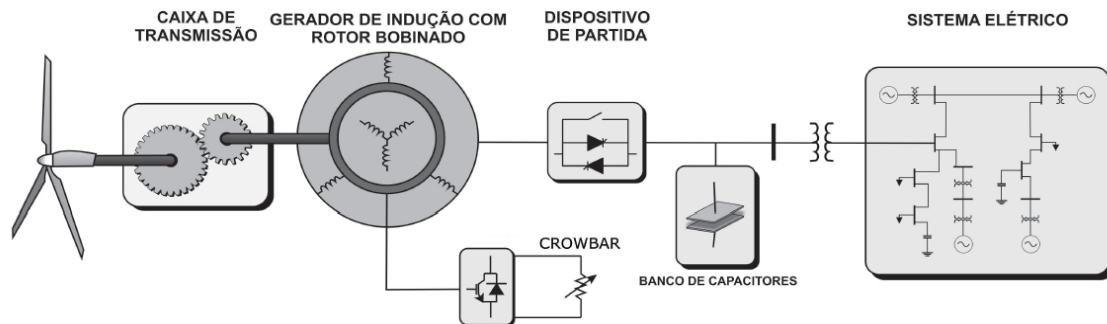
O gerador de indução em gaiola opera a velocidade quase constante, determinada pela frequência da rede e sua rotação é quase independente da velocidade do vento, e apresentam variações de 2%. Para trabalhar como gerador a máquina de indução tem que operar com a velocidade mecânica acima da velocidade síncrona, isto é, com escorregamento negativo (FITZGERALD A.E., 1975) (KOSOW, 1994). O gerador de indução é conectado diretamente na rede sendo afetado por qualquer variação de tensão. Outro problema é a necessidade de caixa de transmissão que exige manutenção regular, a corrente de partida e a potência reativa na partida da máquina. (CAMPOS, 2004) ,(ACKERMANN, 2005).

Como o gerador de indução em gaiola absorve potência reativa da rede elétrica, esta configuração utiliza bancos de capacitores para a correção do fator de potência (CAMPOS, 2004), conforme exibido na Figura 10.

2.2.2 Gerador de Indução com Rotor Bobinado e Resistência Externa

Na arquitetura que utiliza um gerador de indução com rotor bobinado tem um estator similar ao de indução em gaiola, mas o rotor possui enrolamentos ligados por anéis e escovas,

Figura 11 – Tecnologia de aerogerador de indução com enrolamento de campo para ligação de resistência externa



Fonte: adaptação de (PEREIRA, 2014).

onde, nesse caso específico, nenhuma potência é aplicada/revertida pelos anéis coletores. Seu propósito é permitir a inserção de resistência em série com o enrolamento do rotor e essa resistência é curto-circuitada em condições nominais, de maneira que o gerador de indução com rotor bobinado funcione como o gerador de indução em gaiola obtendo uma variação de velocidade (ACKERMANN, 2005), (SPERA, 2009), (PEREIRA, 2014).

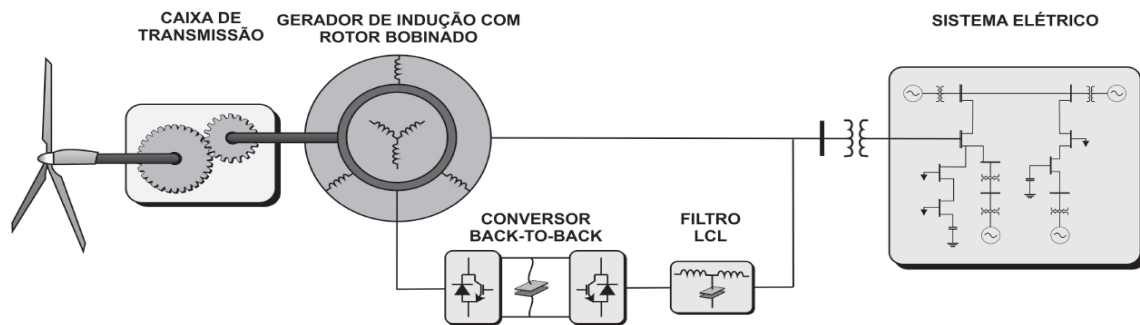
O motivo de colocar uma resistência em série com o rotor é o fato do gerador de indução em gaiola drenar de 500% a 800% da corrente nominal durante transitórios de magnetização (PEREIRA, 2014), e drenar correntes maiores que a nominal durante afundamentos e recuperação de tensão. Enquanto isto não é um problema severo para pequenos geradores, para aqueles acima de 10 kW podem ocorrer impactos no sistema elétrico e diminuição da vida útil da máquina devido a esforços excessivos. A Figura 11 exibe a tecnologia de rotor bobinado com resistência externa.

2.2.3 Gerador de Indução Duplamente Alimentado

Neste sistema, o rotor bobinado é ligado a rede através de um conversor de frequência, permitindo o aproveitamento da energia controle de escorregamento, constituindo um sistema de velocidade variável a frequência constante. Os conversores utilizados nesta tecnologia de aerogeradores são dimensionados para ter de 25-30% da potência da máquina, pois estão ligados ao rotor Figura 12 . Essa configuração permite controlar a potência reativa gerada e também permite a máquina operar em velocidades em torno de 25-30% superiores ou inferiores a velocidade síncrona (MARQUES.J, 2004). As principais desvantagens dessa tecnologia são:

- A necessidade da utilização de caixa de transmissão para conexão da turbina ao gerador;

Figura 12 – Aero gerador de indução duplamente alimentado



Fonte: adaptação de (PEREIRA, 2014).

- A conexão do estator diretamente a rede elétrica deixa o sistema susceptível as variações de tensão.

Durante distúrbios na rede elétrica, como afundamentos de tensão, podem ocorrer sobretensões e sobrecorrentes no rotor. Devido a essa fragilidade as proteções dos conversores são muito importantes para evitar problemas durante afundamentos de tensão, que também provocam transitórios importantes de torque (MARQUES.J, 2004). Devido a isso, essa configuração tem o sistema de controle mais complexo.

2.2.4 Geradores Síncronos

Os geradores assíncronos são os mais utilizados, pelas facilidades construtivas o seu custo e sua manutenção são relativamente mais baixo. Além desses fatores, o uso de geradores síncronos melhora o desempenho do sistema, pois permite a eliminação da caixa de transmissão mecânica, reduzindo os custos de manutenção. Também vale citar que o uso de conversores plenos, permite que os distúrbios existentes na rede elétrica (harmônicos, variações de tensão) não sejam transmitidos diretamente para o gerador, como ocorre nos geradores de indução duplamente alimentados (Rosas, P. A. C , 2004). As principais fabricantes de sistemas eólicos com geradores síncrono são: Enercon, MTorres, Lagerwey, Vensys, Goldwind e Scanwind,(ACKERMANN, 2005) .As duas principais configurações de geradores síncronos são: Rotor Bobinado (excitação via enrolamento de campo) e Imã Permanente.

2.2.4.1 Geradores Síncronos com Rotor Bobinado

O gerador síncrono com rotor bobinado (excitação via enrolamento de campo) tem uma configuração para gerar o fluxo magnético no rotor, onde o enrolamento de campo é bobinado

em torno dos pólos. O enrolamento de campo do rotor do gerador síncrono requer excitação em corrente contínua (CC). Em máquinas mais antigas, a corrente de excitação era fornecida tipicamente por anéis coletores e escovas a partir de uma máquina CC, denominada excitatriz e frequentemente montada no mesmo eixo que a máquina síncrona. Alternativamente, em sistemas mais modernos, a excitação é fornecida a partir de excitatrizes de CA e retificadores, para transformar a CA para CC. A primeira opção é mais simples, mas requer manutenção regular, enquanto que a segunda opção é mais cara e complexa, entretanto exigindo pouca manutenção (SPERA, 2009) (Rosas, P. A. C., 2004). Os geradores síncronos de rotor bobinado para aplicações em sistemas eólicos de grande porte normalmente apresentam a configuração de rotor de pólos salientes, com grande número de pólos e baixa velocidade de rotação, o que propicia o acoplamento direto do gerador com a turbina eólica. A saliência do rotor resulta em um aumento no conjugado produzido pelo gerador, além de tornar a resposta da máquina mais estável diante das variações características na velocidade do vento.

2.2.4.2 Geradores Síncronos a Imã permanente

Nos geradores síncronos a imã permanente o fluxo magnético do rotor é gerado por ímãs permanentes instalados no rotor (girando junto com ele) ou no estator, essa topologia proporciona uma redução no tamanho e peso do gerador. Além disso, não proporcionam perdas no enrolamento do rotor, o que reduz o efeito térmico sobre ele. As máquinas a imã permanente são caracterizadas por entreferros de maior espessura o que permite uma redução na concentração do fluxo magnético concatenado no campo, mesmo nos geradores de muitos pólos. A consequência prática deste aspecto é a possibilidade de se construir geradores de baixa velocidade de rotação, ou seja, grande número de pólos e com dimensões relativamente pequenas em relação a potência nominal de saída. Neste caso, o gerador trabalha a baixas velocidades de rotação (gerador multipolos), diretamente acoplado ao rotor da turbina eólica, sem necessidade da caixa de engrenagens. Nesta configuração toda a potência elétrica gerada pela máquina é processada pelo conversor de potência que funciona como a interface com a rede elétrica (Rosas, P. A. C., 2004). As desvantagens destes geradores residem no fato de ímãs permanentes serem mais caros e propensos a intempéries, demandando maior atenção na sua fabricação.

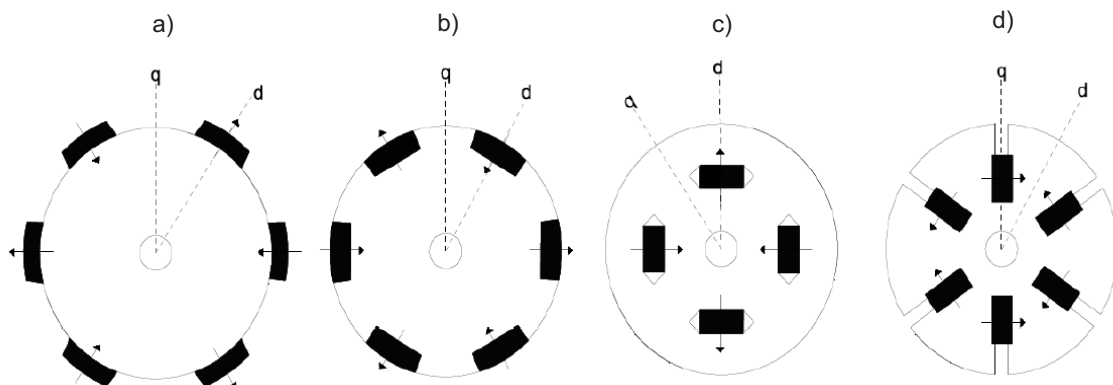
Essa topologia é utilizada nas aplicações de maior potência, onde o enrolamento do estator e o formato das lâminas utilizadas no núcleo são semelhantes àqueles usados nas demais máquinas de corrente alternada (Caetano, Rafael de Carvalho, 2013). Para aplicações em menor potência, o enrolamento pode ser concentrado ao invés de distribuído. Porém, a maior diferença entre essas máquinas se dá na geometria do rotor e na posição de fixação dos ímãs, que pode ser classificada da seguinte maneira (BIM, 2012):

- **Ímãs fixados sobre a superfície do rotor:** Nessa configuração, a máquina pode ser de rotor sólido ou laminado. Como a espessura desses ímãs é considerável, eles exigem entreferros grandes e, com permeabilidade magnética próxima à do entreferro, a relutância

ao longo do entreferro é quase constante, fazendo com que as indutâncias de magnetização tenham valores baixos e praticamente iguais. Desta forma, essas máquinas podem ser analisadas como se fossem máquinas de pólos lisos, ou seja $X_d = X_q$, Figura 13a.

- Ímãs fixados na parte interna do rotor:** Nessa categoria, existe uma diferença das máquinas que possuem ímãs parcialmente fixados na parte interna do rotor, com as máquinas cujos ímãs estão totalmente embutidos no rotor. Porém, as duas configurações são mais robustas, quando comparadas ao que os ímãs são colocados sobre a superfície, fazendo com que possam operar em aplicações que exigem velocidades maiores. Para os ímãs parcialmente fixados (Figura 13b), o entreferro na linha do ímã, que está localizado sobre o eixo direto, é maior do que aquele da região interpolar, localizado sobre o eixo de quadratura. Portanto, temos que $X_d < X_q$. A magnetização do ímã ocorre de forma radial ou onde a direção de magnetização é a mesma da circunferência, conforme mostrado na Figura 13c e Figura 13d. No primeiro caso (Figura 13c), a relutância de eixo direto é maior do que a do eixo em quadratura visto que os ímãs tem permeabilidade magnética menor que a do ferro, o que implica em $X_d < X_q$. No segundo caso (Figura 13d), o eixo direto possui relutância menor, fazendo com que $X_d > X_q$.

Figura 13 – Rotores de máquinas síncronas com ímã permanente: a) ímãs na superfície; b) ímãs parcialmente fixados; c) ímãs embutidos com fluxo radial; d) ímãs embutidos com fluxo na direção da circunferência



Fonte: adaptação de (Caetano, Rafael de Carvalho, 2013).

3 Modelagem do Sistema

Este capítulo apresenta a modelagem matemática do sistema que é composto por uma Turbina Eólica, uma Máquina Síncrona e um Conversor Trifásico. Para a modelagem da turbina foi utilizado o bloco do *Sim Power Systems* chamado de *Wind Turbine*, esse bloco apresenta de forma clara as equações necessárias para o caso em estudo. Quanto ao gerador, a modelagem do é feita a partir de uma máquina síncrona trifásica (MST) de polos salientes, onde é abordado o modelo em componentes de fase e em componentes $dq0$. A partir do desse modelo da MST em componentes $dq0$ e considerando algumas simplificações, é descrito o modelo de uma MST de ímã permanente (MSTIP), uma das partes essenciais deste capítulo. E para completar, a modelagem do conversor trifásico é feita utilizando o modelo padrão (*BACK-TO-BACK*) de conversores de potência utilizados com geradores síncronos em turbinas eólicas.

3.1 Representação da Turbina Eólica

A energia disponível para uma turbina eólica é a energia cinética associada a uma coluna de ar que se desloca a uma velocidade uniforme e constante, isto é, como o ar possui massa e se move em forma de vento, pode-se calcular a sua energia cinética, logo:

$$E = \frac{1}{2}m\nu^2 \quad (1)$$

Onde:

E = Energia cinética (Joules); m = massa do ar (Kg); ν = Velocidade do vento (m/s)

A turbina eólica é classificada pela sua potência, logo pode-se calcular a potência da seguinte forma:

$$P_v = \frac{E}{t} = \frac{1}{2}\dot{m}\nu^2 \quad (2)$$

Onde:

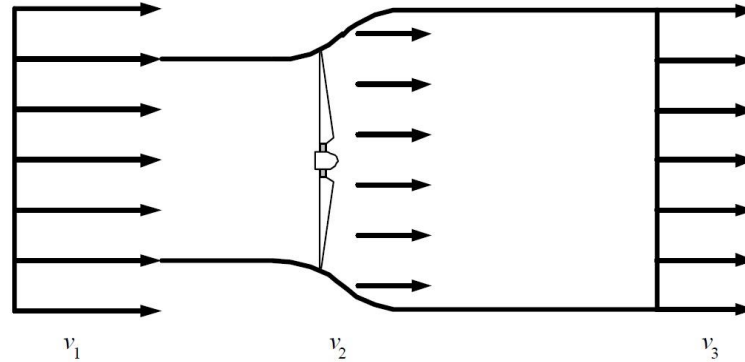
P_v = Potência Disponível no vento (W); t = Tempo (s); \dot{m} = Taxa de variação da massa.

Quando a massa de ar percorre uma área em um dado intervalo de tempo, pode-se calcular a taxa de variação da massa, logo:

$$\dot{m} = \rho A \frac{dx}{dt} = \rho A \nu \quad (3)$$

Onde:

Figura 14 – Variação da velocidade do vento através do rotor da Turbina.



Fonte: próprio autor.

ρ = densidade do ar (1.225 kg/m^3 ao nível do mar); A = área de varredura (m^2).

Substituindo a equação 3 na equação 2, obtém-se a seguinte expressão para a potência do vento:

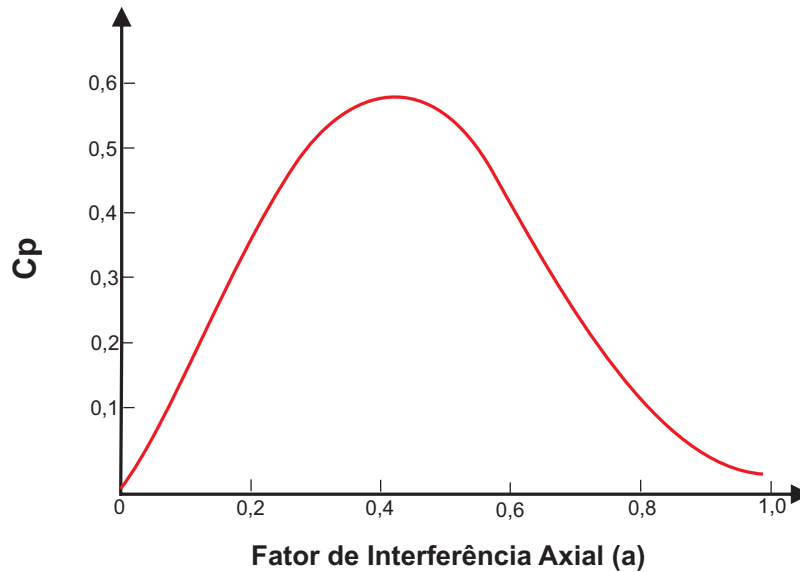
$$P_v = \frac{1}{2} \rho A v^3, \quad (4)$$

A conversão da potência do vento em potência mecânica no rotor da turbina se dá pela redução da velocidade do vento. Logo, a turbina eólica não pode extrair completamente a potência disponível no vento. Dessa forma, significa dizer que a velocidade do vento, atrás da área de varredura (A), deveria ser zero, ou seja, v_2 é igual a zero Figura 14. Entretanto, isto não é possível, pois esta condição viola a lei da continuidade da energia. Por outro lado, se a velocidade do vento, atrás da área de varredura for a mesma velocidade da frente da área de varredura não houve redução da velocidade do vento e, conseqüentemente, a potência extraída pela turbina do vento é zero ($v_1=v_2$, Figura 14) (JASEN, 1977).

Na condição acima, deve existir um ponto ótimo de operação que garanta a máxima extração possível de energia, pela turbina eólica, como citado no capítulo 2. Dessa forma, a máxima eficiência que pode ser extraída por uma turbina eólica é dada por (ANDERSON BOSE, 1983), (KIM, 2012), (QIAO, 2012), (ACKERMANN, 2005):

$$P_m = \frac{1}{2} \rho A v^3 C_p(\lambda, \beta), \quad (5)$$

O coeficiente de potência é expresso de acordo com (FRERIS, 1990):

Figura 15 – Variação de C_p com o Fator de interferência axial.

Fonte: próprio autor.

$$C_p = 4a(1 - a)^2, \quad (6)$$

O fator a é conhecido como coeficiente de interferência de velocidade axial e dá uma medida da influência do rotor no escoamento do vento. Esse fator pode definir a velocidade induzida no rotor e pode expressar a velocidade relativa como correlação da velocidade. Com isso, pode-se obter o máximo valor do coeficiente de rendimento derivando em função do coeficiente de interferência de velocidade axial, deduzindo-se que a máxima potência extraível do vento é 59,3% da potência de entrada. Este resultado está em concordância com a Lei de Betz. A Figura 15 apresenta a curva de variação de $C_p(a)$.

Ao invés de expressar o coeficiente de rendimento da potência em termos do fator de interferência axial, é comum escrevê-lo em função de uma grandeza adimensional (λ), chamada de *tip speed ratio* (ou relação de velocidades), que expressa a relação entre a velocidade linear da ponta da pá e a velocidade do vento incidente. Portanto, a relação de velocidades λ é definida por:

$$\lambda = \frac{\omega_T R}{v}, \quad (7)$$

onde R é o raio do rotor eólico medido na ponta da pá, ω_T é a velocidade angular da turbina.

Além do fator λ , existe outro fator chamado de ângulo de passo da pá (β) que influencia diretamente na conversão eólico-mecânica. O ângulo de passo mede o deslocamento angular

entre o perfil da pá e o seu plano de rotação. Ele limita a energia absorvida do vento e a relação entre C_p e os valores de λ e β é complexa para ser determinada analiticamente. Na prática, a fim de realizar o controle das turbinas, empregam-se curvas fornecidas pelos fabricantes ou, na ausência destas, pode-se expressar o coeficiente de potência em função de λ e β , através da seguinte expressão (FRERIS, 1990), (SLOOTWEG H. POLINDER, 2003), (SILVA, 2003):

$$C_p(\lambda, \beta) = 0.22\left(\frac{116}{\lambda_i} - 0.4\beta - 5\right)e^{\frac{-12.5}{\lambda_i}}, \quad (8)$$

Podemos observar a curva $C_p(\lambda, \beta)$ na figura 16

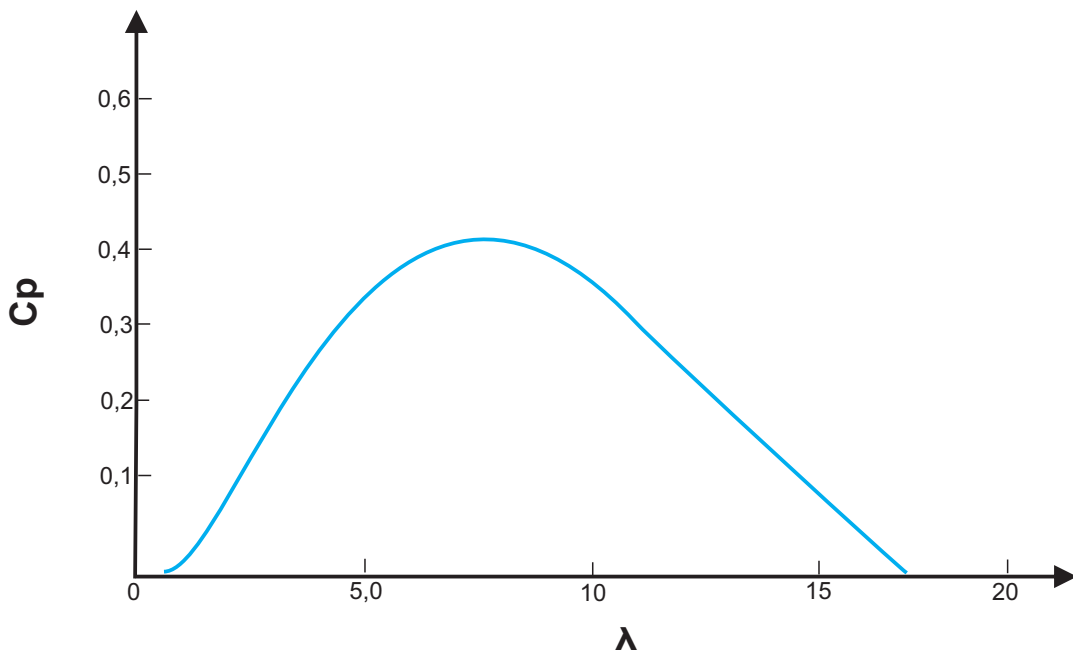
Onde o fator λ_i é dado por:

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1}, \quad (9)$$

Essa é apenas uma das diversas formas de representar o coeficiente de potência em função de λ e β .

De posse do coeficiente C_p , o conjugado imposto pelo rotor aerodinâmico é uma relação entre a potência disponível, equação 5 e velocidade do rotor da turbina, como pode ser visto :

Figura 16 – Curva $C_p(\lambda, \beta)$.



Fonte: próprio autor.

$$T_{Turbina} = \frac{\frac{1}{2}\rho AV^3 C_p(\lambda, \beta)}{\omega_T}, \quad (10)$$

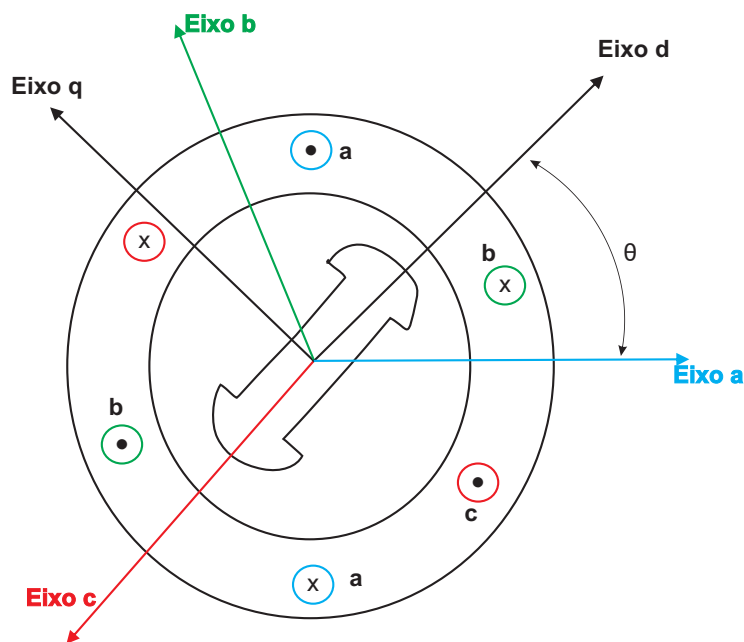
3.2 Representação da MST em Componentes de fase

O modelo matemático para representação da máquina síncrona trifásica (MST) tem por base a teoria de circuitos elétricos magneticamente acoplados. É mostrado na 17 o arranjo físico de uma MST de polos salientes com seus enrolamentos de estator e rotor. O estator é composto por três fases divididas formando um conjunto trifásico, definido por abc , cujos os eixos magnéticos estão defasados. Os enrolamentos trifásicos são distribuídos uniformemente e têm seus eixos magnéticos defasados de 120° . O rotor é composto pelos enrolamentos amortecedores de eixo direto D, pelo eixo de quadratura Q e pelo enrolamento de campo f (OLIVEIRA, 2011). Os eixos magnéticos dos enrolamentos do rotor são defasados de 90° entre si.

Para o desenvolvimento do modelo matemático que reproduz o comportamento dinâmico da MST, foram levadas em consideração algumas hipóteses simplificadoras:

- Foram desprezadas as perdas no ferro, perdas rotacionais e os efeitos da saturação do núcleo ;

Figura 17 – Arranjo físico da Máquina Síncrona Trifásica três décadas.



Fonte: próprio autor.

- Considerou-se que os enrolamentos são distribuídos de forma ideal, de maneira a produzir ondas de força magnetomotriz senoidais ao longo do entreferro, e que as formas de onda são idênticas para todas as fases;
- As ranhuras não causam variação sensível nas indutâncias do rotor com a posição do rotor;
- Histerese magnética é irrelevante

3.2.1 Equações da Tensão

Adotando-se a convenção de motor, as equações diferenciais que relacionam tensão, fluxo e corrente na modelagem matemática da MST em componentes de fase do estator são dadas por:

$$v_a = r_a i_a + \frac{d\lambda_a}{dt} \quad (11)$$

$$v_b = r_b i_b + \frac{d\lambda_b}{dt} \quad (12)$$

$$v_c = r_c i_c + \frac{d\lambda_c}{dt} \quad (13)$$

onde:

v_a , v_b e v_c são as tensões dos enrolamentos do estator;

i_a , i_b e i_c são as correntes dos enrolamentos do estator;

r_a , r_b e r_c são as resistências dos enrolamentos do estator;

λ_a , λ_b e λ_c são os fluxos concatenados dos enrolamentos do estator.

As equações diferenciais que relacionam tensão, fluxo e corrente na modelagem matemática da MST em componentes de fase do rotor são dadas por:

$$v_f = r_f i_f + \frac{d\lambda_f}{dt} \quad (14)$$

$$v_D = r_D i_D + \frac{d\lambda_D}{dt} = 0 \quad (15)$$

$$v_Q = r_Q i_Q + \frac{d\lambda_Q}{dt} = 0 \quad (16)$$

onde:

v_f , v_D e v_Q são as tensões do enrolamento de campo e enrolamentos amortecedores de eixo direto e eixo em quadratura;

i_f, i_D e i_Q são as correntes do enrolamento de campo e enrolamentos amortecedores de eixo direto e eixo em quadratura;

r_f, r_D e r_Q são as resistências do enrolamento de campo e enrolamentos amortecedores;

λ_f, λ_D e λ_Q são os fluxos concatenados do enrolamento de campo e enrolamentos amortecedores de eixo direto e eixo em quadratura de eixo direto e eixo em quadratura.

3.2.2 Equações das Indutâncias e Fluxos

As indutâncias da MST são baseadas na relação linear entre os fluxos magnéticos e as correntes que circulam nos seus respectivos enrolamentos. E relação entre o fluxo concatenado e a corrente é representada matematicamente por:

$$[\lambda] = [L][I] \quad (17)$$

onde:

$[\lambda]$ é o vetor coluna dos fluxos concatenados;

$[L]$ é a matriz das indutâncias da MST;

$[I]$ é vetor coluna das correntes nos enrolamentos da MST.

Pode-se obter um modelo mais simples, logo é bastante comum referir as grandezas do rotor ao número de espiras do estator. Desta forma o modelo descrito, as tensões, correntes e impedâncias do rotor diferem dos valores reais. As tensões reais podem ser obtidas a partir das tensões do modelo multiplicando-as pela relação do numero de espiras $\frac{N_r}{N_e}$, onde N_r é o número de espiras do respectivo enrolamento do rotor e N_e é o número de espiras de cada enrolamento do estator. Da mesma forma, as correntes reais dos enrolamentos do rotor são calculadas multiplicando-as por $\frac{N_e}{N_r}$. As resistências e indutâncias próprias do rotor são iguais às grandezas do modelo multiplicadas por $\frac{N_r^2}{N_e^2}$ ao passo que as indutâncias mútuas do modelo devem ser multiplicadas por $\frac{N_r}{N_e}$ para obter as mútuas do rotor.

Pelos conceitos clássicos, podemos determinar as expressões das indutâncias para a MST em função da posição angular.

3.2.3 Indutâncias Próprias do Estator

A indutância própria é composta por três parcelas, onde a primeira representa a indutância de dispersão, a segunda a componente constante da indutância de magnetização do enrolamento do estator e a terceira a componente de segundo harmônico da indutância de magnetização. A componente de segundo harmônico é devida à variação do entreferro observado em máquinas de pólos salientes. A indutância própria terá sempre um valor positivo e variando entre um máximo e

mínimo. Adotando-se o eixo magnético da bobina da fase a como referência, conforme mostrado na figura ??, as expressões que representam as indutâncias próprias do estator são dadas por:

$$L_{aa} = L_{ls} + L_{g0} + L_{g2} \cos(2\theta) \quad (18)$$

$$L_{bb} = L_{ls} + L_{g0} + L_{g2} \cos\left(2\theta - \frac{2\pi}{3}\right) \quad (19)$$

$$L_{cc} = L_{ls} + L_{g0} + L_{g2} \cos\left(2\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \quad (20)$$

onde:

L_{ls} é a indutância de dispersão dos enrolamentos do estator;

L_{g0} é a componente constante da indutância de magnetização dos enrolamentos do estator;

L_{g2} é a amplitude da componente de 2º harmônico da indutância de magnetização dos enrolamentos do estator.

3.2.4 Indutâncias Mútuas do Estator

A indutância mútua entre as fases do estator é composta por duas parcelas, sendo a primeira a componente constante da indutância de magnetização dos enrolamentos do estator e a segunda a componente de segundo harmônico da indutância de magnetização. As expressões que descrevem as indutâncias mútuas são:

$$L_{ab} = L_{ba} = -\frac{L_{g0}}{2} + L_{g2} \cos\left(2\theta - \frac{2\pi}{3}\right) \quad (21)$$

$$L_{ac} = L_{ca} = -\frac{L_{g0}}{2} + L_{g2} \cos\left(2\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \quad (22)$$

$$L_{bc} = L_{cb} = -\frac{L_{g0}}{2} + L_{g2} \cos(2\theta) \quad (23)$$

onde:

$-\frac{L_{g0}}{2}$ é a a componente constante da indutância de magnetização dos enrolamentos do estator;

L_{g2} é a segunda a componente de segundo harmônico da indutância de magnetização.

3.2.5 Indutâncias Próprias do Rotor

O rotor é composto basicamente por três enrolamentos: o enrolamento de excitação (ou de campo) e os enrolamentos amortecedores equivalentes de eixo direto e eixo em quadratura. A indutância própria do enrolamento de campo e dos enrolamentos amortecedores possuem valores constantes, pois não variam com a posição angular do rotor. Logo as expressões das indutância do rotor referidas ao estator são:

$$L_{ff} = L_{lf} + L_{g0} + L_{g2} \quad (24)$$

$$L_{DD} = L_{lD} + L_{g0} + L_{g2} \quad (25)$$

$$L_{QQ} = L_{lQ} + L_{g0} - L_{g2} \quad (26)$$

onde:

L_{lf} é a indutância de dispersão do enrolamento de campo;

L_{lD} é a indutância de dispersão do enrolamento amortecedor equivalente de eixo direto;

L_{lQ} é a indutância de dispersão do enrolamento amortecedor equivalente de eixo em quadratura.

3.2.6 Indutâncias Mútuas do Rotor

As indutâncias mútuas dos enrolamentos do rotor também possuem valores constantes, pois não variam com a posição do rotor. Logo as expressões das indutância mútua do rotor referidas ao estator são:

$$L_{fD} = L_{Df} = L_{g0} + L_{g2} \quad (27)$$

$$L_{fQ} = L_{Qf} \quad (28)$$

$$L_{DQ} = L_{QD} \quad (29)$$

3.2.7 Indutâncias Mútuas entre Estator e Rotor

As expressões que descrevem as indutâncias mútuas, referidas ao estator, entre o estator e o rotor da MST são dadas por:

$$L_{af} = L_{fa} = (L_{g0} + L_{g2}) \cos(\theta) \quad (30)$$

$$L_{bf} = L_{fb} = (L_{g0} + L_{g2}) \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) \quad (31)$$

$$L_{cf} = L_{fc} = (L_{g0} + L_{g2}) \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \quad (32)$$

3.2.8 Equações dos Fluxos

A relação entre os fluxos concatenados e as correntes são determinadas da seguinte forma:

$$\lambda_a = L_{aa}i_a + L_{ab}i_b + L_{ac}i_c + L_{af}i_f + L_{aD}i_D + L_{aQ}i_Q \quad (33)$$

$$\lambda_b = L_{ba}i_a + L_{bb}i_b + L_{bc}i_c + L_{bf}i_f + L_{bD}i_D + L_{bQ}i_Q \quad (34)$$

$$\lambda_c = L_{ca}i_a + L_{cb}i_b + L_{cc}i_c + L_{cf}i_f + L_{cD}i_D + L_{cQ}i_Q \quad (35)$$

$$\lambda_f = L_{fa}i_a + L_{fb}i_b + L_{fc}i_c + L_{ff}i_f + L_{fD}i_D + L_{fQ}i_Q \quad (36)$$

$$\lambda_D = L_{Da}i_a + L_{Db}i_b + L_{Dc}i_c + L_{Df}i_f + L_{DD}i_D + L_{DQ}i_Q \quad (37)$$

$$\lambda_Q = L_{Qa}i_a + L_{Qb}i_b + L_{Qc}i_c + L_{Qf}i_f + L_{QD}i_D + L_{QQ}i_Q \quad (38)$$

3.2.9 Equação do Conjugado Eletromagnético e do Movimento Mecânico

O conjugado ou torque eletromagnético desenvolvido pela MST é determinado pela seguinte equação (OLIVEIRA, 2011) :

$$T_{ele} = \frac{P}{2} \sum \sum i_i i_j \frac{dL_{ij}}{d\theta} \quad (39)$$

onde:

T_{ele} é o torque eletromagnético;

P é o número de pólos

i_i e i_j são as correntes nos enrolamentos i e j da máquina. Onde os índices i e j assumem: a, b, c, f, D e Q com $i \neq j$

L_{ij} são indutâncias dos enrolamentos da MST.

A expressão que representa toda dinâmica do torque primário ou acionamento mecânico, do torque eletromagnético, da velocidade e o momento de inércia é dada por:

$$T_{ele} - T_{mec} = J \frac{dw}{dt} \quad (40)$$

onde:

T_{mec} é o torque mecânico;

J é o momento de inércia da MST;

w é a velocidade angular mecânica da MSH.

3.3 Representação da MST em componentes dq0

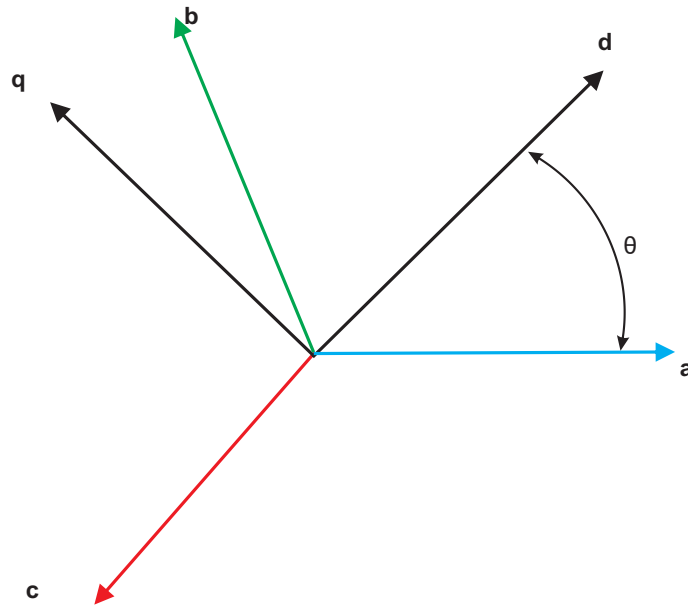
A transformação de coordenadas de Park que tem como objetivo transformar as tensões, correntes e fluxos que variam no tempo em grandezas constantes em regime permanente, com isso ocorre uma simplificação do modelo para o sistema de controle. A transformação em coordenadas de Park facilitam a resolução das equações diferenciais que relacionam as indutâncias da MST. Para aplicar a transformação de Park, considera-se que o conjunto de enrolamentos do estator estão defasados 120° elétricos. O conjunto de enrolamentos do estator abc são transformados em componentes dq0 (NEVES, 2014)(OLIVEIRA, 2011).

É mostrado na Figura 18 o diagrama de vetores com o sistema de coordenadas dq0 aplicada na MST.

A transformação dq0 pode ser entendida como se referindo as quantidades do estator para o lado do rotor. As análises das equações da máquina síncrona em termos de variáveis dq0 são consideravelmente mais simples (MELLO, 1983) do que em termos de quantidades de fase, pelas seguintes razões:

- As equações de desempenho dinâmico têm indutâncias constantes;
- Em condições de equilíbrio as quantidades de sequência zero desaparecem;
- Para operação em regime permanente em equilíbrio as quantidades do estator têm valores constantes;
- Os parâmetros associados com os eixos d e q podem ser medidos por testes terminais.

Figura 18 – Diagrama vetorial do sistema de coordenadas Dq0 da MST.



Fonte: próprio autor.

A transformação $dq0$ é feita pré-multiplicando as grandezas em componentes de fase do estator pela matriz transformação.

$$[T] = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{pmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta - 120^\circ) & \cos(\theta + 120^\circ) \\ -\sin(\theta) & -\sin(\theta - 120^\circ) & -\sin(\theta + 120^\circ) \\ \sqrt{\frac{1}{2}} & \sqrt{\frac{1}{2}} & \sqrt{\frac{1}{2}} \end{pmatrix} \quad (41)$$

Portanto supondo \vec{S} como sendo um vetor coluna que representa uma grandeza qualquer como tensão, corrente ou fluxo (NEVES, 2014), sua transformação em coordenadas é dada por:

$$[\vec{S}_{dq0}] = [T_1][S_{abc}] \quad (42)$$

A matriz de transformação (41) é ortogonal e também é invariante em potência, logo:

$$v_a i_a + v_b i_b + v_c i_c = v_d i_d + v_q i_q + v_0 i_0 \quad (43)$$

3.3.1 Equações das Tensões

Aplicando a transformada (41) nas equações (11), (12) e (13) obtém-se:

$$v_d = r_s i_d + \omega_r \lambda_q + \frac{d\lambda_d}{dt} \quad (44)$$

$$v_q = r_s i_q + \omega_r \lambda_d + \frac{d\lambda_q}{dt} \quad (45)$$

$$v_0 = r_s i_0 + \frac{d\lambda_0}{dt} \quad (46)$$

3.3.2 Equações dos Fluxos

Aplicando a transformada (41) nas equações (33), (34) e (35) obtém-se:

$$\lambda_d = L_d i_d + \sqrt{\frac{2}{3}} L_{md} i_f + \sqrt{\frac{2}{3}} L_{md} i_D \quad (47)$$

$$\lambda_q = L_q i_q + \sqrt{\frac{2}{3}} L_{mq} i_D \quad (48)$$

$$\lambda_0 = L_{ls} i_0 \quad (49)$$

Foram empregadas as seguintes relações:

$$L_{md} \approx \frac{3}{2} (L_{g0} + L_{g2}) \quad (50)$$

$$L_{mq} \approx \frac{3}{2} (L_{g0} - L_{g2}) \quad (51)$$

$$L_d \approx (L_{ls} + L_{md}) \quad (52)$$

$$L_q \approx (L_{ls} + L_{mq}) \quad (53)$$

$$L_{ls} \approx (L_l + L_{lm}) \quad (54)$$

onde:

L_{md} é a indutância mútua de eixo direto

L_{mq} é a indutância mútua de eixo em quadratura

L_d é a indutância de eixo direto

L_q é a indutância de eixo em quadratura

L_{ls} é a indutância de dispersão dos enrolamentos do estator

Da mesma maneira são determinadas as equações de fluxo do rotor, onde:

$$\lambda_f = \sqrt{\frac{2}{3}}L_{md}i_d + (L_{lf} + \frac{2}{3}L_{md})i_f + \frac{2}{3}L_{md}i_D \quad (55)$$

$$\lambda_D = \sqrt{\frac{2}{3}}L_{md}i_d + \frac{2}{3}L_{md}i_f + (L_{lD} + \frac{2}{3}L_{md}i_D) \quad (56)$$

$$\lambda_Q = \sqrt{\frac{2}{3}}L_{md}i_q + (L_{lQ} + \frac{2}{3}L_{mq}i_Q) \quad (57)$$

Com a finalidade de simplificar as equações do fluxo do estator e fluxo do rotor, pode-se eliminar os fatores ($\sqrt{\frac{2}{3}}$ e $\frac{2}{3}$). Desda forma, deve-se considerar as seguintes definições:

$$i'_f \approx \sqrt{\frac{2}{3}}i_f, i'_D \approx \sqrt{\frac{2}{3}}i_D \text{ e } i'_Q \approx \sqrt{\frac{2}{3}}i_Q$$

$$L'_{lf} \approx \frac{2}{3}L_{lf}, L'_{lD} \approx \frac{2}{3}L_{lD} \text{ e } L'_{lQ} \approx \frac{2}{3}L_{lQ}$$

Com as considerações definidas acima chega-se as seguintes equações:

$$\lambda_d = L_d i_d + L_{md}(i'_f + i'_D) \quad (58)$$

$$\lambda_q = L_q i_q + L_{mq} i'_Q \quad (59)$$

$$\lambda_0 = L_{ls} i_0 + L_{mq} i'_Q \quad (60)$$

$$\lambda'_f = L'_{lf} i'_f + L_{md}(i_d + i'_f + i'_D) \quad (61)$$

$$\lambda'_D = L'_{lD} i'_D + L_{md}(i_d + i'_f + i'_D) \quad (62)$$

$$\lambda'_Q = L'_{lQ} i'_Q + L_{mq}(i_q + i'_Q) \quad (63)$$

3.3.3 Equação do Conjugado Eletromagnético

A potência total fornecida a MST é dada pela seguinte expressão:

$$P_{total} = \begin{pmatrix} v_a & v_b & v_c \end{pmatrix} \begin{pmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{pmatrix} + v_f i_f \quad (64)$$

Aplicando a transformação (41) na equação (64), obtêm-se:

$$P_{totalDq0} = v_d i_d + v_q i_q + v_0 i_0 + v_f i_f \quad (65)$$

Substituindo as equações (44), (45) e (46) na equação (65), e desprezando as perdas no cobre, obtem-se a potência eletromagnética em função da velocidade mecânica, logo:

$$P_{ele} = \frac{P}{2} \omega_{mec} (\lambda_d i_q - \lambda_q i_d) \quad (66)$$

A relação entre a potência eletromagnética e o conjugado eletromagnético é obtida pela seguinte expressão:

$$T_{ele} = \frac{P_{em}}{\omega_{mec}} \quad (67)$$

3.4 Máquina síncrona Trifásica de ímãs permanentes (MSTIP)

Neste tipo de máquina o enrolamento de armadura é trifásico e colocado nas ranhuras do estator, enquanto os ímãs são colocados no rotor e portanto, giram juntamente com ele. Assim, as MSTIP são semelhantes às máquinas síncronas tradicionais, exceto pelos enrolamentos de campo, que são substituídos por ímãs permanentes.

Nas MSTIP, o fluxo magnético do rotor é gerado por ímãs permanentes (SENA, D.J.G., 2012). Devido a ausência dos enrolamentos de campo do rotor, uma alta potência pode ser alcançada, com redução no tamanho e peso do gerador. Além disso, não há perdas no enrolamento do rotor, o que reduz a tensão térmica sobre o rotor. As máquinas a ímã permanente são caracterizadas por entreferros de maior espessura o que permite uma redução na concentração do fluxo magnético concatenado em seu interior, mesmo nos geradores de muitos pólos. A consequência prática deste aspecto é a possibilidade de se construir geradores de baixa velocidade de rotação, ou seja, grande número de pólos, com dimensões relativamente pequenas em relação à potência nominal de saída. Neste caso, o gerador trabalha a baixas velocidades de rotação (gerador multipolos), diretamente acoplado ao rotor da turbina eólica, sem necessidade da caixa de engrenagens.

Nesta configuração toda a potência elétrica gerada pela máquina é processada pelo conversor de potência que funciona como a interface com a rede elétrica. As desvantagens destes geradores residem no fato de ímãs permanentes serem mais caros e propensos a desmagnetização.

O modelo matemático da MSTIP teve como base o modelo vetorial da MST. Algumas adaptações foram levadas em consideração para reproduzir a geração do fluxo magnético do rotor através de um ímã permanente, como a substituição das estruturas convencionais de enrolamentos de campo ou excitação. Foi considerado que a MSTIP não possui enrolamentos amortecedores. Além disso, as indutâncias mútuas de dispersão que geralmente possuem valores pequenos, foram desprezadas. Logo, as equações de tensão, fluxos e conjugado eletromagnético que representam o modelo da MSTIP são:

Equações de Tensão:

$$v_d = r_s i_d - \omega_r \lambda_q + \frac{d\lambda_d}{dt} \quad (68)$$

$$v_q = r_s i_q + \omega_r \lambda_d + \frac{d\lambda_q}{dt} \quad (69)$$

Equações de Fluxos:

$$\lambda_d = L_d i_d + L_{md}(i_d) + \lambda_{im} \quad (70)$$

$$\lambda_q = L_q i_q + L_{mq} i_q \quad (71)$$

Equação do torque eletromagnético :

$$P_{ele} = \frac{P}{2} (\lambda_d i_q - \lambda_q i_d) \quad (72)$$

É apresentado na Tabela 1 os parâmetros da MSHIP utilizados nas simulações:

3.5 Conversores de Potência para conexão de turbinas eólicas a Rede Elétrica

Nesta seção são apresentadas as principais topologias de conversores de potência trifásicos utilizados com geradores síncronos em turbinas eólicas. O princípio de funcionamento de um conversor trifásico convencional que utiliza a técnica de modulação por largura de pulsos (PWM) é discutido com o objetivo de servir como base para a descrição do conversor lado do gerador (CLG) e lado do rede (CLG).

3.5.1 Conversores de Potência utilizados em Sistemas de Geração Eólica

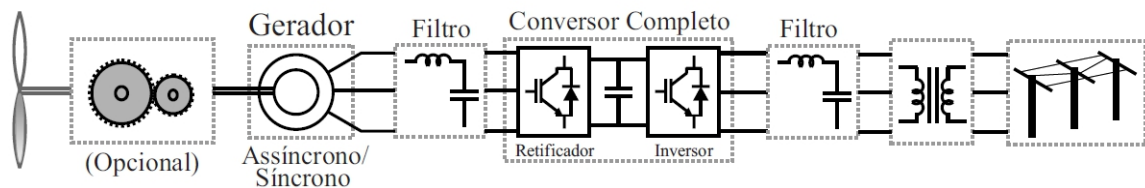
O uso de conversores de potência vem crescendo desde o ano de 1980, com a aplicação de *soft-starter* baseado em tiristores, apenas para a partida do gerador, sendo depois chaveado

Tabela 1 – Parâmetros da MSHIP

Parâmetro	Valor
Potência nominal, P_n	X
Tensão nominal, V_n	X
Velocidade nominal, ω_n	X
Número de Pólos, P	X
Momento de inércia, J	X
Coefficiente de Atrito	X
Indutância de eixo direto, L_d	X
Indutância de eixo quadratura, L_q	X
Resistência síncrona, R_s	X
Fluxo de campo, λ_m	X

Fonte: próprio autor.

Figura 19 – Turbina eólica a velocidade variável com conversor de potência completo.

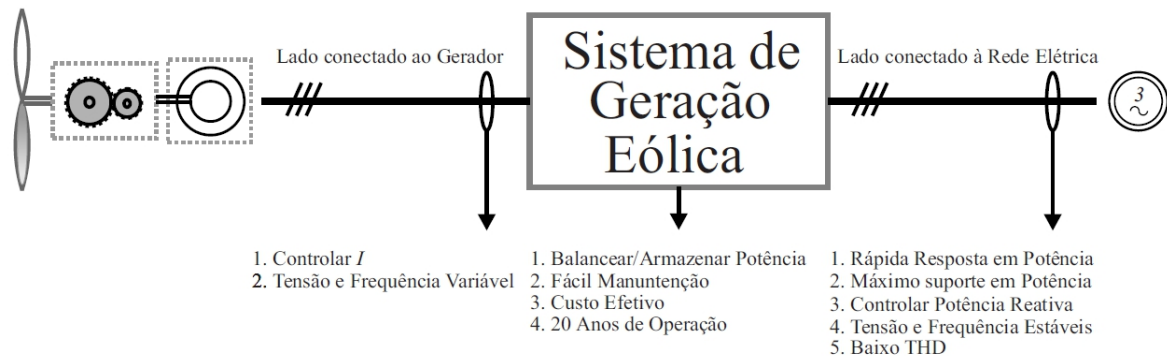


Fonte: Adaptado (ERNANO,A.J, 2014) .

para a conexão direta à rede elétrica. Em 1990, os conceitos de eletrônica de potência foram principalmente utilizados para o controle de resistências rotóricas, utilizando o conceito de diodos em ponte e chaves de potência. E então, o conversor de potência back-to-back apareceu, embora inicialmente pouco expressivo, sendo usado com potência reduzida na aplicação com geradores de indução duplamente alimentados (DFIG), mas agora é utilizado em potência total e com resultados bastante satisfatórios nas máquinas síncronas (BLAABJERG F. CHEN, 2006) (CHEN Z.; GUERRERO, 2009).

A utilização de conversores de potência plena significa controle total na variação de velocidade da turbina, com o gerador conectado à rede elétrica através do conversor, como apresentado na figura 19. O conversor de potência realiza a compensação de potência reativa e amortece a conexão com a rede elétrica para toda a faixa de velocidade, algumas características podem ser vista da figura 20.

Figura 20 – Características do sistema de geração eólica e as demandas impostas aos conversores de potência.



Fonte: Adaptado (ERNANO,A.J, 2014).

Existe uma tendência no uso de PMSG (*Permanent Magnet Synchronous Generator*) no conceito de turbinas eólicas com conversores de potência plena. Essa tecnologia apresenta um fluxo de potência ativa unidirecional no sentido do PMSG para a rede elétrica, através do conversor, não necessitando de potência reativa para o gerador, uma vez que o mesmo apresenta fluxo magnético constante. Uma possível solução (topologia), barata e eficiente, para implementação desse sistema apresenta apenas um simples retificador a diodo aplicado do lado do conversor conectado ao gerador. Contudo, essa solução pode introduzir no sistema baixas frequências que podem causar ressonância no eixo da máquina.

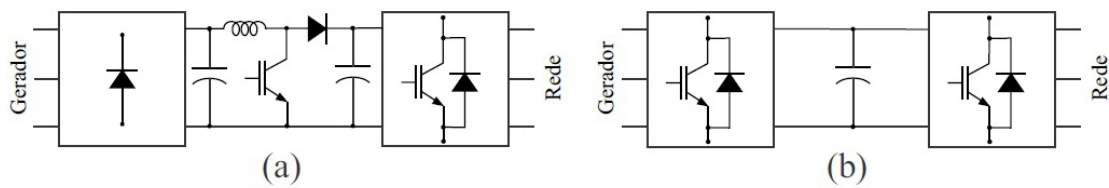
3.5.2 Topologias dos Conversores para Turbinas Eólicas com Geradores Síncronos

Existem várias possibilidades de topologias de conversores eletrônicos de potência para conexão de turbinas eólicas com geradores síncronos à rede elétrica. A topologia típica é composta por dois conversores em configuração back-to-back com o compartilhamento do mesmo barramento CC, sendo um conversor do lado do gerador (CLG) e um conversor do lado da rede (CLR). Estas turbinas são mais conhecidas como turbinas *Full Converter*, pois são conectadas à rede elétrica através de um conversor de potência plena.

Com o objetivo de maximizar a potência extraída do vento, os geradores síncronos devem operar com velocidades variáveis e isso é permitido com a utilização de conversores eletrônicos que controlam a velocidade de rotação dos geradores.

As duas topologias de conversores mais comuns aplicadas em turbinas eólicas com geradores síncronos são (L. T. F. Soares, 2012):

Figura 21 – Características dos conversores de potência.



Fonte: próprio autor.

- Conversor síncrono com retificador a diodos;
- Conversor síncrono com retificador a PWM .

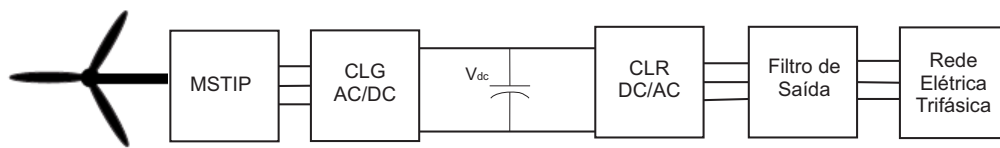
A diferença entre essas duas topologias está na estrutura do CLG e são apresentadas nas Figuras 21a e 21b

Na Figura 21a, o CLG é composto por um retificador trifásico a diodos mais um conversor CC/CC elevador de tensão tipo Boost e o CLR por um inversor trifásico a PWM. Essa topologia tem como principal característica a presença de dois barramentos CC, sendo o primeiro do lado do retificador e o segundo do lado inversor. O barramento CC do lado do retificador opera com tensão variável enquanto que o barramento CC do lado inversor opera com tensão constante. O conversor CC/CC boost tem a função de elevar e controlar a tensão do segundo barramento CC em função da velocidade de rotação do gerador síncrono. Essa topologia não permite o fluxo bidirecional de potência entre o gerador e a rede elétrica (L. T. F. Soares, 2012).

A topologia com conversores síncronos e retificador a PWM, apresentada na Figura 21b, é composta por dois conversores PWM semelhantes compartilhando o mesmo barramento CC. O CLG opera como um retificador controlado e tem a função de controlar a velocidade da turbina, com a finalidade de manter a operação no ponto de máximo aproveitamento da potência mecânica incidente. O CLR tem o objetivo de controlar a tensão do barramento CC, através do escoamento da potência gerada para a rede, além de realizar a injeção ou absorção de potência reativa realizando o controle do fator de potência no ponto de acoplamento comum. Essa topologia permite o fluxo bidirecional e o controle total das potências ativa e reativa mesmo em elevadas velocidades de rotação, e é a tecnologia mais indicada para aplicações que envolvam geradores com conversor pleno (L. T. F. Soares, 2012). Diante do exposto acima, a topologia abordada neste trabalho será a de conversores síncronos com retificador a PWM que é apresentada com mais detalhes na Figura 22.

Esta topologia consiste em dois conversores síncronos compartilhando o mesmo barramento CC, onde o CLG é conversor trifásico controlado que opera como um retificador e

Figura 22 – Topologia da turbina eólica com conversor pleno e MSTIP.



Fonte: próprio autor.

o CLR é um conversor trifásico controlado que opera como um inversor. O gerador elétrico é trifásico a imã permanente e a conexão do CLR com a rede elétrica é realizada através de um filtro saída. Os detalhes da topologia serão descritos ao longo desse capítulo.

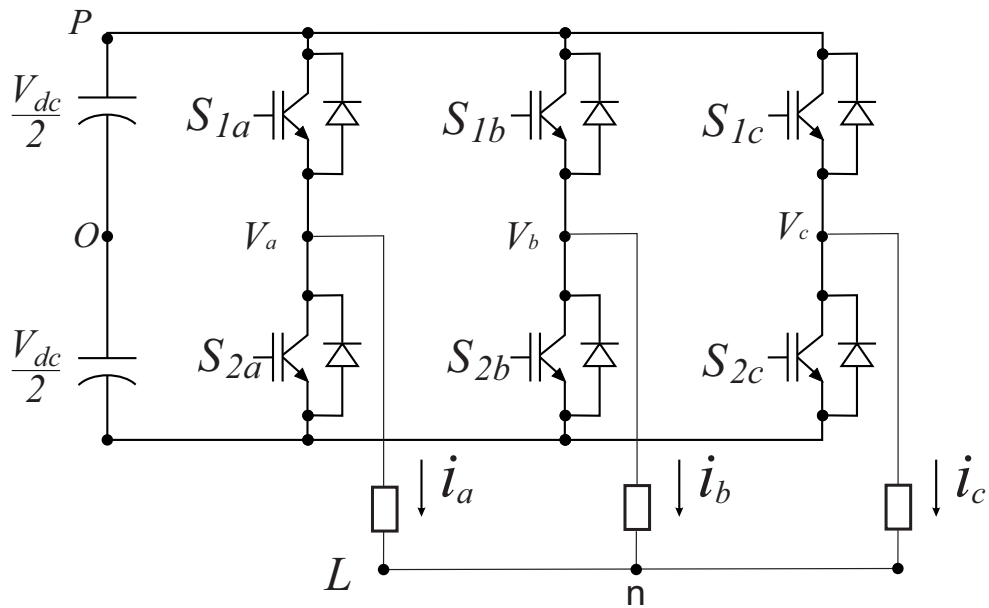
3.5.3 Conversores Trifásicos

Conversores elétricos são dispositivos que convertem energia na forma de corrente alternada (lado CA) em energia na forma de corrente contínua (lado CC) e vice-versa com amplitude e frequência variável. Os conversores podem operar como retificador ou inversor, e isso depende do fluxo médio de potência entre o lado CA e o lado CC. Para operar como inversor, o fluxo médio de potência plena deverá fluir do lado CC para o lado CA, ou seja, mais energia terá que fluir do lado CC para o lado CA (SENA,D.J.G., 2012),(ERNANO,A.J, 2014). No caso contrário ele opera como um retificador.

Na Figura 23 é apresentado um conversor trifásico convencional, operando como um inversor e alimentando uma carga trifásica equilibrada. O circuito de potência principal, responsável pela conversão de energia, é composto por três braços, um para cada fase. Cada braço é composto por duas chaves semicondutoras formadas por transistores de potência, neste caso IGBT (*Insulated Gate Bipolar Transistor*) devido a sua capacidade de bloquear tensões da ordem de milhares de volts e permitir o fluxo de correntes da ordem de milhares de ampères, com diodos em anti-paralelo para garantir a bidirecionalidade das correntes circulantes na carga (i_a , i_b e i_c). A fonte de tensão primária é representada por dois capacitores com um alto valor de capacitância.

Considere que as chaves semicondutoras de cada braço são ideais, isto é, suportam o fluxo bidirecional de corrente e capacidade de bloqueio unidirecional de tensão e que os estados das chaves de cada braço são complementares. Uma observação que se deve levar em consideração é que duas chaves pertencentes ao mesmo braço jamais devem conduzir ao mesmo tempo, pois ocorreria um curto-circuito no barramento CC. Em um conversor real, quando ocorre a mudança de estados das chaves de um braço, há um intervalo de tempo da ordem de microssegundos em que ambas as chaves ficam abertas. Este tempo é chamado de tempo morto. As possíveis

Figura 23 – Conversor Trifásico Convencional - Tipo fonte de Tensão.



Fonte: próprio autor.

combinações das chaves que são apresentadas na Tabela XXXXX.

De acordo com a Tabela XXX pode-se obter a equação que relaciona as tensões de fase, instantâneas, de saída do conversor com os estados das chaves:

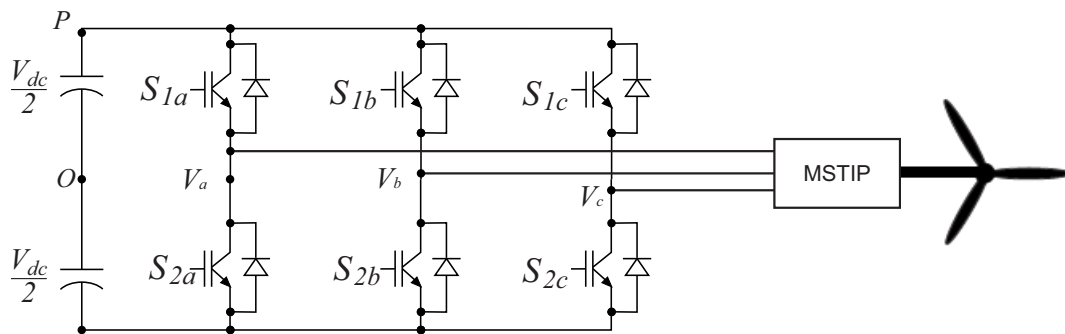
$$\begin{pmatrix} V_{an} \\ V_{bn} \\ V_{cn} \end{pmatrix} = \frac{V_{DC}}{3} \begin{pmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} S_{1a} \\ S_{1b} \\ S_{1c} \end{pmatrix} \quad (73)$$

Em cada período de chaveamento, os valores médios das tensões de fase podem ser ajustados a partir da definição das razões cíclicas das chaves de cada braço. Pode-se então fazer com que esses valores médios sejam iguais a sinais senoidais de referência com amplitude, frequência e ângulo de fase escolhidos pelo projetista. O valor da tensão fundamental de saída e o valor da frequência podem ser controlados utilizando-se uma técnica de modulação por largura de pulso (PWM). Que será descrita a seguir.

3.5.3.1 Técnica de Modulação por Largura de Pulso

A modulação por largura de pulso (PWM) consiste em gerar pulsos periódicos com amplitude constante e largura variável. Onde a cada período de chaveamento, as tensões médias de saída são controladas mantendo constante a frequência de chaveamento e a regulação dos valores das razões cíclicas, ou seja, as larguras de pulso (SENA,D.J.G., 2012).

Figura 24 – Conversor Trifásico Lado Gerador (CLG).



Fonte: próprio autor.

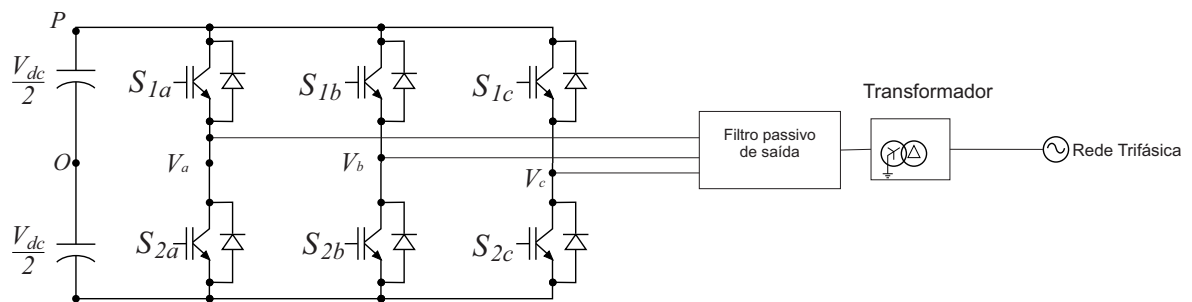
A técnica de modulação mais tradicional é a PWM senoidal, ela tem maior aplicabilidade em sistemas analógicos. Essa técnica consiste na comparação de sinais senoidais de referência (tensões de fase desejadas na saída do inversor) com um sinal de uma onda triangular simétrico, conhecido como onda portadora, cuja frequência de repetição é a frequência de chaveamento. O resultado da comparação gera vários pulsos que irão comandar as chaves dos inversores. A frequência e amplitude, que são compostas pelos valores médios do sinal de saída a cada período de chaveamento são determinadas pelo sinal de referência. Esta técnica é bastante simples de ser implementada, porém possui limitação quanto ao aproveitamento da tensão do barramento CC dos conversores trifásicos, que deve ser, no mínimo, o dobro da tensão de pico de cada fase.

3.5.4 Conversor do Lado do Gerador

A MSTIP é conectada a rede através de conversores eletrônicos de potência a fim de permitir a operação à velocidade variável. A topologia apresentada neste trabalho foi a *back-to-back*, ou seja, um conversor trifásico conectado no lado do gerador (CLG) e um conversor trifásico conectado no lado da rede (CLR) operando no mesmo barramento CC. A implantação dessa topologia permite o controle das potência ativa e reativa nos dois lados do conversor.

O CLG, Figura 24 é um conversor trifásico composto por seis chaves semicondutoras (IGBT + diodo em anti-paralelo) formando três braços, onde cada braço é conectado a uma fase da MSTIP. Ele opera como um retificador e tem a função de controlar a velocidade da turbina, assegurando a operação no ponto de máximo aproveitamento da potência mecânica disponível, usando um método MPPT que será descrito no próximo capítulo.

Figura 25 – Conversor Trifásico Lado da Rede (CLR).



Fonte: próprio autor.

3.5.5 Conversor do Lado da Rede

O CLR, Figura 25, opera como um inversor e tem a função de controlar a tensão do barramento CC, ou seja, controlar a potência ativa entregue à rede, além de controlar o fator de potência no ponto de acoplamento comum, entre o CLG e o CLR, fornecendo ou absorvendo potência reativa. O CLR é conectado à rede elétrica através de um filtro passivo de saída LC que tem o objetivo de atenuar os harmônicos provocados pela comutação das chaves semicondutoras do conversor. O transformador é usado para adequar os níveis de tensão na saída do conversor com o da rede, permitindo assim o fluxo de potência para a rede.

3.6 Estratégia de Controle

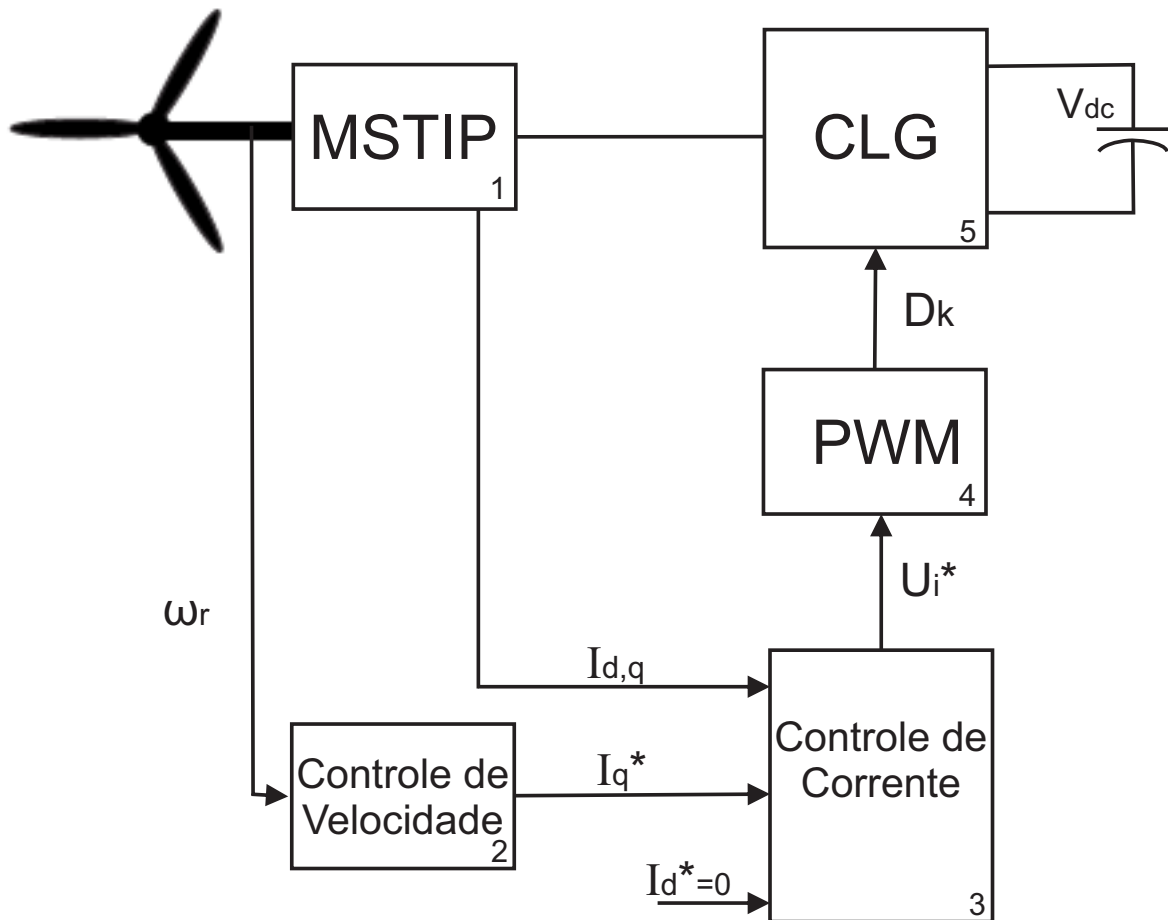
O sistema de controle apresentado neste trabalho, em linhas gerais, tem objetivo de extrair máxima potência elétrica para uma dada velocidade de vento e transferi-la, de forma eficiente, para a rede elétrica a qual o aerogerador está conectado.

3.6.1 Controle Lado do Gerador

O controle do conversor do lado do gerador tem por objetivo otimizar a potência extraída da turbina para quaisquer velocidades de vento ocorrente. A complexidade de implementação do controle em máquinas CA se deve ao fato de que as correntes trifásicas do estator afetam diretamente o fluxo e o conjugado eletromagnético da máquina, e a fim de atenuar essa complexidade o controle se torna mais eficiente quando se implementa o controle do fluxo e do conjugado eletromagnético de maneira separada.

É mostrado na Figura 26 a estrutura do controle do CLG. O bloco (1) contém a modelagem da máquina síncrona trifásica a ímã permanente. O bloco (2) contém a malha mais externa de controle de velocidade. O bloco (3) contém a malha mais interna de controle de corrente que

Figura 26 – Estrutura do CLG.



Fonte: próprio autor.

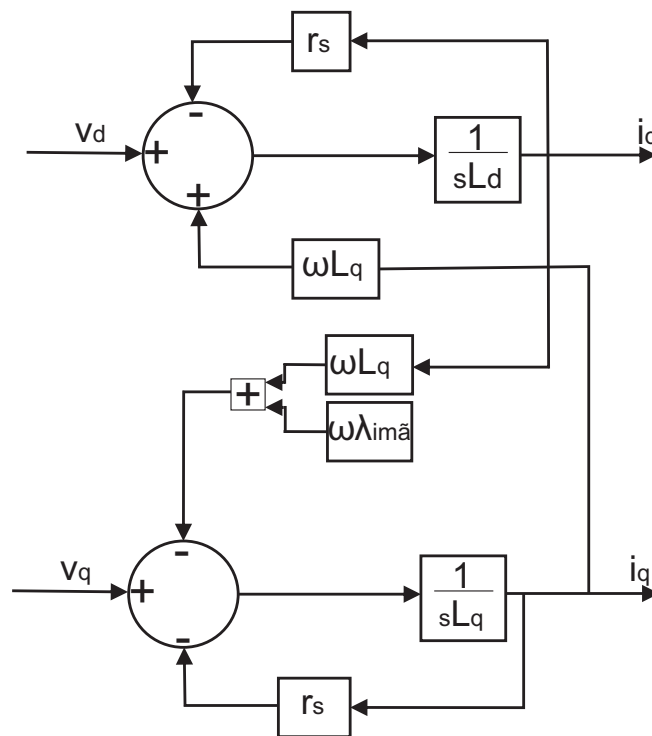
recebe as correntes de referência do bloco (2) e $I_d^* = 0$ e uma medição das correntes do estator da MSTIP (bloco (1)), esse bloco é responsável em converter o erro de corrente do estator nas tensões de referência do conversor. O bloco (4) contém o PWM senoidal que recebe as tensões de referência e determinam as razões cíclicas das chaves semicondutoras do conversor (bloco (5)) o qual é conectado diretamente na MSTIP (bloco (1)).

O comportamento dinâmico da MSTIP é descrito pelas equações (68), (69), (70), (71) e (72) que foram descritas anteriormente.

3.6.1.1 Controle de Corrente

A MSTIP é conectada diretamente ao CLG, e dessa forma a tensão de saída da máquina é igual a tensão no inversor. Baseada nessa informação pode-se falar que o controle de corrente segue as equações (68) e (69), que são as tensões de saída da máquina. Logo:

Figura 27 – Diagrama de blocos MSTIP.



Fonte: próprio autor.

$$I_d s L_d = v_d + \omega_r l_q I_q - r_s I_d \quad (74)$$

$$I_q s L_q = v_q - \omega_r (l_d I_d + \lambda_{im}) - r_s I_q \quad (75)$$

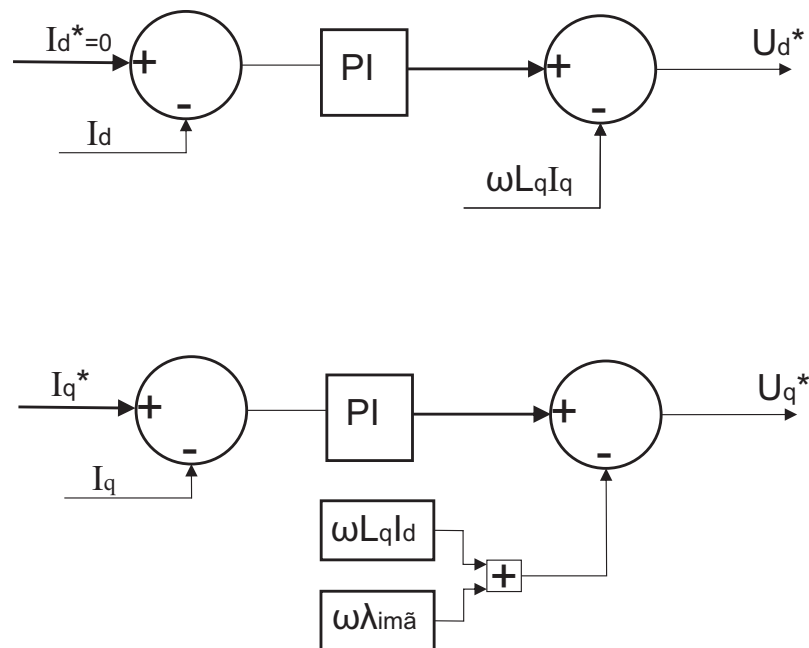
As equações acima são representadas pelo diagrama de blocos da Figura 27.

Observa-se um termo de acoplamento entre o eixo direto e de quadratura, onde o mesmo pode ser compensado por uma ação *feedforward* o qual permite o controle independente das correntes. É mostrado na figura 28 o diagrama de blocos do controle do eixo direto e eixo de quadratura.

O erro de corrente entre a referência e a corrente real é passado por um ganho proporcional integral, gerando o sinal de tensão de referência para o PWM, como mostrado na figura 28.

Como critério para a determinação dos ganhos dos controladores, deve ser considerado as faixas de passagem das malhas escolhidas. A determinação dessas faixas tem por referência a frequência de chaveamento das chaves semicondutoras do conversor. Para este trabalho, ambos os conversores, CLG e CLR, são chaveados na frequência de 10 kHz. Para que o conversor

Figura 28 – Diagrama de blocos do controle de corrente CLG.



Fonte: próprio autor.

tenha a capacidade de injetar corrente no sistema, é necessário que o pólo da malha de corrente seja posicionado em uma frequência suficientemente inferior a esta. Dessa forma as frequências devem estar afastadas de aproximadamente 5 vezes e sob esse critério, o posicionamento do pólo da malha de corrente que é a malha mais rápida, está em aproximadamente 2 kHz. A malha relativa ao ganho proporcional de tensão, segunda malha mais rápida, é, pelo mesmo critério, afastada da malha de corrente tendo seu pólo posicionado em 200 Hz e por último, para a malha mais lenta, a malha relacionada ao ganho integral de tensão obtém-se seu posicionamento em aproximadamente 20 Hz.

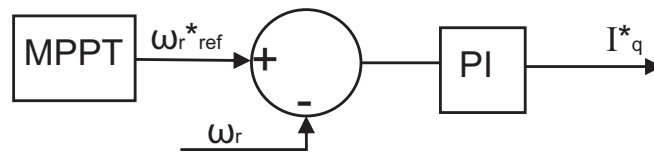
3.6.1.2 Controle de Velocidade

O controle de velocidade é realizado através de uma malha externa. O sinal de referência de velocidade mecânica vem do MPPT (*Maximum Power Point Tracking*) de forma a garantir que a turbina eólica opere em seu ponto ótimo. Utilizando um controlador com ganho proporcional-integral, o erro entre a velocidade mecânica de referência e a velocidade real do gerador gera a corrente de eixo em quadratura de referência, e essa, controlada, levará a velocidade ao valor de referência, como mostrado na Figura 29.

3.6.2 Controle Lado da Rede

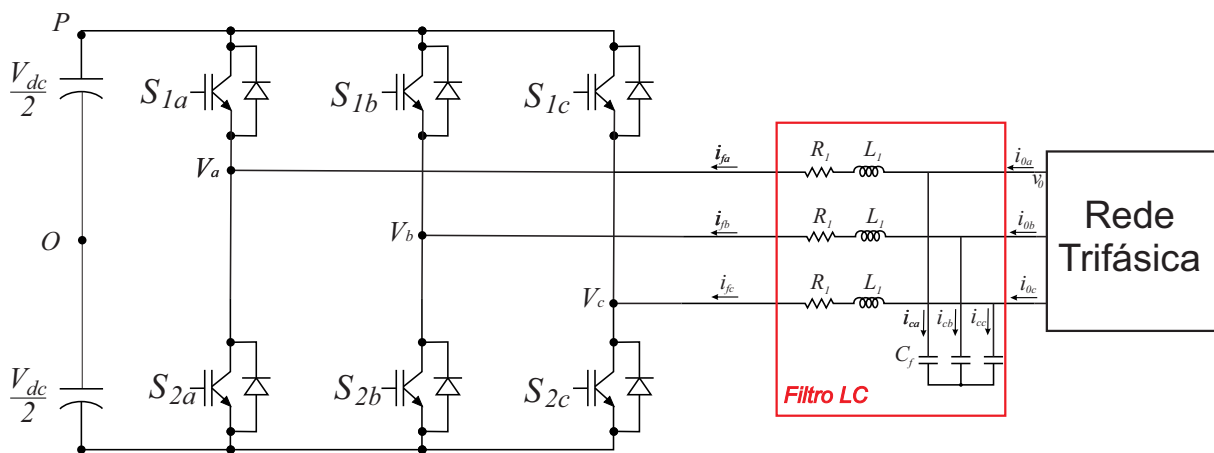
O sistema de controle do lado da rede tem por objetivo promover o controle da tensão do barramento CC e a potência reativa no lado da rede (AZEVEDO, 2011), onde na ocorrência de

Figura 29 – Diagrama de blocos do controle de velocidade CLG.



Fonte: próprio autor.

Figura 30 – Modelo do CLR com Filtro LC na saída.



Fonte: próprio autor.

uma variação da potência fornecida pelo conversor do lado do gerador, essa variação possa ser repassada integralmente à rede elétrica. Para modelagem do sistema de controle, as grandezas do sistema trifásico foram transformadas para o referencial dq0. Por meio deste artifício matemático, as grandezas apresentam valores contínuos, permitindo aos controladores de ação proporcional e integral, que são que são empregados para garantir estabilidade, rapidez e precisão, de sistemas em malha fechada, uma adequada operação em regime permanente. No controle do lado da rede existem duas malhas de controle, a interna e a externa. A malha de controle de corrente é a malha interna e possui dinâmica mais rápida em relação a malha de controle da tensão do barramento CC e controle de potência reativa que é a malha externa. De uma forma geral, os controladores são utilizados para controlar o fluxo de potência à rede elétrica, e em casos mais específicos, o controle de qualidade da energia no ponto de acoplamento comum (PAC). Na figura 30 é mostrado o modelo do CLR conectado a rede elétrica.

A principal função do filtro de saída LC é diminuir os harmônicos de alta frequência causados pela comutação das chaves do conversor. Para evitar grande queda de tensão na indutância L_1 do filtro e o consumo de energia reativa, o filtro deve ser pequeno. Considerando essas características, a principal vantagem é que a corrente no capacitor pode ser desprezada e

com isso a corrente que circula pelo filtro LC é igual a corrente que circula na rede, logo $i_a=i_{0a}$.

O modelo que relaciona as tensões e correntes no CLR, é dado por:

$$[\vec{V}_{0abc}] = [R_l][\vec{I}_{abc}] + [L_l]\frac{d[\vec{I}_{abc}]}{dt} + \vec{V}_{iabc} \quad (76)$$

Aplicando 41, o modelo do sistema em referencial síncrono é descrito abaixo:

$$[\vec{V}_{0dq0}] = [R_l][\vec{I}_{fdq0}] + [L_l]\frac{d[\vec{I}_{fdq0}]}{dt} + \omega_r[L_l][\vec{I}_{fdq0}] + \vec{V}_{idq0} \quad (77)$$

Pode-se observar, pela equação 77, o acoplamento cruzado entre os eixos d e q. O acoplamento decorre devido as componentes de corrente em um dado eixo, girando a velocidade síncrona produzem uma componente de tensão na direção do eixo complementar. Uma vez que os valores de corrente e tensão são grandezas medidas no próprio sistema, a partir do valor da indutância e da resistência LR, os ramos de acoplamento entre os eixos d e q podem ser compensados. O objetivo é realizar o controle da potência de modo a regular a tensão do barramento CC e impor o valor da potência reativa, dessa forma pode-se promover o desacoplamento entre os eixos d e q utilizando o referencial síncrono orientado pelo vetor tensão da rede, logo a a componente de eixo q torna-se nula. Com essa consideração A potência ativa instantânea e a potência reativa instantânea que fluem através do CLR podem ser escritas em referencial síncrono como:

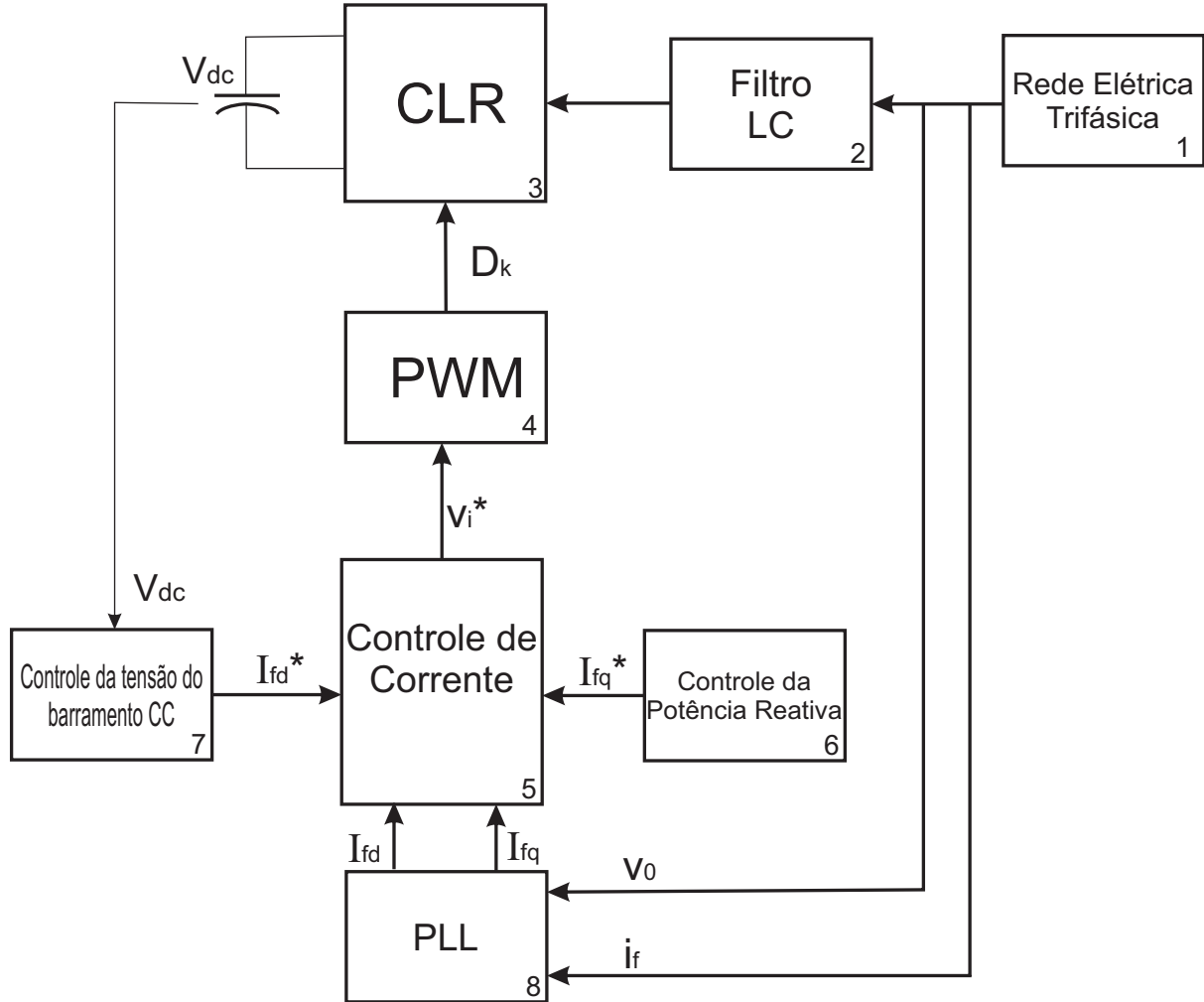
$$P_f = \frac{3}{2}v_{0d}i_{fd} \quad (78)$$

$$Q_f = -\frac{3}{2}v_{0q}i_{fd} \quad (79)$$

Ao desprezar as perdas no conversor, a diferença entre a energia entregue pelo gerador ao conversor e a energia entregue pelo conversor à rede é armazenada no capacitor do barramento CC. Assim, a potência ativa entregue à rede é mantida igual à potência gerada realizando-se o controle da tensão do barramento CC. Pode-se verificar que uma grandeza adequada para o controle da potência ativa injetada na rede é a corrente de eixo direto. É importante perceber que a falta de controle da tensão do barramento CC fixa, significa forçar a injeção imediata na rede de toda a potência gerada. Assim, todas as oscilações de potência gerada devidas às variações na velocidade do vento apareceriam na potência injetada na rede. Logo, com o objetivo de realizar um controle independente, basta controlar as correntes de eixo direto (i_d) e eixo em quadratura (i_q), o controle dessas grandezas faz com que se realize ao mesmo tempo o controle da potência ativa e reativa do sistema.

É mostrado na Figura 31 a estrutura do controle do CLR. O bloco (8) contém o PLL que é usado para calcular o ângulo da tensão da rede, que utilizano nas transformações em coordenadas

Figura 31 – Estrutura do CLR.



Fonte: próprio autor.

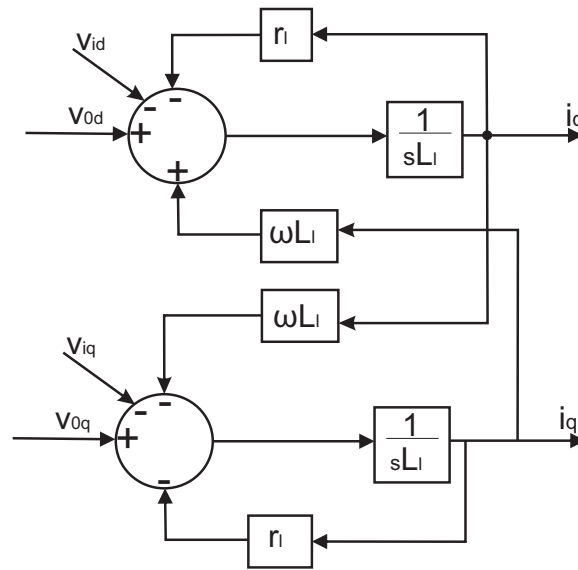
dq0. Os blocos (7) e (6) contém as malhas mais externas responsáveis pelo controle da tensão do barramento CC e da potência reativa. O bloco (5) contém as malhas mais internas de controle de corrente que recebe as referências de corrente dos blocos (7) e (6) e a medição das correntes da rede. O bloco (4) contém o PWM que recebe as tensões de referência do bloco (5) e determina as razões cíclicas de trabalho das chaves semicondutoras do conversor (bloco (3)). O bloco (3) contém o filtro passivo LC responsável pela conexão do conversor à rede elétrica (bloco (1)).

3.6.2.1 Controle de Corrente

As correntes de saída do CLR são representadas de acordo com a equação 77, onde separando as componentes de eixo direto e eixo de quadratura obtém-se:

$$v_{0d} = r_l i_{fd} + l_l \frac{di_d}{dt} - \omega_r [l_l] [i_{fq} + v_{id}] \quad (80)$$

Figura 32 – Diagrama de blocos CLR.



Fonte: próprio autor.

$$v_{0q} = r_l i_{fq} + l_l \frac{di_q}{dt} + \omega_r [l_l] [i_{fd} + v_{iq}] \quad (81)$$

Reescrevendo as equações 80 e 81 em função da derivada da corrente, obtém-se:

$$\frac{di_d}{dt} = \frac{1}{l_l} (v_{0d} - r_l i_{fd} + \omega_r l_l i_{fq} - v_{id}) \quad (82)$$

$$\frac{di_q}{dt} = \frac{1}{l_l} (v_{0q} - r_l i_{fq} - \omega_r l_l i_{fd} - v_{iq}) \quad (83)$$

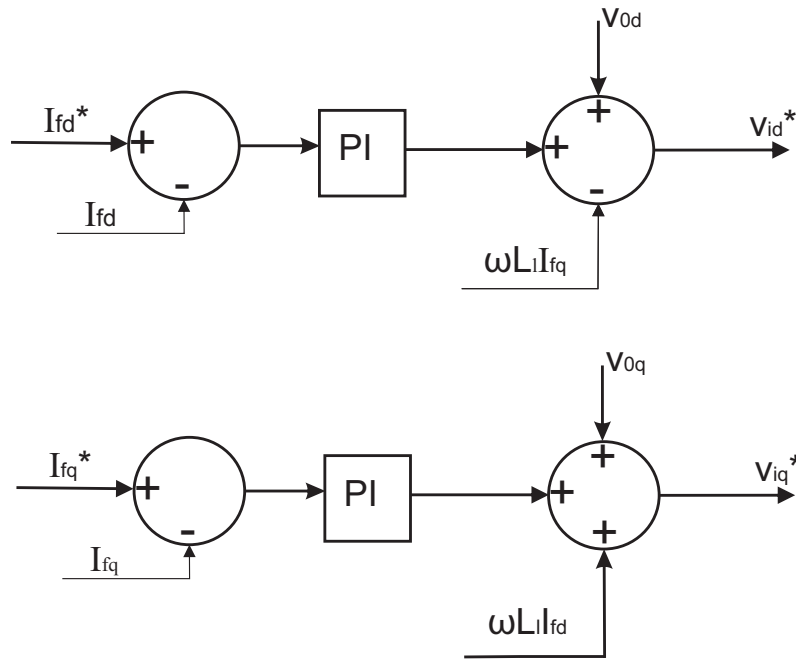
As equações acima são representadas pelo diagrama de blocos da figura 71

Os valores de corrente e tensão medidas no lado CA do CLR, são as parcelas de acoplamento entre os eixos coordenados que podem ser compensadas através de uma ação feedforward, permitindo um desacoplamento entre os eixos e um controle independente das correntes. É mostrado na figura 33 o diagrama de blocos do controle da corrente do eixo direto e eixo de quadratura.

Pode-se ver na figura 33, que o erro de corrente entre a referência e a corrente real passa por um ganho proporcional integral, gerando o sinal de tensão de referência para o PWM.

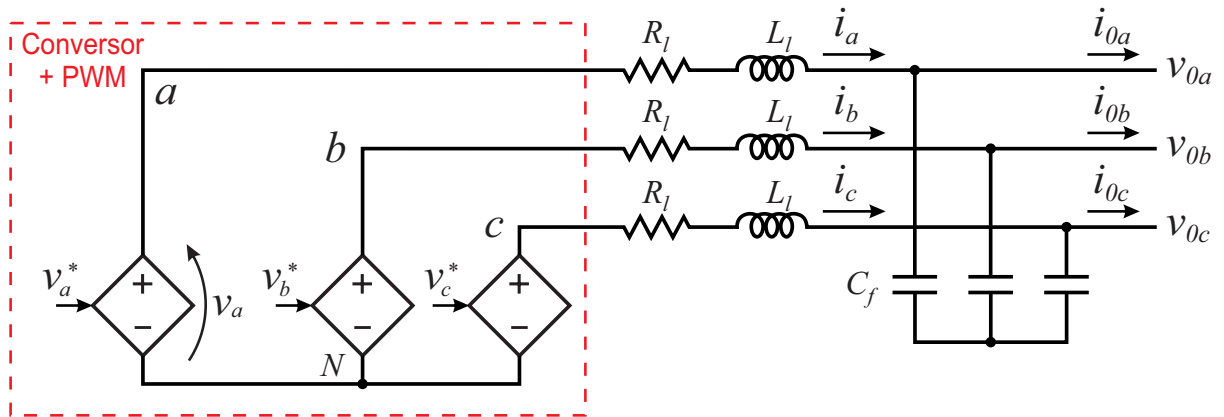
O critério de escolha dos ganhos proporcional e integral, deve levar em consideração os parametros utilizados na modelagem do CLR. De acordo com a equação 76 podemos observar que o valor da tensão (\vec{V}_{iabc}) é uma grandeza que é descontínua no tempo, essa expressão é sempre válida, mas devido a descontinuidade da tensão de saída do inversor, ela é de difícil solução

Figura 33 – Diagrama de blocos do controle de corrente CLR.



Fonte: próprio autor.

Figura 34 – Modelo CLR representado por fontes de tensão controladas.

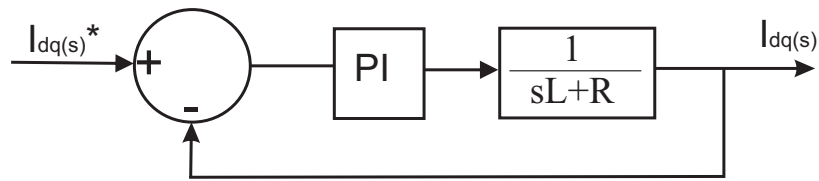


Fonte: próprio autor.

quando se deseja determinar a corrente do inversor. Para facilitar a análise, é necessário utilizar as equações 82 e 83, que estão no referencial síncrono dq0 e não apresentam descontinuidade no espaço. Em termos práticos, usando o modelo que não apresenta descontinuidade, o modelo do CLR é substituído por fontes de tensão controladas cujas tensões de saída coincidem com os valores de referência do modulador PWM, como na figura 34

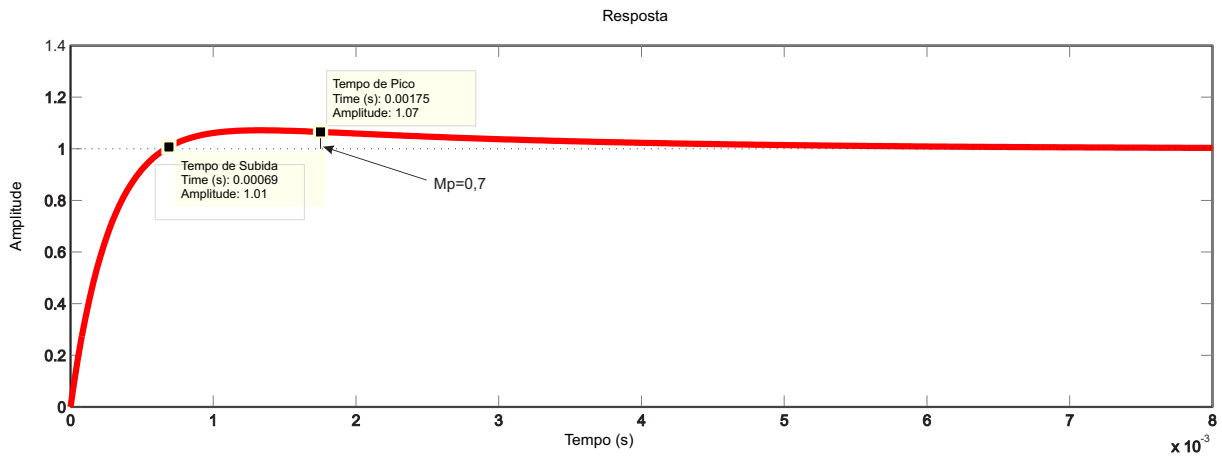
Para determinação dos ganhos k_p e k_i do controlador, foi desprezado o efeito capacitivo. O critério utilizado foi a partir do tempo de subida e tempo de pico da função transferência que

Figura 35 – Controle de Corrente CLR.



Fonte: próprio autor.

Figura 36 – Resposta da função transferencia, equação 84



Fonte: próprio autor.

relaciona as correntes i_d e i_q na saída do CLR. Pode-se ver na figura 35 o modelo implementado.

De acordo com o modelo da figura 35, obtém-se a função transferência associada :

$$\frac{I_{dq}(s)}{I_{dq}^*(s)} = \frac{(k_p s + k_i)}{(s^2 L + (R + k_p) s + k_i)} \quad (84)$$

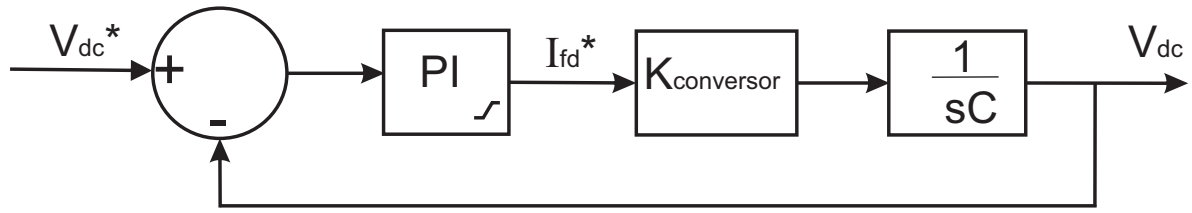
Onde os valores dos ganhos k_p e k_i variam de acordo com o tempo de subida (t_s) e o tempo de pico (t_p) da resposta. A partir da figura 36, têm-se $t_s = 0,00069s$ e $t_p = 0,00175s$, e $k_p = 3,94$ e $k_i = 1664$.

3.6.2.2 Controle da Tensão do Barramento CC

A malha de controle da tensão do barramento CC deve possuir uma dinâmica mais lenta do que a malha de corrente, isso deve existir para que a malha de corrente possa impor mais rápido do que a malha do barramento CC a resposta necessária com relação ao erro de tensão. Ela deve ser dimensionada de modo que o inversor possa absorver todo o fluxo de potência vindo do gerador.

Desconsiderando as perdas, a potência ativa proveniente do gerador, que é injetada no

Figura 37 – Diagrama de blocos do controle da tensão do barramento CC



Fonte: próprio autor.

barramento CC, é igual a potência transferida para a rede pelo CLR somada com a potência armazenada no capacitor do barramento CC. Dessa forma, se a tensão do barramento CC for controlada para se manter constante, toda a potência ativa que vem do CLG é automaticamente transferida para a rede. Considerando que o controle será feito através da corrente de eixo direto do sistema, deve-se utilizar um fator de proporcionalidade $K_{converter}$ entre esta corrente e a corrente contínua na entrada do CLR. Logo:

$$P_{CC} = P_{CA} \quad (85)$$

$$v_{dc}i_{dc} = \frac{3}{2}v_{0d}i_{fd} \quad (86)$$

$$\frac{i_{dc}}{i_{fd}} = \frac{3}{2} \frac{v_{0d}}{v_{dc}} = K_{converter} \quad (87)$$

É mostrado na figura 37 o diagrama de blocos do controle da tensão bo barramento CC.

De acordo com o modelo da figura 37, obtém-se a função transferência associada :

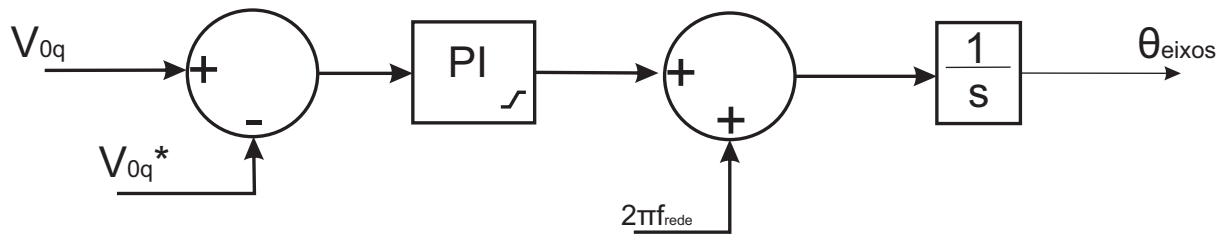
$$\frac{V_{dc}(s)}{V_{dc}^*(s)} = \frac{k_{converter}(k_p s + k_i)}{(s^2 L + (k_{converter} k_p) s + k_{converter} k_i)} \quad (88)$$

Onde os valores dos ganhos k_p e k_i variam de acordo com o tempo de subida (t_s) e o tempo de pico (t_p) da resposta, como no critério utilizado no controle de corrente.

3.6.2.3 Controle da Potência Reativa

A potência reativa injetada na rede pelo CLR é proporcional à corrente de eixo em quadratura i_{fq} . A corrente do eixo de quadratura tem a função de controlar a potência reativa para o sistema elétrico. A estratégia adotada não realiza o controle, visando a compensação de potência reativa para o sistema. Dessa forma, a referência de corrente em eixo de quadratura é dada como nula.

Figura 38 – Diagrama de blocos do controle PLL



Fonte: próprio autor.

3.6.2.4 Phase Locked Loop - PLL

O PLL (*Phase locked loop*) é utilizado para identificar o ângulo do vetor tensão no PAC, possibilitando o controle do fluxo de potência ativa proveniente da geração eólica. A técnica de aplicada detecta o ângulo através de uma malha de controle utilizando um controlador PI. O princípio de funcionamento do PLL consiste no controle da componente de tensão de eixo em quadratura da rede v_{0q} em zero (SENA, D.J.G., 2012). O erro entre a tensão de eixo em quadratura de referência e a tensão medida passa por um controlador PI. A saída deste controlador produz uma variação de frequência que é somada à frequência nominal da rede onde integral deste sinal é o ângulo do vetor tensão da rede. Esse rastreamento pode ser baseado na geração de sinais em quadratura, utilizando a transformada em coordenadas de Park.

Pode-se vê na figura 38 o diagrama de blocos do controle PLL.

4 Métodos MPPT

Este capítulo apresenta uma comparação entre os métodos utilizados para a busca da máxima extração de potência em uma turbina eólica utilizando-se do sistema que emprega a topologia MSIP. A uma dada velocidade do vento, a energia mecânica disponível extraída da turbina eólica é uma função da sua velocidade rotacional do eixo. A finalidade dos métodos MPPT é controlar a potência máxima da MSIP ajustando a frequência nos terminais do estator, e assim, a velocidade do eixo da turbina.

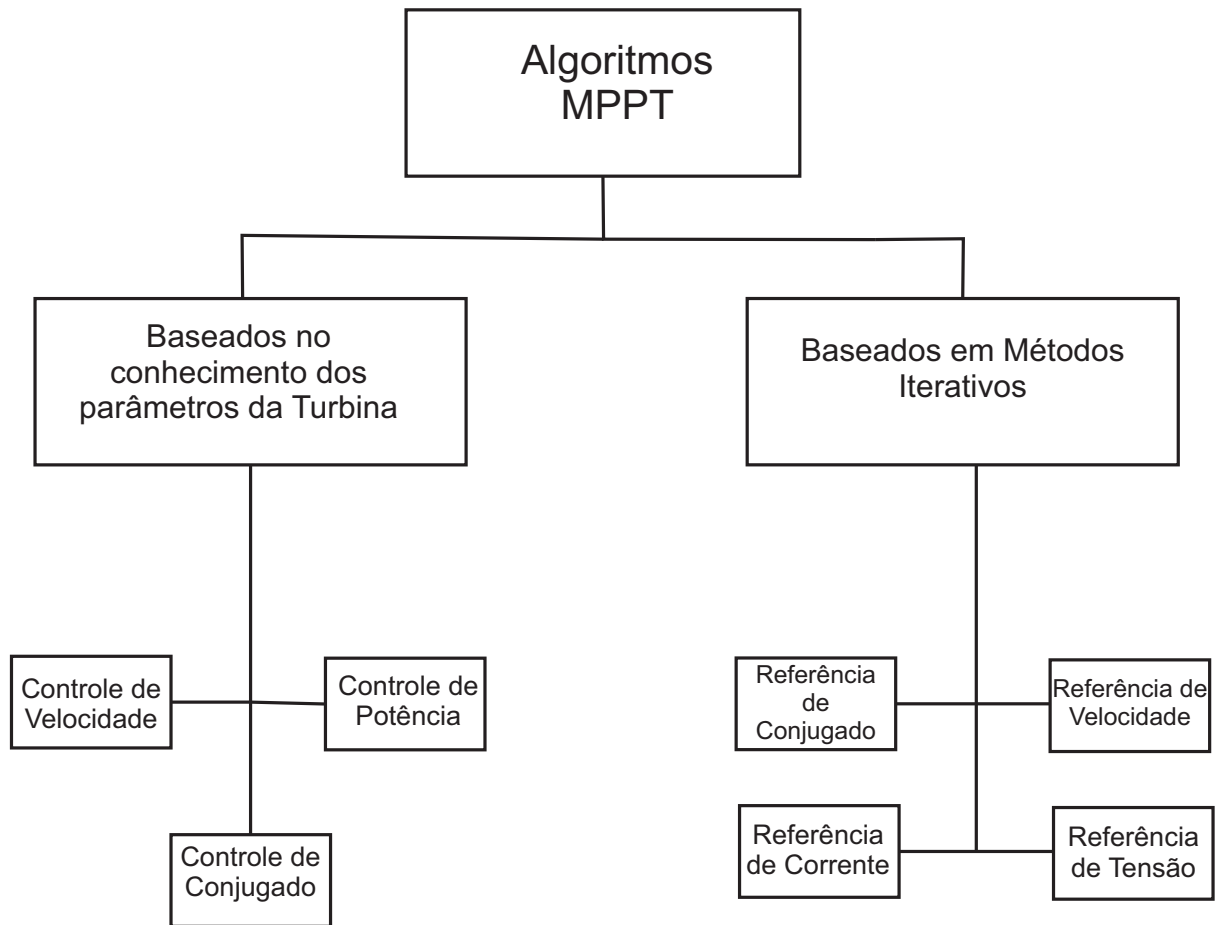
A função de extração de potência apresenta um único máximo para toda a gama de velocidades rotóricas (com uma velocidade de vento fixa) sendo que neste máximo o *tip speed ratio* apresenta o seu valor ótimo, que é característico e fixo para um determinado modelo de turbina. Estas características de extração de potência do vento tornam-se importantes na medida em que a velocidade do vento é uma variável inconstante e por isso é necessária uma atuação constante na velocidade de rotação da turbina para que esta se encontre sempre no seu máximo ponto de funcionamento, garantindo assim a máxima extração de potência em todos os momentos.

Os métodos de MPPT são classificados em duas categorias, uma com conhecimento dos parâmetros característicos da turbina e a outra sem o conhecimento dos parâmetros característicos da turbina. Neste último caso o seguimento do máximo ponto de potência é feito através de métodos iterativos. Na figura 39 é apresentada essa classificação em mais detalhe. Métodos baseados nos parâmetros da turbina requerem o conhecimento de diferentes parâmetros e a medição de grandezas diferentes.

Dessa forma, se a solução recorrer ao controle de potência para manter a turbina no seu máximo, tipicamente é necessária a medição da velocidade de rotação e da potência de saída do gerador, para além do conhecimento da curva característica de potência da turbina. Se o controle do máximo ponto de extração de potência recorrer ao controle por velocidade será necessário o conhecimento do *tip speed ratio* ótimo (a partir da curva C_p), a medição da velocidade do vento e da velocidade de rotação. No controle do conjugado, que não é abordado nesse trabalho, é necessário o conhecimento do coeficiente de extração de potência máximo e a realimentação da velocidade de rotação e do conjugado desenvolvido pela máquina (KOT M. ROLAK, 2013).

Para o controle através da velocidade, o regulador de velocidade é o componente do sistema com maior importância em uma turbina eólica à velocidade variável, onde seu principal objetivo é manter a turbina operando no ponto de máxima extração de potência. Ele é normalmente empregado nas turbinas eólicas e é representado em diagrama de blocos simplificado na Figura 40, cuja finalidade de gerar um sinal de referência do torque eletromagnético T_e , a partir da medição da potência elétrica (nos terminais da rede), e da

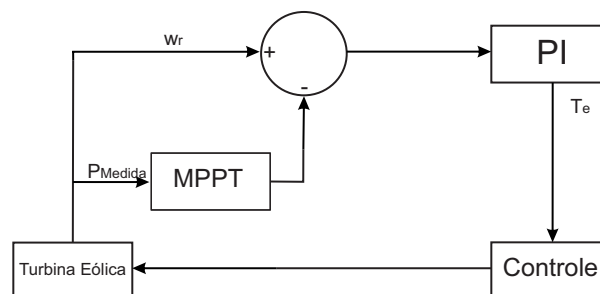
Figura 39 – Classificação dos métodos de MPPT.



Fonte: próprio autor.

velocidade de rotação da turbina.

Figura 40 – Diagrama de Blocos do Regulador de Velocidade.

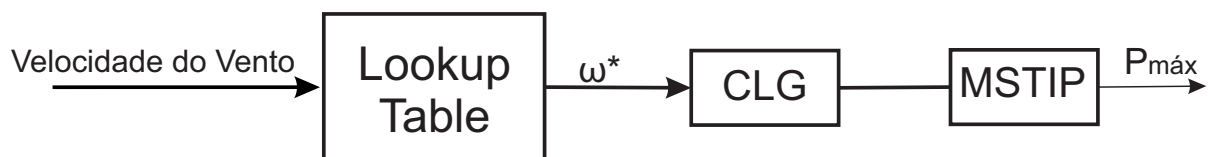


Fonte: próprio autor.

4.1 Tabela de Busca (Lookup Table)

A tabela de busca (*Lookup Table*) é um método que assenta na construção de uma tabela que relaciona a velocidade de vento com a velocidade ótima que maximiza a potência de saída da turbina. Porque se trata de um método baseado na utilização de uma *lookup table*, a curva ótima de velocidade deve ser obtida através de resultados experimentais levando em consideração as características da turbina. É um método dotado de uma grande simplicidade, como é utilizada uma *lookup table*, a capacidade de processamento necessária é reduzida, o que representa uma grande vantagem. As desvantagens residem no fato da necessidade de usar um sensor para a medição da velocidade do vento e de uma medida precisa da velocidade do vento, onde não pode ser possível na prática, aumentando o custo do sistema e levando ao cálculo de pontos de funcionamento errados (KOT M. ROLAK, 2013)(M.A. YATIM A.H.M., 2012). Outra desvantagem do método origina-se da dependência do conhecimento dos parâmetros da turbina, pois este limita a sua flexibilidade e os parâmetros não podem ser determinados com grande precisão e ainda variam com o tempo e condições atmosféricas. A medição da velocidade do vento é o parâmetro de entrada da *lookup table*, onde é gerada uma referência de velocidade que deve ser desenvolvida pelo gerador, como se pode ver na figura 41.

Figura 41 – Diagrama de blocos simplificado do método Tabela de Busca (*Lookup Table*).



Fonte: próprio autor.

4.2 Perturba e Observa (P&O)

O P&O é um método de otimização matemática baseado na pesquisa do ponto local de funcionamento ótimo dado uma determinada função. Neste caso, deseja-se encontrar o ponto de funcionamento ótimo da equação da potência extraída de uma turbina eólica dada pela equação 5, onde o ponto ótimo de funcionamento se traduz na máxima extração de potência da turbina eólica.

O algoritmo funciona pela perturbação de uma determinada variável de controle, variando o seu valor de uma pequena quantidade (variação fixa), e observando o efeito dessa variação na função objetivo a otimizar. A definição da variável de controle a perturbar, bem como a função objetivo, são flexíveis. Pode-se optar por perturbar a velocidade e observar a potência mecânica desenvolvida, ou optar pela perturbação de alguma das variáveis de controle do inversor, isto é, sua tensão de entrada, corrente de entrada ou *duty cycle*, e observação da potência de saída do

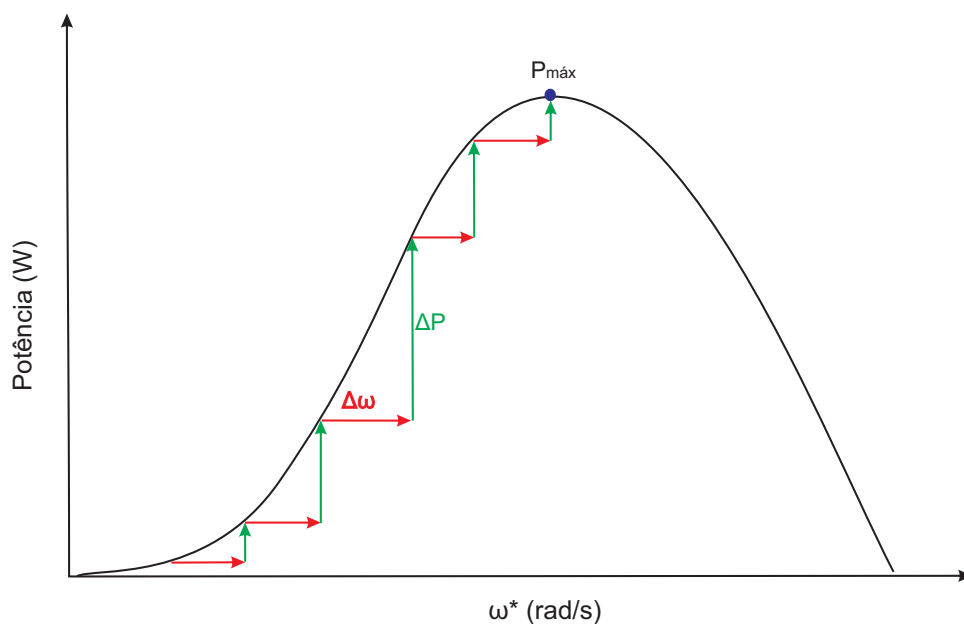
gerador. Neste trabalho, a variável a ser perturbada será a velocidade de rotação e a variável a ser observada será a potência de saída do gerador.

A figura 42 mostra a convergência do método para o ponto de máxima potência da turbina com a perturbação da velocidade e observação da potência elétrica desenvolvida. Neste caso o ponto de operação encontra-se à esquerda do máximo ponto de potência, logo, como o aumento da velocidade se traduz num aumento da potência, a velocidade continua a ser aumentada até que isto não se verifique, ou seja, quando é atingido o máximo ponto de operação. O mesmo deve acontecer quando o ponto de operação se encontra do lado direito do ponto de máxima potência, sendo que neste caso é a diminuição da velocidade da turbina que se traduz num aumento da potência.

A vantagem da aplicação desse método é que ele não necessita do conhecimento dos parâmetros característicos da turbina, e isso torna o método flexível para aplicação em diferentes tipos de turbina. É um método simples de implementar e como não necessita de sensores mecânicos na sua implementação, acarreta em uma redução de custos. No entanto, existem considerações importantes quanto a sua operação. Quando o algoritmo é sujeito a rápidas variações de vento, pode existir falhas no máximo ponto de operação em turbinas de média e elevada inércia devido à tempo de resposta da turbina quando sujeita ao comando de velocidade. Outra fonte de erro é a falta de distinção entre a causa de variação de potência na saída, se foi uma perturbação proveniente do algoritmo ou resultante de uma variação do vento.

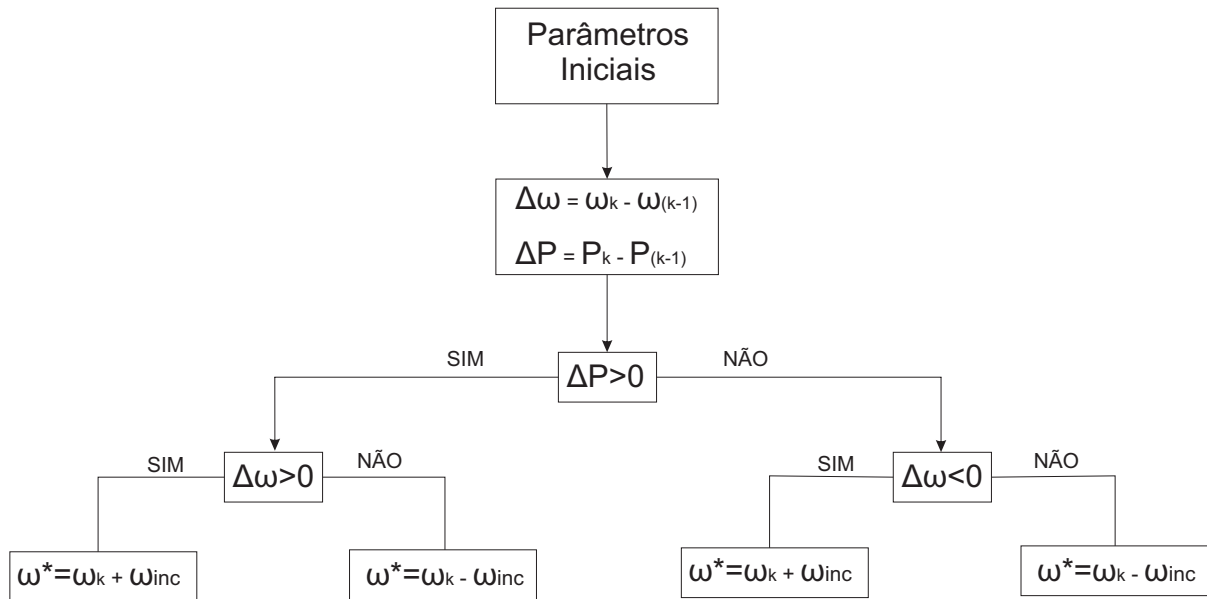
Pode-se verificar o algoritmo de funcionamento desse método na figura 43.

Figura 42 – Convergência do método Perturba e Observa (P&O).



Fonte: próprio autor.

Figura 43 – Algoritmo de funcionamento do método Perturba e Observa (P&O).



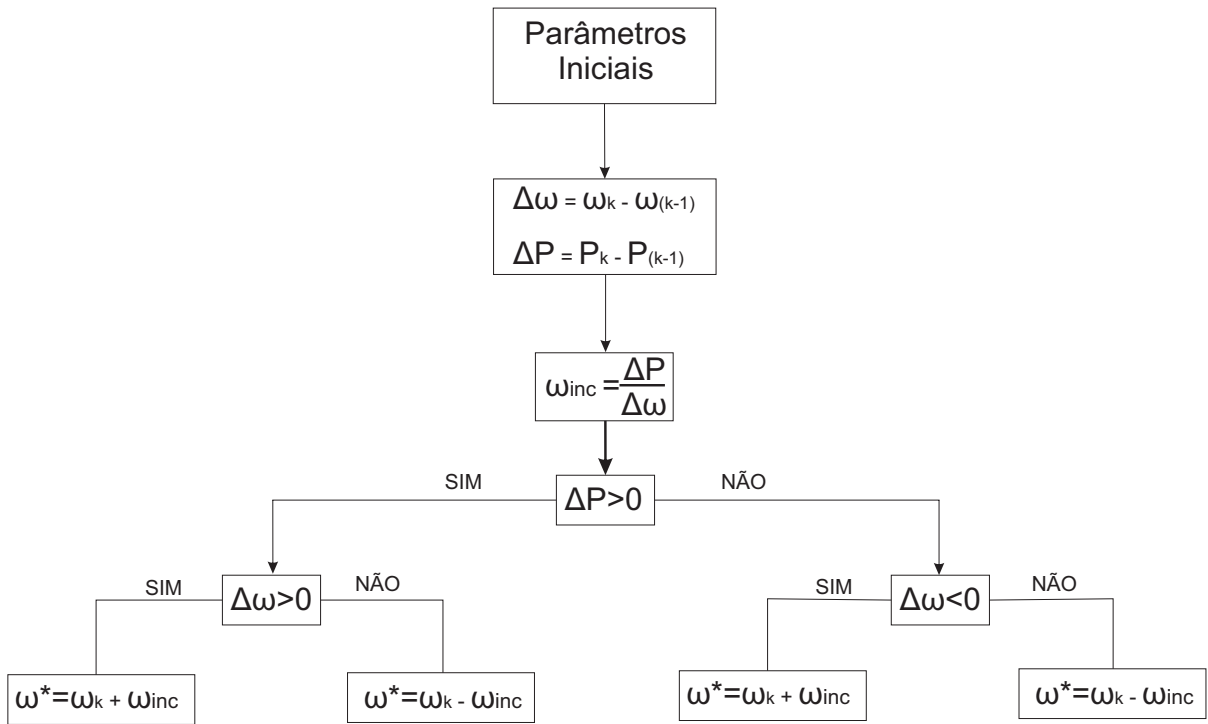
Fonte: próprio autor.

4.3 Perturba e Observa com passo Dinâmico ($P\&O_{din}$)

O método $P\&O_{din}$ é uma solução mais simples de implementar e é independente das características da turbina como no método $P\&O$, e ao contrário do método Tabela de Busca (*Lookup Table*). Implementou-se um MPPT $P\&O_{din}$ com passo dinâmico de maneira a acelerar a resposta quando a velocidade ótima está longe da referência e a diminuir o erro em regime estacionário, de maneira a aumentar a eficiência relativamente ao MPPT $P\&O$ com passo fixo, como descrito anteriormente.

A diferença entre o método $P\&O_{din}$ e o $P\&O$, é que o primeiro apresenta um incremento que varia de acordo com as variações de velocidade e potência, fazendo com que a resposta seja mais rápida quando o algoritmo está distante do ponto ótimo, isto é, o incremento do MPPT quando chega perto do valor da velocidade ótima diminui e aumenta quando está fora desse intervalo, de maneira a que o MPPT responda mais rápido as variações de vento, enquanto o segundo apresenta um incremento com passo fixo fazendo com que a resposta seja mais lenta em comparação com o incremento a passo dinâmico. O algoritmo de funcionamento desse método é apresentado na figura 44.

Figura 44 – Algoritmo de funcionamento do método Perturba e Observa $P\&O_{din}$.



Fonte: próprio autor.

5 Resultados e Simulações

Este capítulo tem como objetivo apresentar os resultados e simulações do modelo da turbina eólica com gerador síncrono trifásico a ímã permanente, para testes e validações das respostas o gerador alimenta uma carga RL trifásica. É mostrado o comportamento dinâmico do sistema frente a variações do vento e com implementação dos métodos MPPT citados no capítulo 4. As simulações são realizadas com o programa MATLAB/SIMULINK utilizando o *Sim Power Systems*.

5.1 Análise das Simulações e Resultados

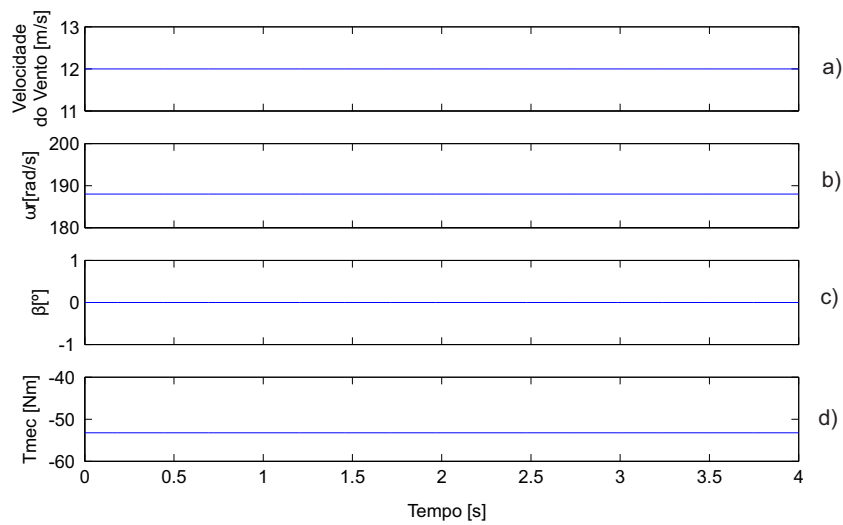
Os desempenhos dinâmicos dos geradores síncronos são bastantes diferentes, pois para cada projeto específico existe uma particularidade, onde cada projeto pode ter sua própria estratégia de controle. Por esta razão, são necessários modelos adequadamente confiáveis para representação do desempenho nas simulações dinâmicas do sistema (SENA,D.J.G., 2012). No medelo em estudo, será feita a análise do sistema eólico frente a variações do vento e também com tipos diferentes de MPPT conectados no CLG. O objetivo é mostrar, o funcionamento da máquina perante a implementação do MPPT P&O e $P \& O_{din}$, e conseqüentemente indicar aquele que apresenta melhor eficiencia.

Nas figuras 45, 46 e 47, são apresentados os resultados de uma simulação em regime permanente, considerando o vento constante e os valores de referência dos controle ideais, para avaliação do modelo do sistema eólico. A simulação tem por objetivo mostrar o desempenho do modelo da máquina síncrona trifásica operando como gerador de energia elétrica. Também são apresentados os resultados do modelo da parte mecânica dado uma condição de vento constante (neste caso de 12m/s), mantendo o controle do ângulo de passo das pás no valor nulo ($\beta = 0$) de tal forma a extrair a máxima potência do vento, obtendo assim um coeficiente de potência máximo de acordo com as características do modelo da turbina utilizado.

Verifica-se que para uma velocidade de vento de 12m/s (Figura 45a), velocidade da MSTIP torna-se igual ao valor de referência (Figura 45b), a potência extraída é máxima e próxima do valor nominal (Figura 46), pois o valor do ângulo de passo das pás é mantido no valor mínimo (Figura 45c), fazendo com que o coeficiente de potência seja máximo para o ângulo de pitch ajustado. O torque mecânico na saída de turbina é ajustado para um valor negativo (Figura 45d), devido a notação de motor adotada na modelagem da máquina síncrona trifásica. Pode-se verificar que as correntes do estator encontram-se defasadas de 120° (Figura ??). Após a aplicação das tranformadas de *Park*, pode verificar as correntes de eixo direto (Figura 47b) e eixo de quadratura (Figura 47c), concluindo o modelo da máquina síncrona trifásica.

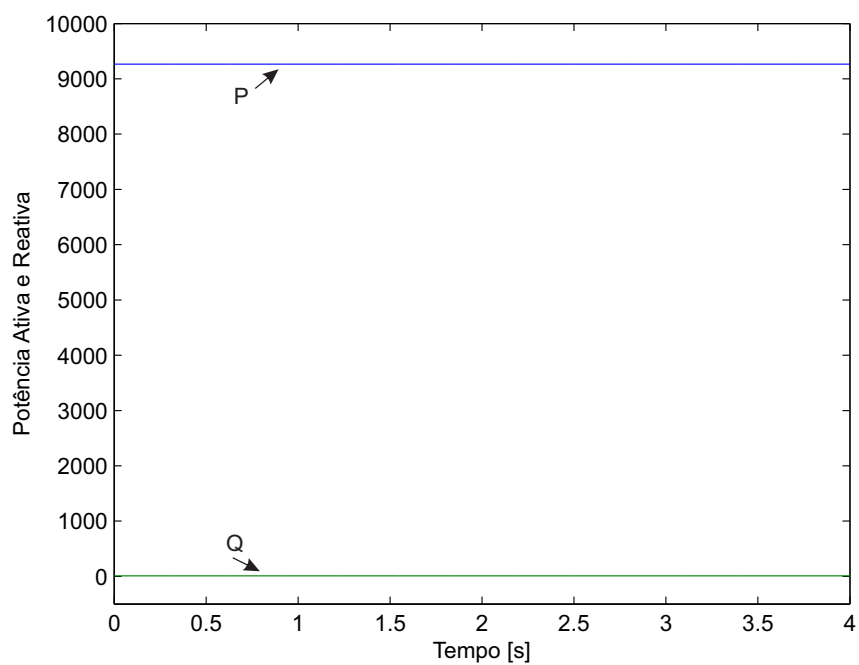
A potência ativa entregue pelo CLR ao sistema (Figura 46) é igual a potência gerada pela MSTIP, potência essa que é medida no barramento CC onde tem sua tensão constante (Figura 47a), a potência reativa entregue pelo CLR ao sistema é nula, ou seja, não há injeção de potência reativa no sistema (Figura 46). Devido a notação de motor adotada na modelagem da máquina, o sinal da potência ativa é negativo, mas no modelo essa grandeza passa por um ganho negativo somente para critério de medição tornando a grandeza positiva, como é mostrado na Figura 46. Logo o aerogerador so fornece potência ativa a rede elétrica.

Figura 45 – Condição regime Permanente: a) velocidade do vento; b) velocidade mecânica; c) ângulo de pitch; d) torque mecânico. .



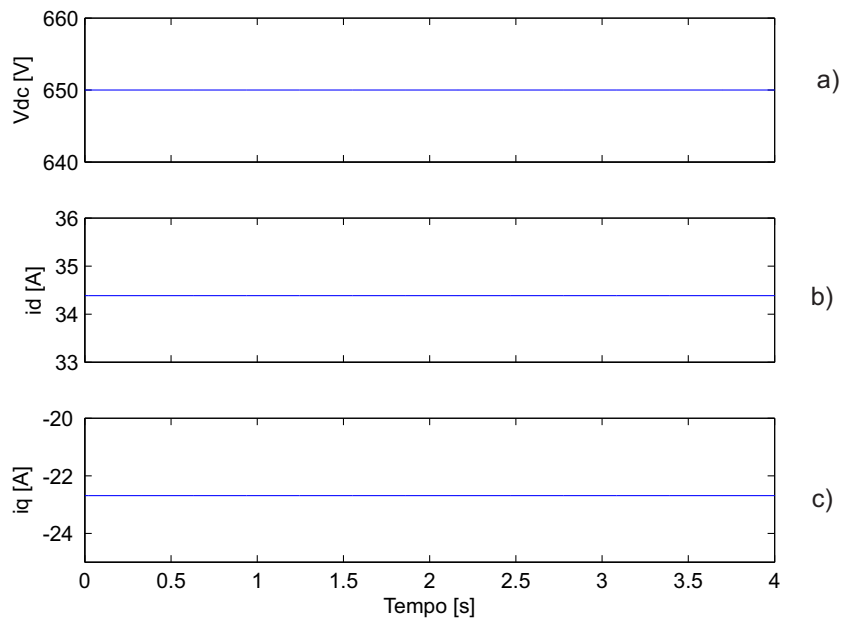
Fonte: próprio autor.

Figura 46 – Potência ativa e reativa.



Fonte: próprio autor.

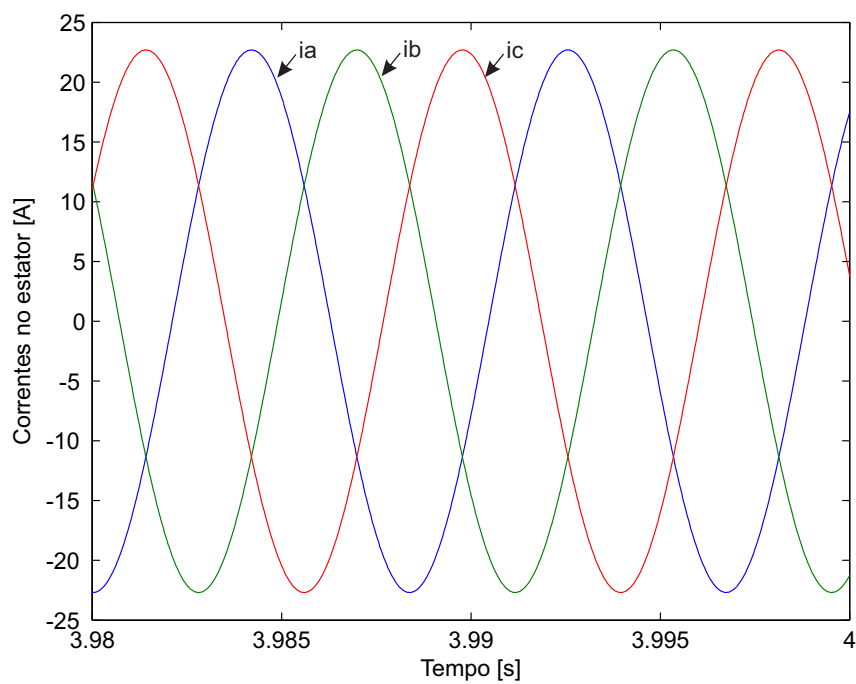
Figura 47 – Condição regime Permanente: a) tensão do barramento CC; b) correntes do estator; c) corrente do eixo direto; d) corrente do eixo em quadratura. .



Fonte: próprio autor.

Pode-se verificar que as correntes do estator encontram-se defasadas de 120° (Figura 48)

Figura 48 – Condição regime Permanente: correntes do estator.



Fonte: próprio autor.

Com a obtenção desses resultados, pode-se concluir que o modelo da turbina eólica apresenta um desempenho satisfatório na condição de regime permanente.

5.1.1 Comportamento Durante Perturbações no vento

Tendo como objetivo a instalação de sistemas eólicos, os critérios estabelecidos devem ser claros e confiáveis. De maneira geral, deve-se preservar a estabilidade do sistema e a qualidade da energia elétrica gerada, garantindo de forma satisfatória a confiabilidade, conformidade e continuidade da energia disponível. Desta forma, estudos específicos devem ser realizados para garantir alto desempenho, em conformidade com as normas de referência internacionais. O baixo rendimento do sistema eólico se deve ao fato do baixo desempenho dos sistemas de controle empregados, ocasionando uma alta instabilidade do sistema quando conectado a rede elétrica.

Todo processo de análise da conexão dos aerogeradores à rede elétrica deve ser regido por um criterioso processo de simulação de vários tipos de situação e contingência para a segurança da operação do sistema elétrico. O desempenho do sistema apresentado neste trabalho dependerá dos controles e dos métodos MPPT implementados visando a extração de máxima potência. Neste trabalho só será analisado a dinâmica da máquina perante a distúrbios no vento, ficando a análise perante faltas na rede, surtos atmosféricos como solução para trabalhos futuros.

O rendimento dos métodos P&O e $P&O_{din}$, serão avaliados considerando o método de tabela de busca como o referência, por ser o método mais implementado nos sistemas eólicos e por apresentar um erro muito próximo do zero.

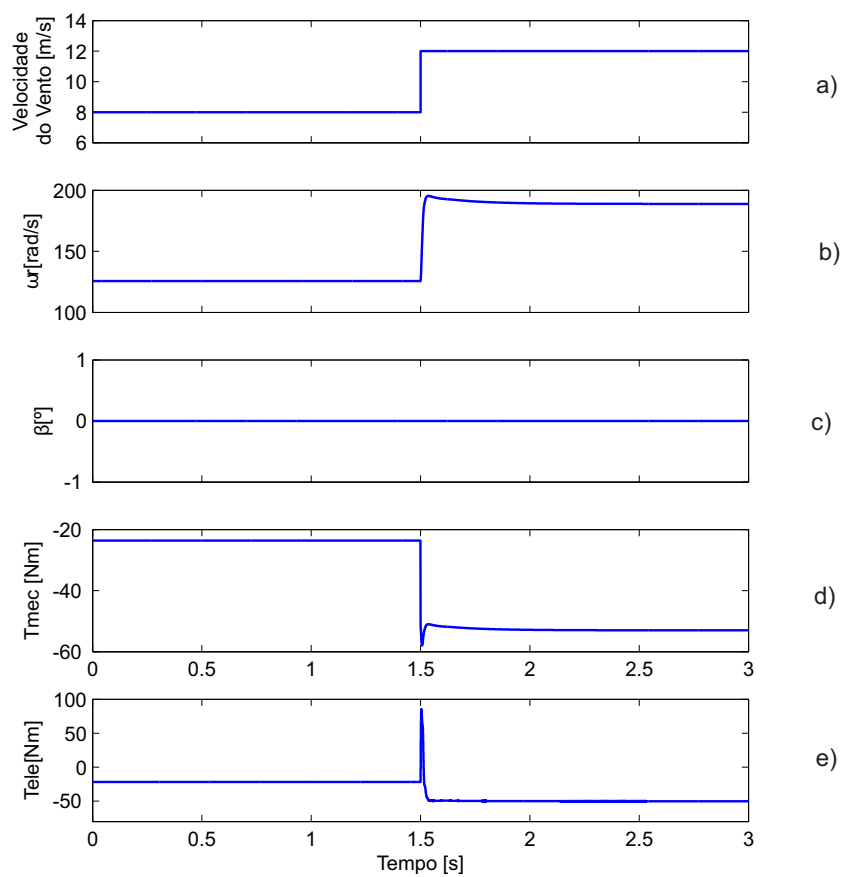
5.1.1.1 Degrau na velocidade do vento

Nesta etapa são apresentados os resultados da simulação do sistema com a aplicação de um de grau na velocidade do vento, de 8 m/s a 12 m/s. Visando comparar o desempenho da turbina, foram implementados, de forma individual, os três métodos MPPT citados anteriormente.

A) Tabela de Busca (*Lookup Table*)

A aplicação de um de grau no vento (Figura 49a) incidente sobre as pás das turbinas tem por consequência imediata a elevação de forma proporcional da velocidade do gerador (Figura 49b). O valor do ângulo de passo das pás é mantido no valor mínimo (Figura 49c), fazendo com que o coeficiente de potência seja máximo para o ângulo de pitch ajustado, dessa forma ocorre aumento do torque (Figura 49d) acionante numa relação quadrática, acarretando em uma elevação também do torque eletromagnético do gerador (Figura 49e).

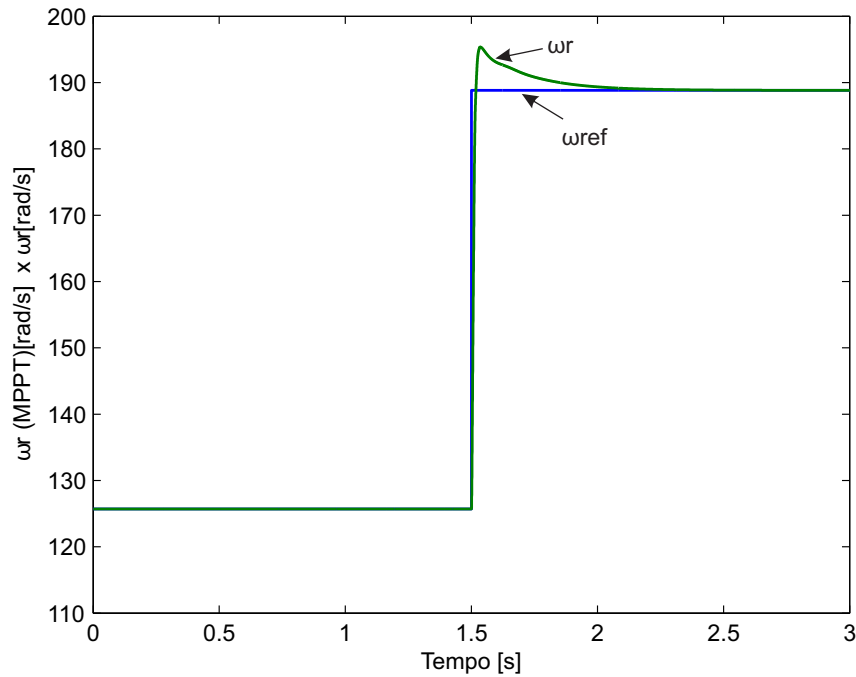
Figura 49 – Aplicação do método tabela de busca com degrau no vento : a) velocidade do vento; b) velocidade mecânica; c) ângulo de pitch; d) torque mecânico; e) torque eletromagnético. .



Fonte: próprio autor.

O sistema de controle, é projetado para operação a velocidade variável, de forma a atingir a velocidade ótima em regime permanente (Figura 50), com extração máxima de potência para um dado vento instantâneo. Para elevação de sua velocidade o gerador consome uma potência menor para produzir um conjugado eletromagnético que se subtraia ao conjugado de carga, de forma a fornecer um conjugado adequado à aceleração proposta.

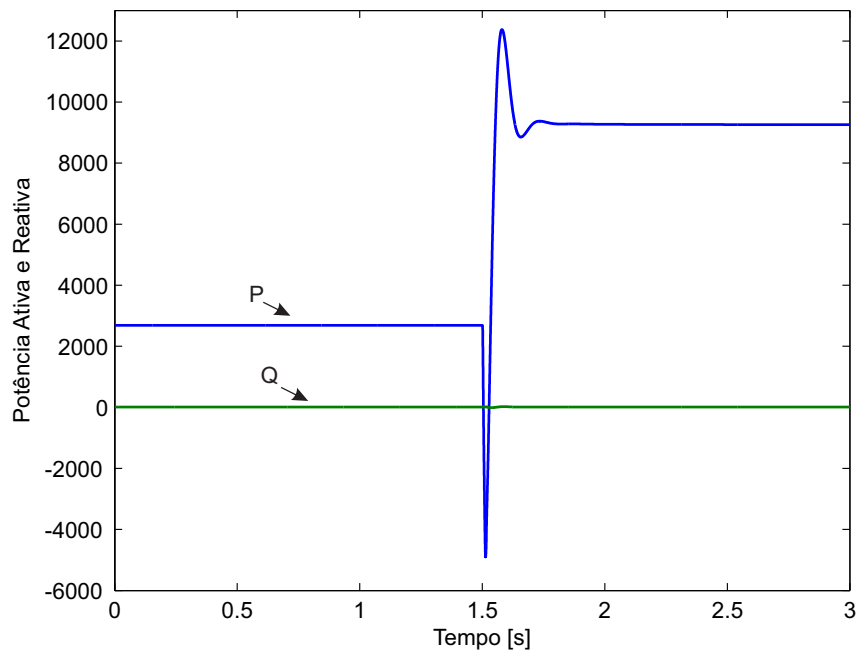
Figura 50 – Aplicação do método tabela de busca com degrau no vento: Velocidade de referência do MPPT e Velocidade real .



Fonte: próprio autor.

Dependendo da intensidade do distúrbio de vento, para acompanhar a referência de velocidade a máquina pode até operar transitoriamente como motor (Figura 51). Vale salientar que devido a notação de motor adotada na modelagem da máquina, o sinal da potência ativa é negativo, mas no modelo essa grandeza passa por um ganho negativo somente para critério de medição tornando a grandeza positiva. A potência reativa entregue pelo CLR ao sistema é nula, ou seja, não há injeção de potência reativa no sistema (Figura 51).

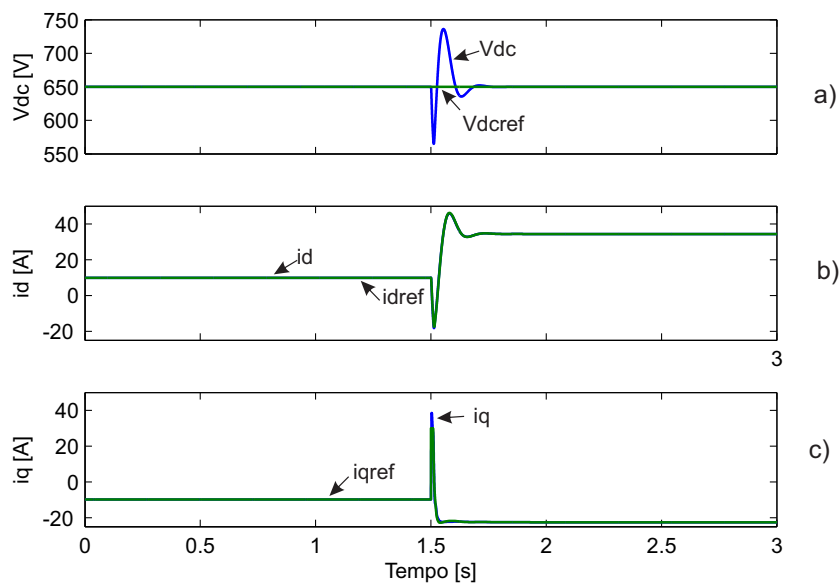
Figura 51 – Aplicação do método tabela de busca com degrau no vento: Potência Ativa e Reativa.



Fonte: próprio autor.

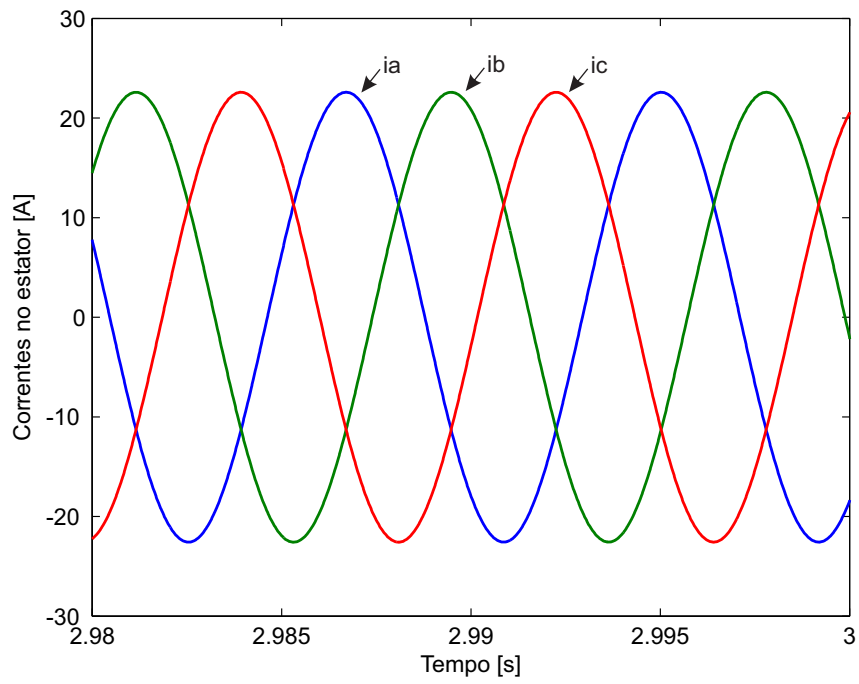
Sabe-se que a tensão do barramento CC está relacionada com a transferência de potência entre a MSTIP e o sistema elétrico através do CLR. Verifica-se uma discreta redução de aproximadamente 14% da tensão nominal (650V) no início do transitorio relativo a mudança da velocidade do vento e um aumento de aproximadamente 14% da tensão nominal no fim do transitorio do referido barramento (Figura 52a). Pode-se verificar que as correntes do estator encontram-se defasadas de 120° (Figura 53). Pode-se observar as correntes de eixo direto (Figura 52b) e a do eixo em quadratura (Figura 52c) em referencial orientado, onde pode ser visto o bom desempenho do controlador de corrente (Figura 52c).

Figura 52 – Aplicação do método tabela de busca com degrau no vento: a) tensão do barramento CC; b) corrente do eixo direto ; c) corrente do eixo em quadratura .



Fonte: próprio autor.

Figura 53 – Aplicação do método tabela de busca com degrau no vento: Correntes do estator

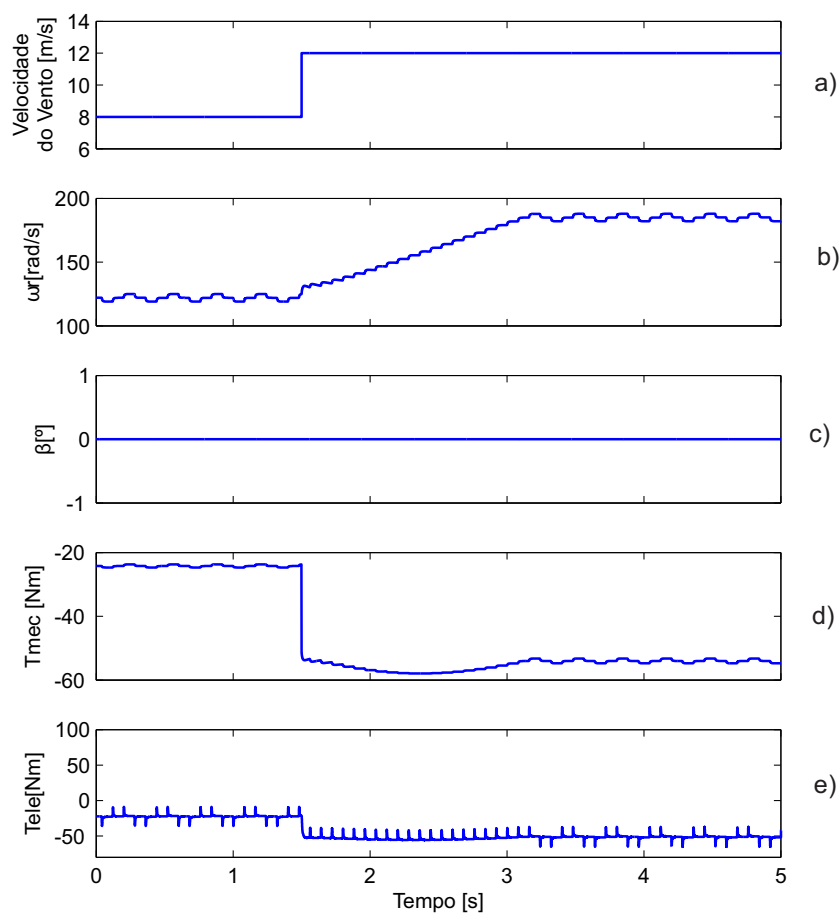


Fonte: próprio autor.

B) Perturba e Observa (P&O)

A aplicação de um degrau no vento (Figura 54a) incidente sobre as pás das turbinas tem por consequência imediata a elevação de forma proporcional da velocidade do gerador (Figura 54b). O valor do ângulo de passo das pás é mantido no valor mínimo (Figura 54c), fazendo com que o coeficiente de potência seja máximo para o ângulo de pitch ajustado, dessa forma ocorre aumento do torque (Figura 54d) acionante numa relação quadrática, acarretando em uma elevação também do torque eletromagnético do gerador (Figura 54e).

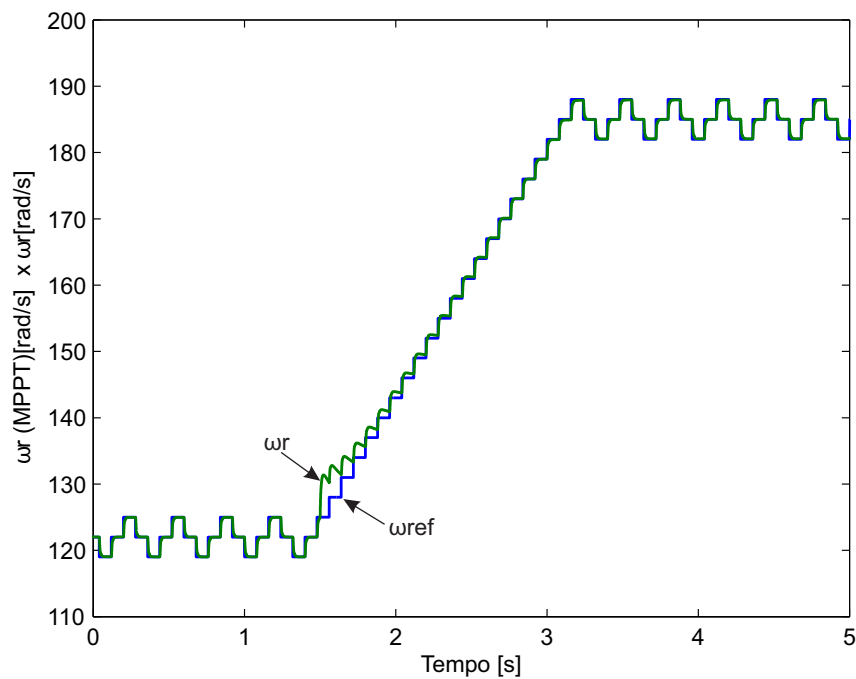
Figura 54 – Aplicação do método perturba e observa com degrau no vento : a) velocidade do vento; b) velocidade mecânica; c) ângulo de pitch; d) torque mecânico; e) torque eletromagnético. .



Fonte: próprio autor.

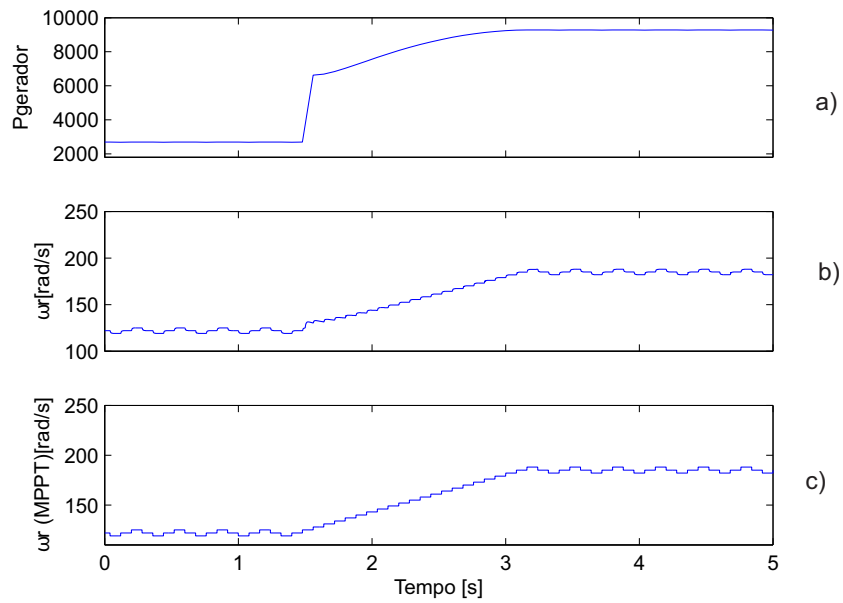
O sistema de controle, é projetado para operação a velocidade variável, de forma a atingir a velocidade ótima em regime permanente (Figura 55), com extração máxima de potência para um dado vento instantâneo. Essa velocidade ótima é atingida a partir da aplicação do algoritmo mostrado na Figura 45, onde é aplicado uma perturbação (Figura 56c) , com incremento fixo, na velocidade mecânica e é observado a potência de saída do gerador (Figura 56a), onde nesse caso o objetivo é perturbar a velocidade na mesma direção da potência, com o objetivo de fazer com que a máquina entregue a máxima potência.

Figura 55 – Aplicação do método perturba e observa com degrau no vento: Velocidade de referência do MPPT e Velocidade real .



Fonte: próprio autor.

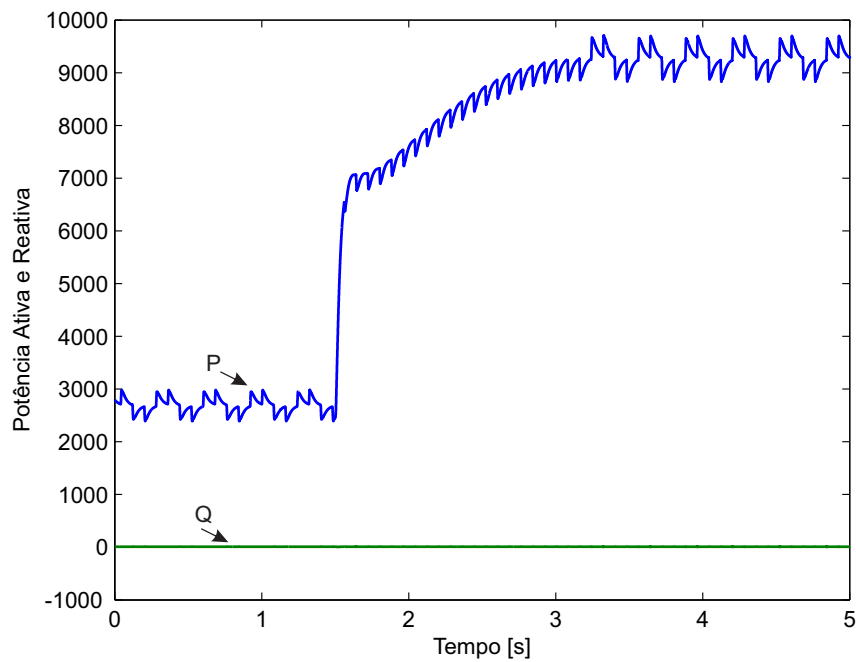
Figura 56 – Aplicação do método perturba e observa com degrau no vento: a) Potência de saída no gerador; b) velocidade real; c) velocidade referência com incremento.



Fonte: próprio autor.

Com a aplicação desse método, a máquina mesmo em regime transitorio não deixa de operar como gerador (Figura 57), isto é, seu fluxo de potência ativa é em uma única direção e próximo ao valor nominal, e a potência reativa entregue ao sistema elétrico é nula, ou seja, não há injeção de potência reativa no sistema (Figura 57). Vale salientar que os picos indesejados presentes são devido as perturbações aplicadas na velocidade mecânica, e isso gera um pequeno impacto no sistema eólico, mas nada que possa vir a prejudicar a sua conexão com a rede elétrica.

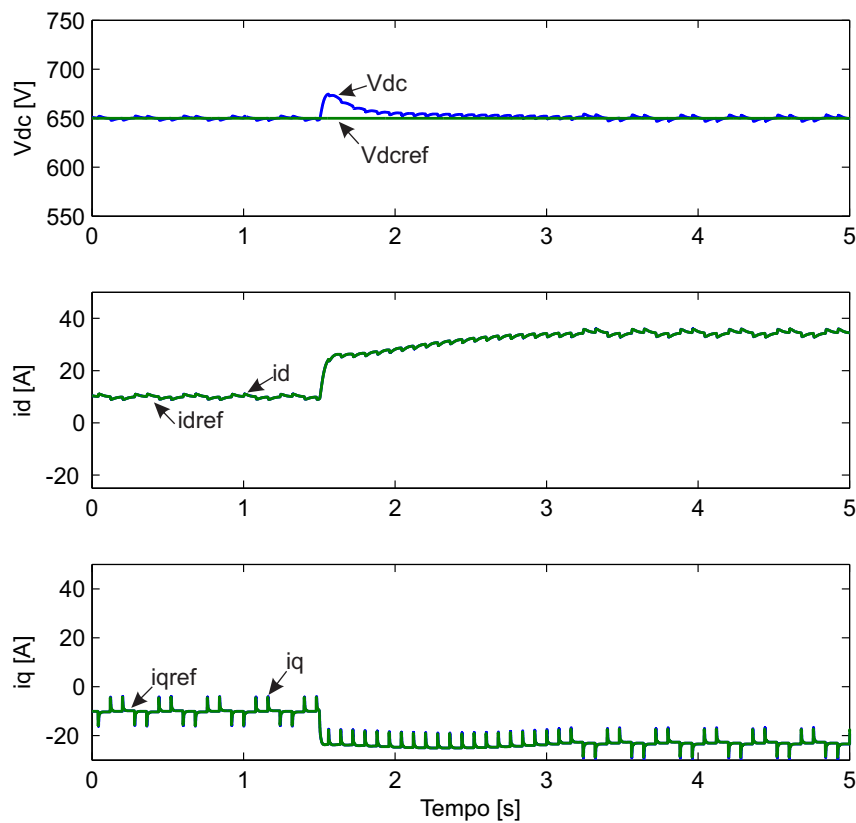
Figura 57 – Aplicação do método perturba e observa com degrau no vento: Potência Ativa e Reativa.



Fonte: próprio autor.

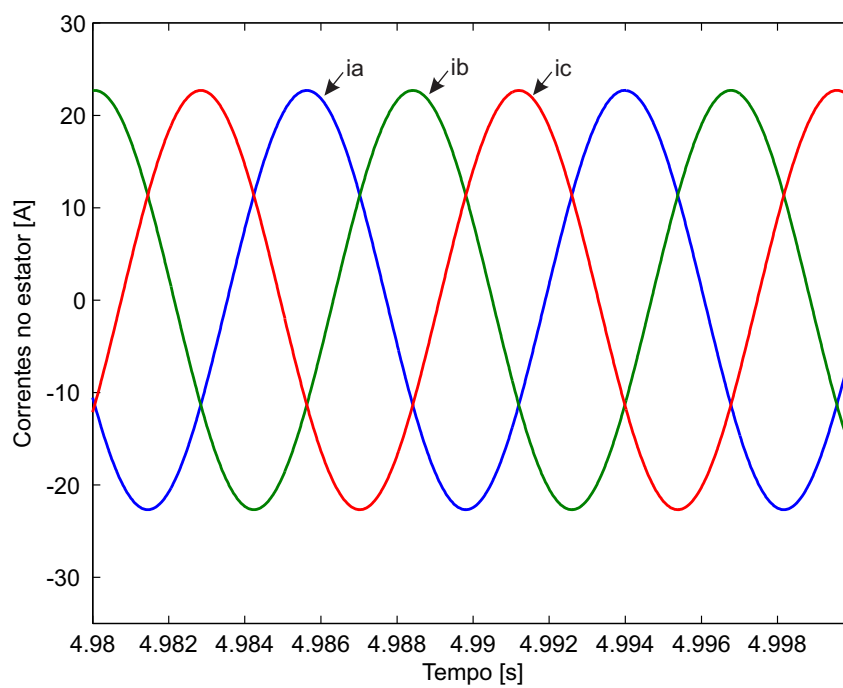
Sabe-se que a tensão do barramento CC está relacionada com a transferência de potência entre a MSTIP e o sistema elétrico através do CLR. Verifica-se um discreto aumento de aproximadamente 3% da tensão nominal (650V) no período transitório relativo a mudança da velocidade do vento do referido barramento (Figura 58a). Pode-se verificar que as correntes do estator encontram-se defasadas de 120° (Figura 59). Pode-se observar também as correntes de eixo direto (Figura 58b) e a do eixo em quadratura (Figura 58c) em referencial orientado, onde pode ser visto o bom desempenho do controlador de corrente (Figura 52c).

Figura 58 – Aplicação do método perturba e observa com degrau no vento: a) tensão do barramento CC; b) corrente do eixo direto referência ; c) corrente do eixo em quadratura .



Fonte: próprio autor.

Figura 59 – Aplicação do método perturba e observa com degrau no vento: a) correntes do estator

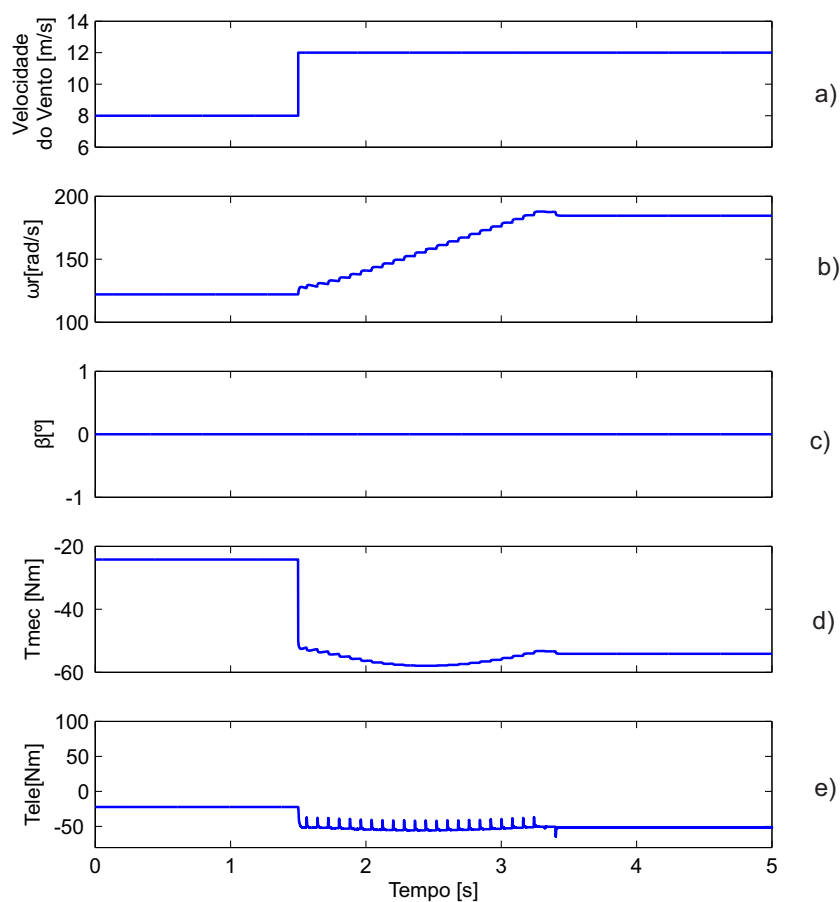


Fonte: próprio autor.

C) Perturba e Observa com passo Dinâmico ($P\&O_{din}$)

Como citado anteriormente, a aplicação de um degrau no vento (Figura 60a) sobre as pás das turbinas tem por consequência imediata a elevação da velocidade do gerador (Figura 60b). O valor do ângulo de passo das pás é mantido no valor mínimo (Figura 60c), como nas situações anteriores, fazendo com que o coeficiente de potência seja máximo para o ângulo de pitch ajustado, dessa forma ocorre aumento do torque (Figura 60d), acarretando em uma elevação também do torque eletromagnético do gerador (Figura 60e).

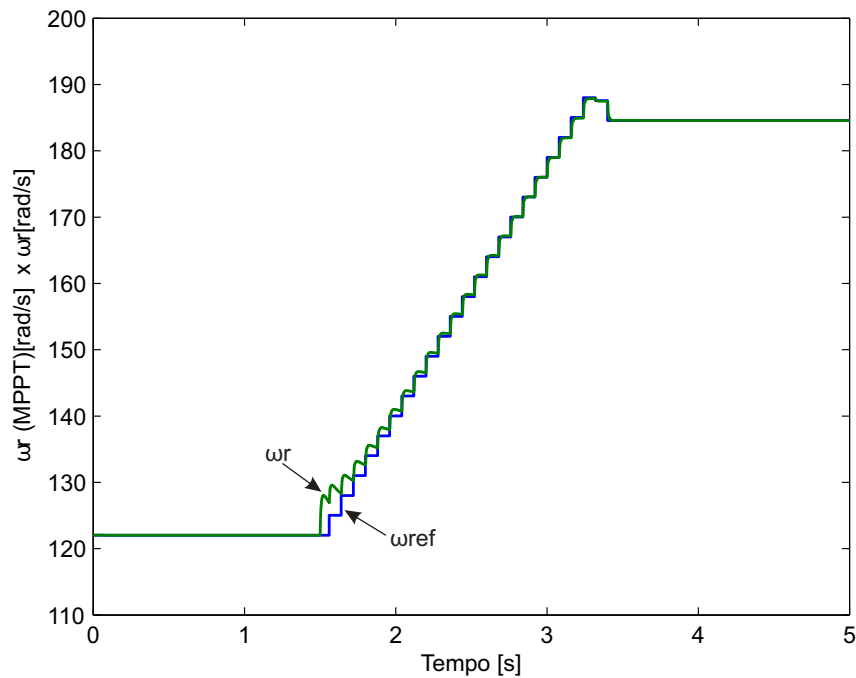
Figura 60 – Aplicação do método perturba e observa com passo dinâmico e com degrau no vento : a) velocidade do vento; b) velocidade mecânica; c) ângulo de pitch; d) torque mecânico; e) torque eletromagnético. .



Fonte: próprio autor.

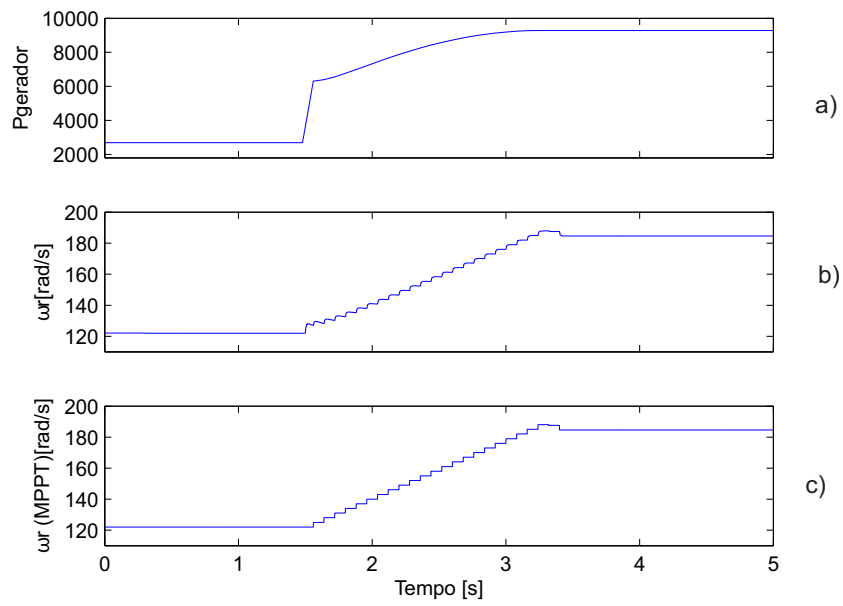
O sistema de controle, é projetado para operação a velocidade variável, de forma a atingir a velocidade ótima em regime permanente (Figura 61), com extração máxima de potência para um dado vento instantâneo. Essa velocidade ótima é atingida a partir da aplicação do algoritmo mostrado na Figura 46, onde é aplicado uma perturbação (Figura 62c), com incremento à passo variavel, na velocidade mecânica e é observado a potência de saída do gerador (Figura 62a). O incremento com passo variável acelera a resposta quando a velocidade ótima está longe da referência e diminui o erro em regime permanente, como citado no capítulo anterior. A finalidade nesse caso é perturbar a velocidade na mesma direção da potência, com o objetivo de fazer com que a máquina entregue a máxima potência. Pode-se notar claramente a diminuição do erro em regime permanente quando comparado com o método Perturba e Observa.

Figura 61 – Aplicação do método perturba e observa com passo dinâmico e com degrau no vento: Velocidade de referência do MPPT e Velocidade real.



Fonte: próprio autor.

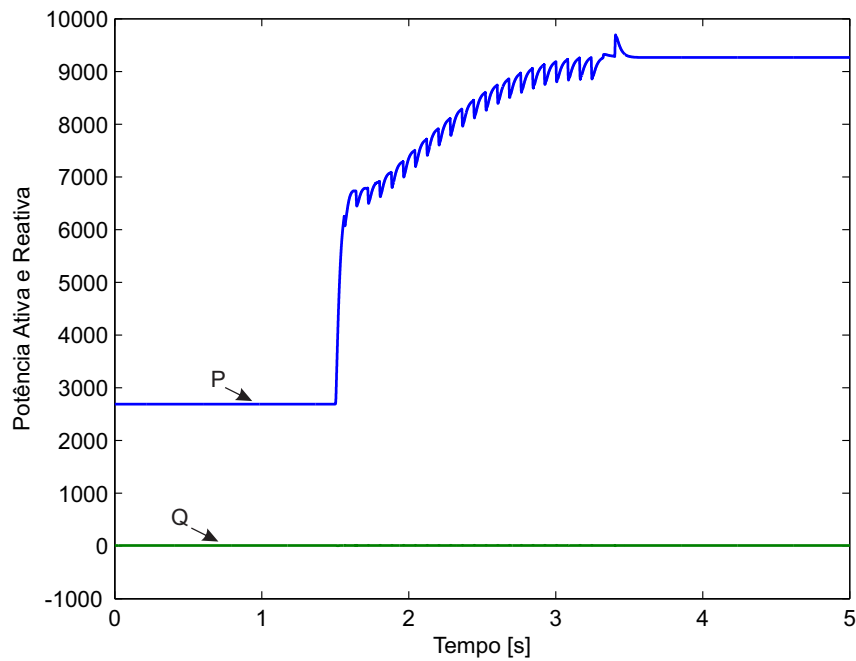
Figura 62 – Aplicação do método perturba e observa com passo dinâmico e com degrau no vento: a) Potência de saída no gerador; b) velocidade real; c) velocidade referência com incremento.



Fonte: próprio autor.

Com a aplicação desse método, a máquina mesmo em regime transitorio não deixa de operar como gerador (Figura 63) onde seu fluxo de potência é próximo ao valor nominal. A potência reativa entregue ao sistema elétrico é nula, ou seja, não há injeção de potência reativa no sistema (Figura 63). Nota-se que o erro em regime estacionário é muito próximo do zero, logo não existe mais os picos indesejados devido as perturbações, onde isso mostra a eficiência do método MPPT Perturba e Observa com passo Dinâmico.

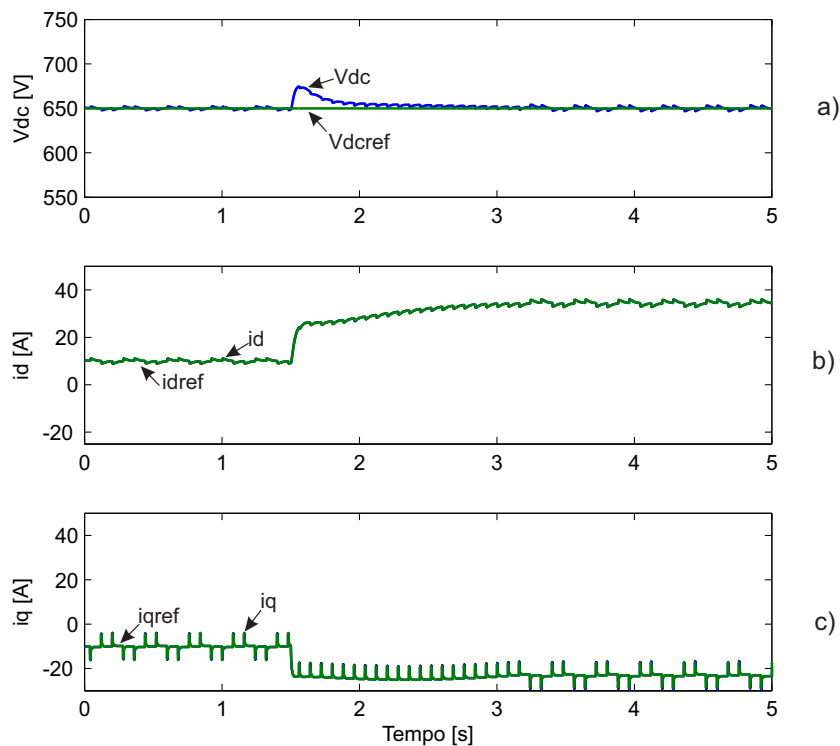
Figura 63 – Aplicação do método perturba e observa com passo dinâmico e com degrau no vento: Potência Ativa e Reativa.



Fonte: próprio autor.

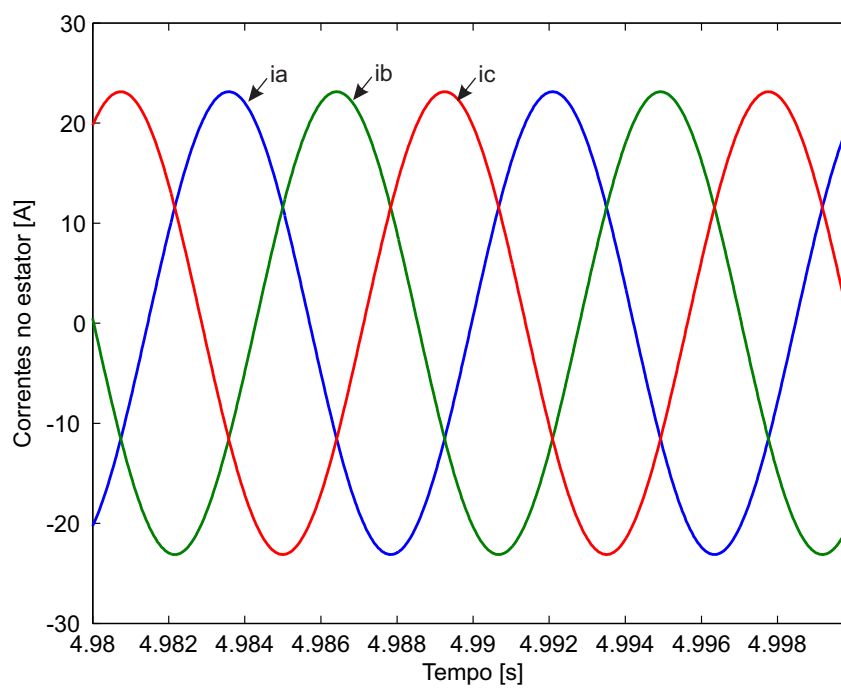
Verifica-se um discreto aumento de aproximadamente 2% da tensão nominal (650V) no período transitório relativo a mudança da velocidade do vento do referido barramento (Figura 64a), aumento esse que foi um pouco menor quando comparado com o método pertubar e observa. Verifica-se que as correntes do estator encontram-se defasadas de 120° (Figura 52b). Pode-se observar também as correntes de eixo direto (Figura 65) e a do eixo em quadratura (Figura 64b) em referencial orientado, onde pode ser visto o bom desempenho do controlador de corrente (Figura 64c).

Figura 64 – Aplicação do método perturba e observa com passo dinâmico e com degrau no vento: a) tensão do barramento CC; b) corrente do eixo direto ; c) corrente do eixo em quadratura.



Fonte: próprio autor.

Figura 65 – Aplicação do método perturba e observa com passo dinâmico e com degrau no vento: correntes do estator.



Fonte: próprio autor.

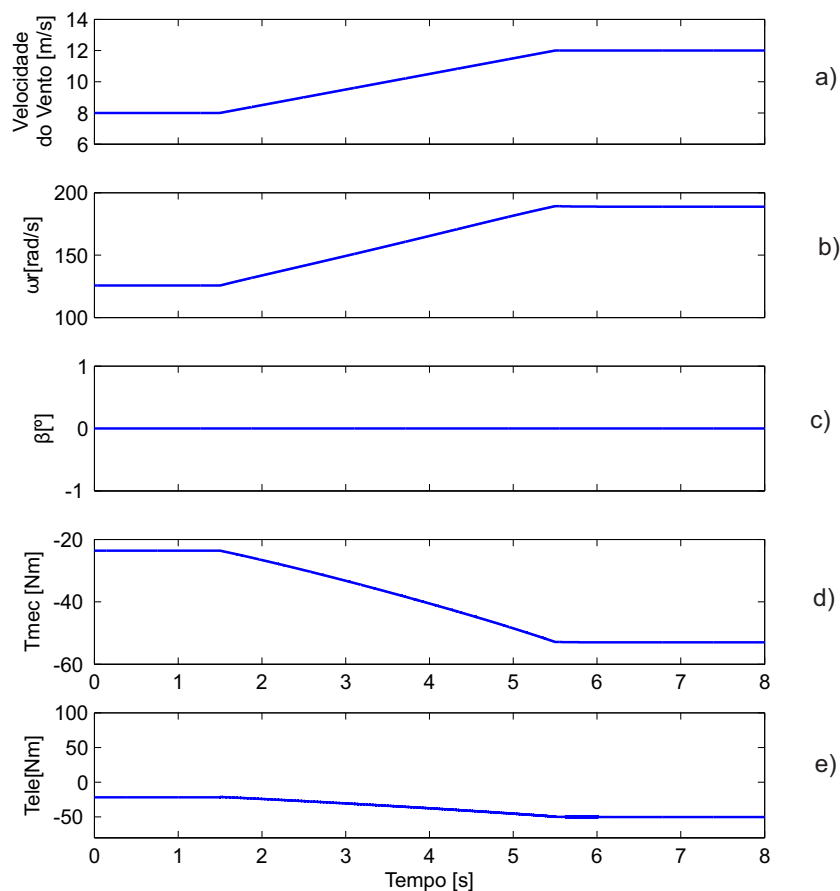
5.1.1.2 Rampa na velocidade do vento

Nesta etapa são apresentados os resultados da simulação do sistema com a aplicação de uma rampa na velocidade do vento, de 8 m/s a 12 m/s. Visando comparar o desempenho da turbina, foram implementados, de forma individual, os três métodos MPPT, como na situação anterior.

A) Tabela de Busca (*Lookup Table*)

A aplicação de um degrau no vento (Figura 66a) incidente sobre as pás das turbinas tem por conseqüência imediata a elevação de forma proporcional da velocidade do gerador (Figura 66b). O valor do ângulo de passo das pás é mantido no valor mínimo (Figura 66c), fazendo com que o coeficiente de potência seja máximo para o ângulo de pitch ajustado, dessa forma ocorre aumento do torque (Figura 66d) acionante, acarretando em uma elevação também do torque eletromagnético do gerador (Figura 66e).

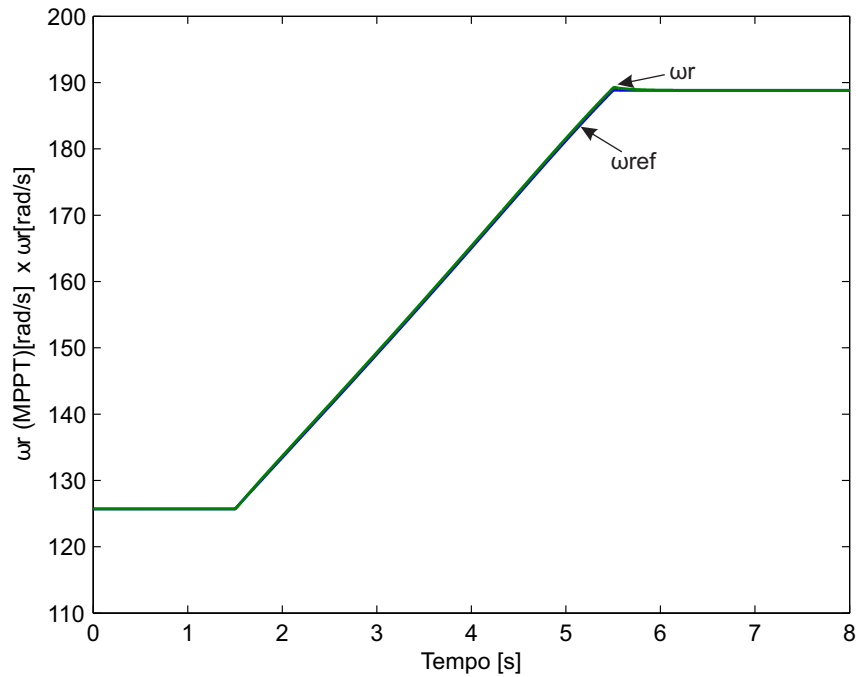
Figura 66 – Aplicação do método tabela de busca com rampa no vento : a) velocidade do vento; b) velocidade mecânica; c) ângulo de pitch; d) torque mecânico; e) torque eletromagnético. .



Fonte: próprio autor.

O sistema de controle também é projetado para operação a velocidade variável, de forma a atingir a velocidade ótima em regime permanente (Figura 67), com extração máxima de potência para um dado vento instantâneo. Para elevação de sua velocidade o gerador consome uma potência menor para produzir um conjugado eletromagnético que se subtraia ao conjugado de carga, de forma a fornecer um conjugado adequado à aceleração proposta.

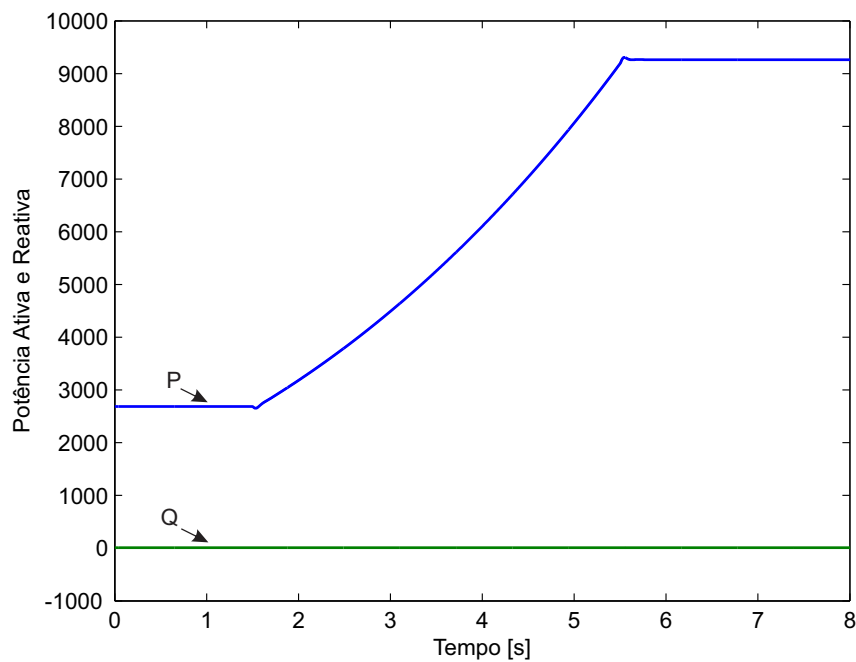
Figura 67 – Aplicação do método tabela de busca com rampa no vento: Velocidade de referência do MPPT e Velocidade real.



Fonte: próprio autor.

É observado que a máquina mesmo em regime transitorio não deixa de operar como gerador (Figura 68) onde seu fluxo de potência é próximo ao valor nominal. Vale salientar, novamente, que devido a notação de motor adotada na modelagem da máquina, o sinal da potência ativa é negativo, mas no modelo essa grandeza passa por um ganho negativo somente para critério de medição tornando a grandeza positiva. A potência reativa entregue ao sistema elétrico é nula, ou seja, não há injeção de potência reativa no sistema (Figura 68).

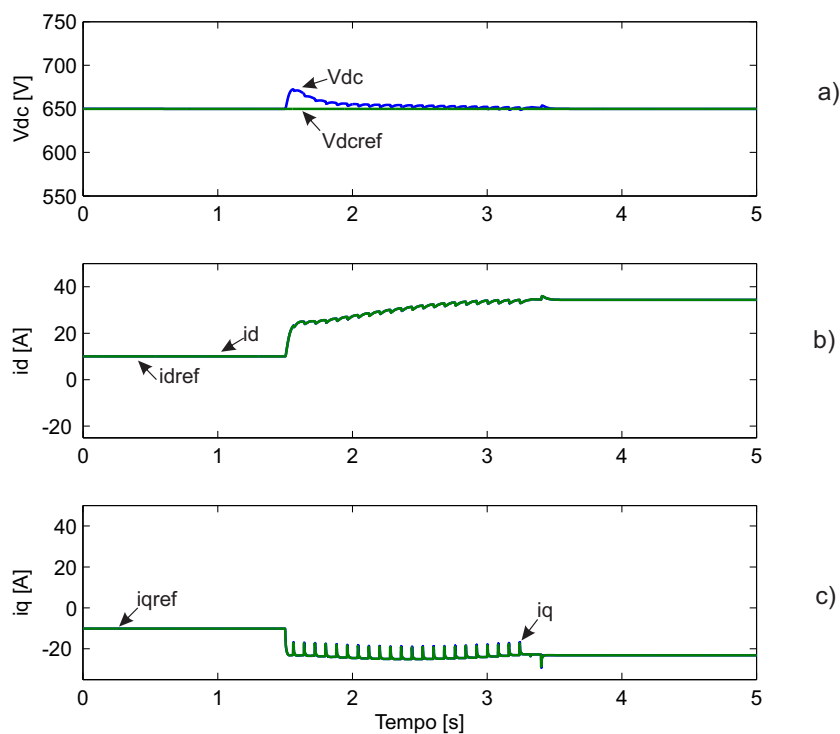
Figura 68 – Aplicação do método tabela de busca com rampa no vento: Potência Ativa e Reativa.



Fonte: próprio autor.

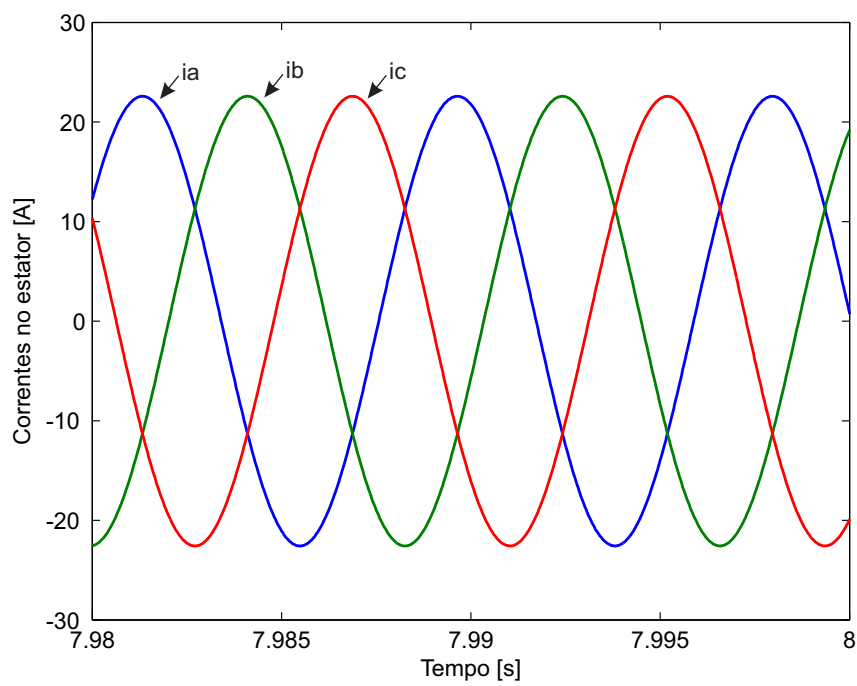
Sabe-se que a tensão do barramento CC está relacionada com a transferência de potência entre a MSTIP e o sistema elétrico através do CLR. Verifica-se o bom desempenho do controlador da tensão do barramento CC em torno tensão nominal (650V), mostrando uma boa estabilidade durante uma variação lenta na velocidade do vento (Figura 69a). Pode-se verificar que as correntes do estator encontram-se defasadas de 120° (Figura 70). Pode-se observar o bom desempenho dos controladores de corrente de eixo direto (Figura 69b) e a do eixo em quadratura (Figura 69c) em referencial orientado.

Figura 69 – Aplicação do método tabela de busca com rampa no vento: a) tensão do barramento CC; b) corrente do eixo direto ; c) corrente do eixo em quadratura .



Fonte: próprio autor.

Figura 70 – Aplicação do método tabela de busca com rampa no vento: correntes do estator.

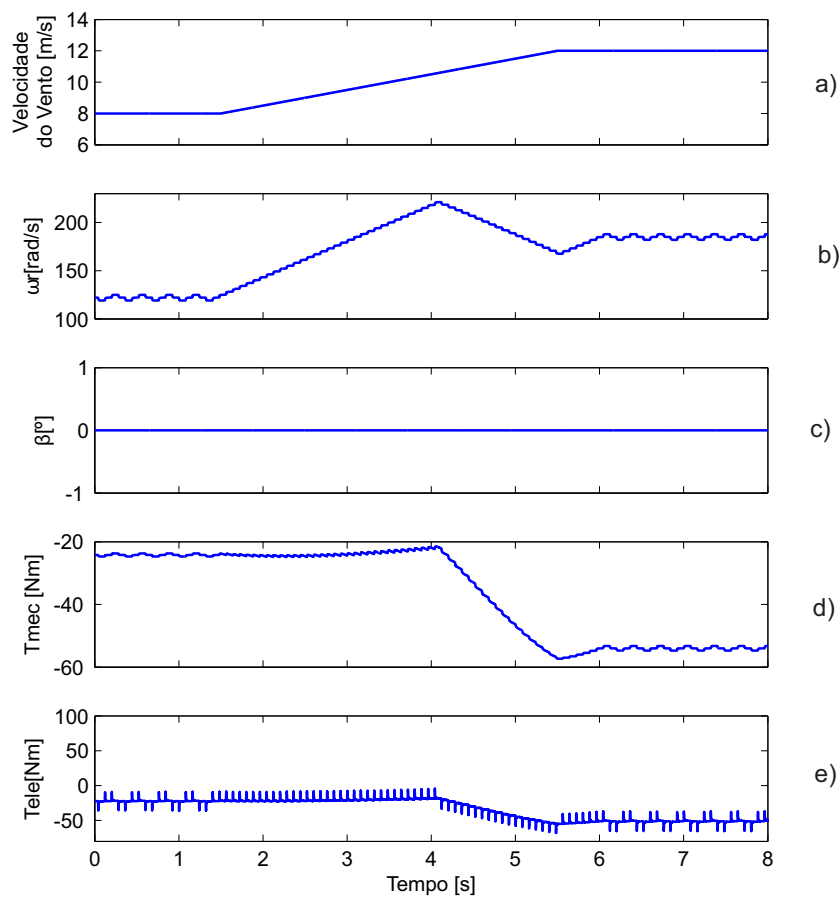


Fonte: próprio autor.

B) Perturba e Observa (P&O)

A aplicação de uma rampa no vento (Figura 71a) incidente sobre as pás das turbinas tem por consequência imediata a elevação da velocidade do gerador (Figura 71b). Dessa forma ocorre o aumento do torque (Figura 71d) acionante, acarretando em uma elevação também do torque eletromagnético do gerador (Figura 71e).

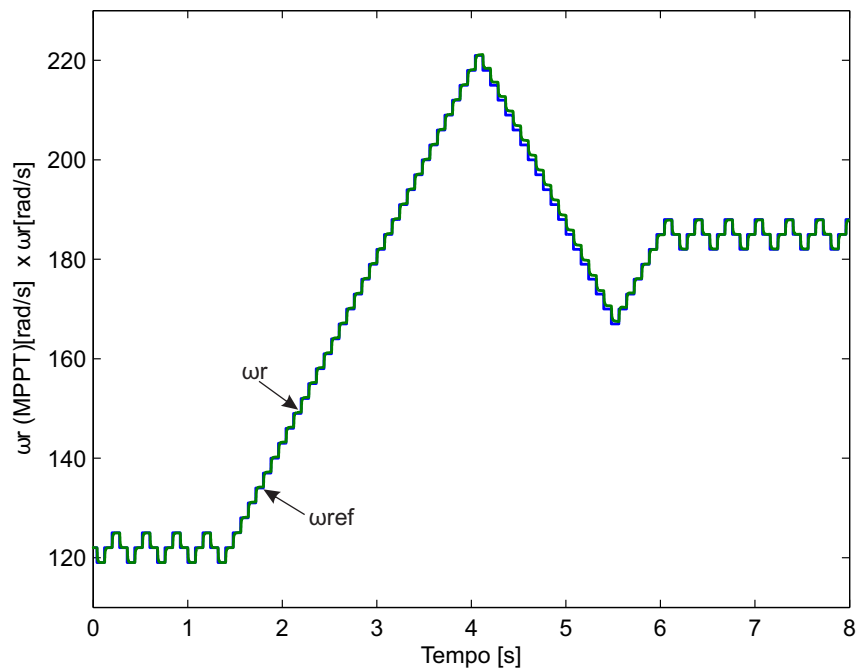
Figura 71 – Aplicação do método perturba e observa com rampa no vento : a) velocidade do vento; b) velocidade mecânica; c) ângulo de pitch; d) torque mecânico; e) torque eletromagnético. .



Fonte: próprio autor.

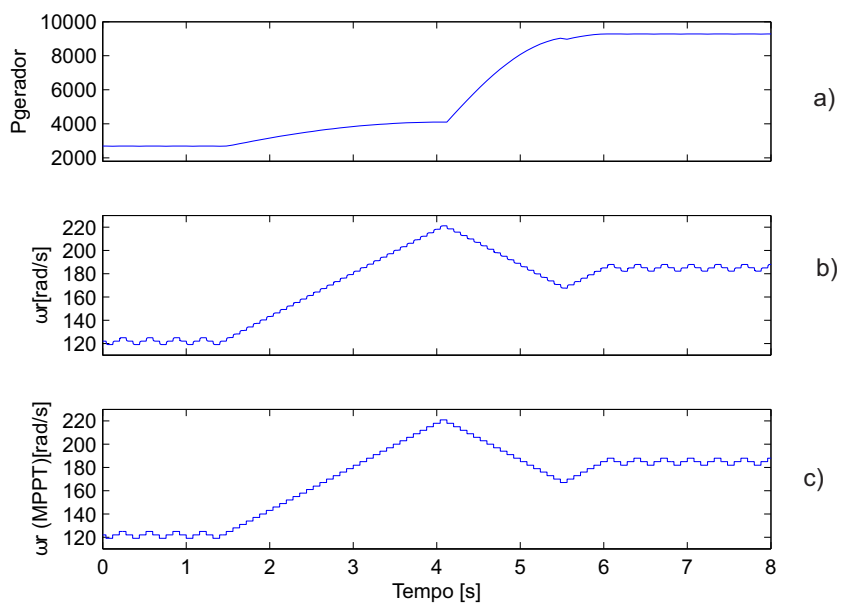
O sistema de controle, é projetado para operação a velocidade variável, de forma a atingir a velocidade ótima em regime permanente (Figura 72), com extração máxima de potência para um dado vento instantâneo. Essa velocidade ótima é atingida a partir da aplicação do algoritmo mostrado na Figura 45. Deve-se prestar bastante atenção no controle da velocidade da máquina para que a mesma não perca instabilidade com o aumento da velocidade do vento, logo foi necessário saturar a saída do MPPT para que a máquina entrasse em regime após o período transitório (Figura 72). É aplicada uma perturbação (Figura 73c), com incremento fixo, na velocidade mecânica e é observado a potência de saída do gerador (Figura 73a), onde nesse caso o objetivo é perturbar a velocidade na mesma direção da potência, com o objetivo de fazer com que a máquina entregue a máxima potência.

Figura 72 – Aplicação do método perturba e observa com rampa no vento: Velocidade de referência do MPPT e Velocidade real.



Fonte: próprio autor.

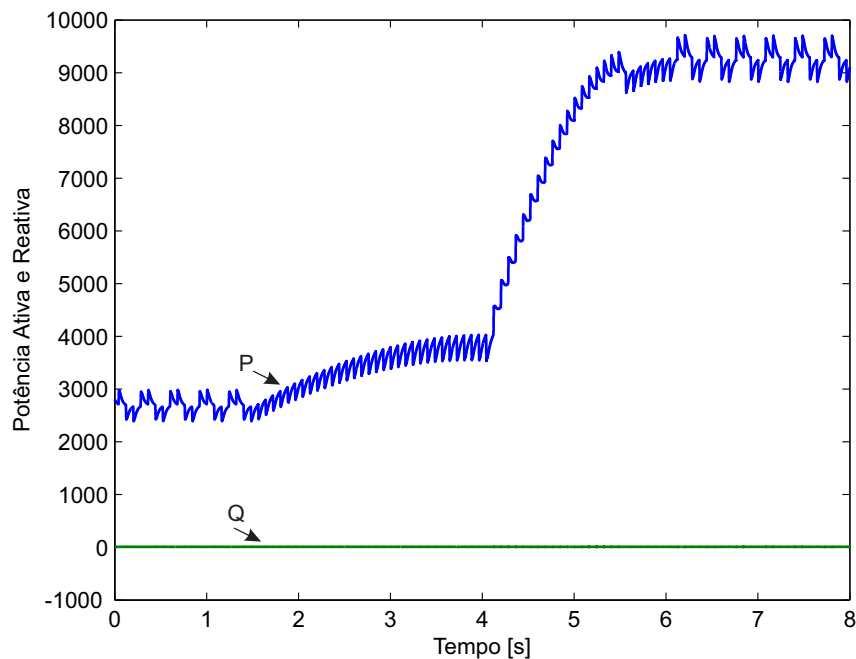
Figura 73 – Aplicação do método perturba e observa com rampa no vento: a) Potência de saída no gerador; b) velocidade real; c) velocidade referência com incremento.



Fonte: próprio autor.

Com a aplicação desse método, a máquina mesmo em regime transitorio não deixa de operar como gerador (Figura 74), isto é, seu fluxo de potência ativa é em uma única direção e próximo ao valor nominal médio, e a potência reativa entregue ao sistema elétrico é nula, ou seja, não há injeção de potência reativa no sistema (Figura 74). Vale salientar que os picos indesejados presentes são devido as perturbações aplicadas na velocidade mecânica, e isso gera um pequeno impacto no sistema eólico, mas nada que possa vir a prejudicar a sua conexão com a rede elétrica.

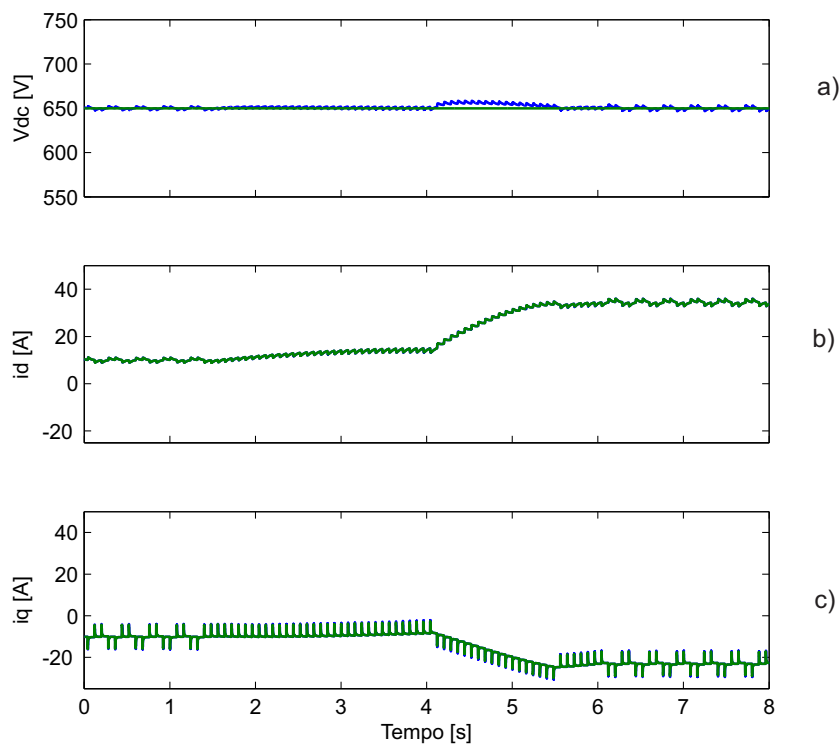
Figura 74 – Aplicação do método perturba e observa com rampa no vento: Potência Ativa e Reativa.



Fonte: próprio autor.

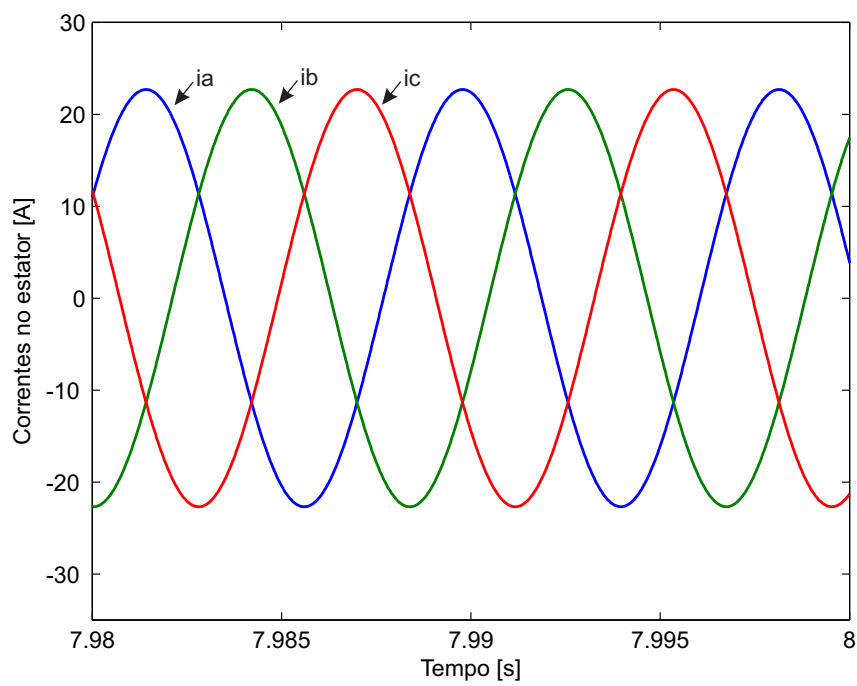
A tensão do barramento CC está relacionada com a transferência de potência entre a máquina síncrona e o sistema elétrico através do CLR. Verifica-se o bom desempenho do controlador da tensão do barramento CC em torno tensão nominal (650V) e um discreto aumento, após o período transitorio, de aproximadamente 1% em torno da tensão nominal, mostrando uma boa estabilidade durante uma variação lenta na velocidade do vento (Figura 75a). Pode-se verificar que as correntes do estator encontram-se defasadas de 120° (Figura 76). Observa-se também o bom desempenho dos controladores de corrente de eixo direto (Figura 75b) e a do eixo em quadratura (Figura 75c) em referencial orientado.

Figura 75 – Aplicação do método pertuba e observa com rampa no vento: a) tensão do barramento CC; b) corrente do eixo direto ; c) corrente do eixo em quadratura .



Fonte: próprio autor.

Figura 76 – Aplicação do método perturba e observa com rampa no vento: correntes do estator.

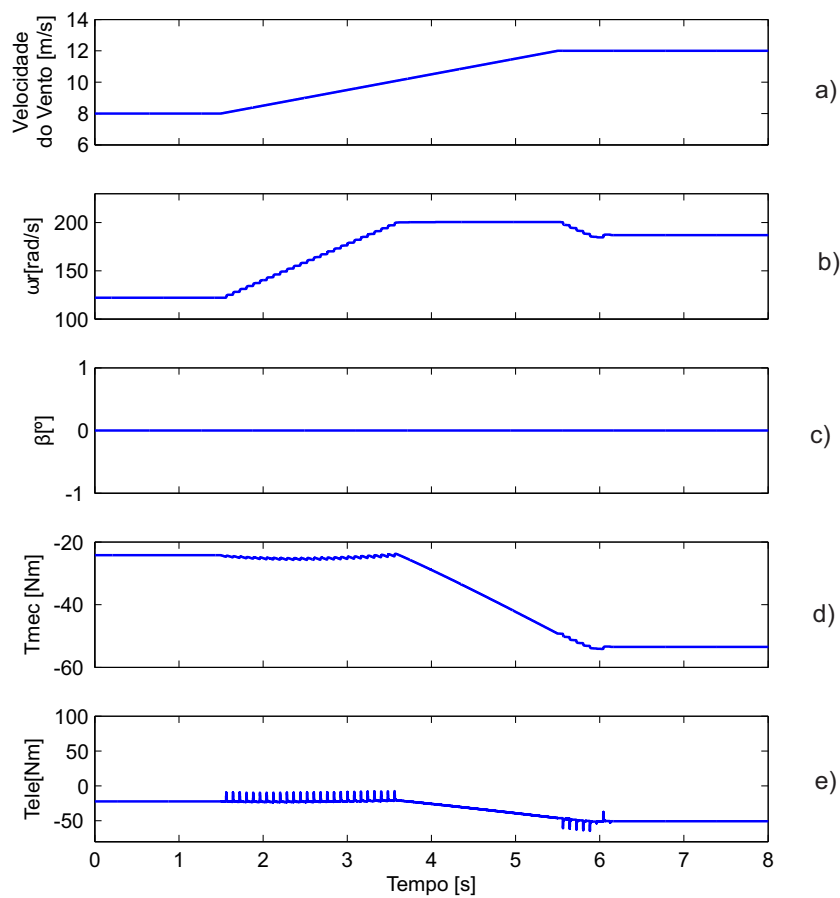


Fonte: próprio autor.

C) Perturba e Observa com passo Dinâmico ($P\&O_{din}$)

Como citado anteriormente, a aplicação de uma rampa no vento (Figura 77a) sobre as pás das turbinas tem por consequência imediata a elevação da velocidade do gerador (Figura 77b). Dessa forma ocorre aumento do torque (Figura 77d), acarretando em uma elevação também do torque eletromagnético do gerador (Figura 77e).

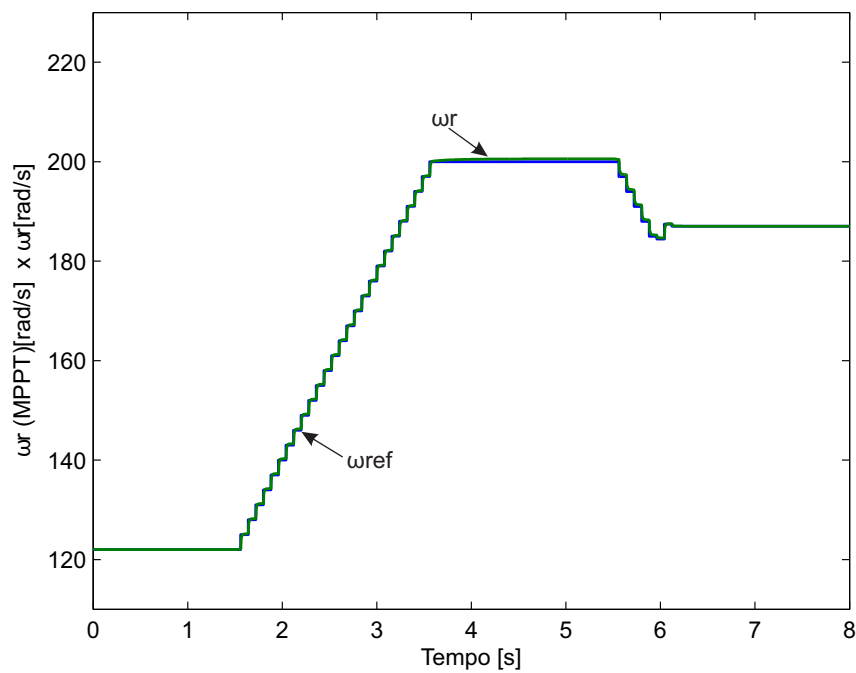
Figura 77 – Aplicação do método perturba e observa com passo dinâmico e com rampa no vento : a) velocidade do vento; b) velocidade mecânica; c) ângulo de pitch; d) torque mecânico; e) torque eletromagnético. .



Fonte: próprio autor.

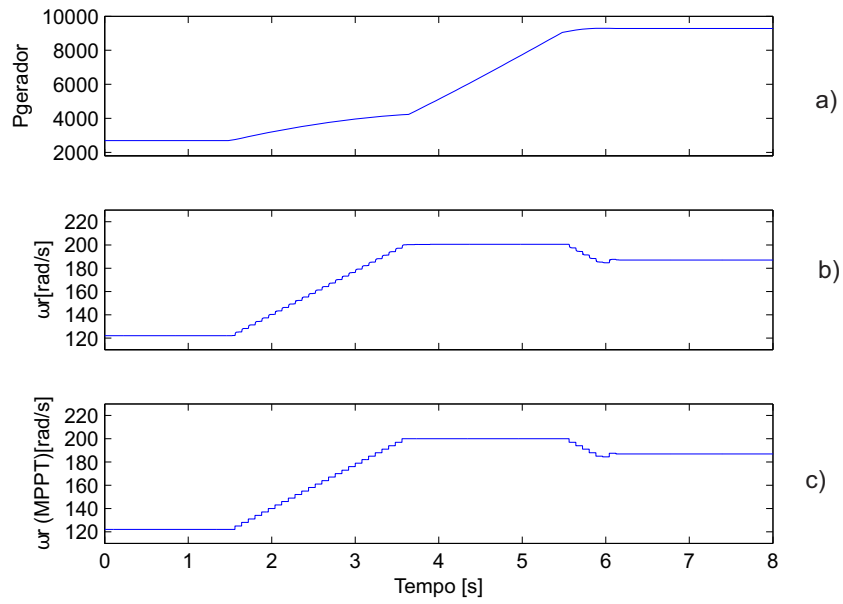
O sistema de controle, é projetado para operação a velocidade variável, de forma a atingir a velocidade ótima em regime permanente (Figura 78), com extração máxima de potência para um dado vento instantâneo. Essa velocidade ótima é atingida a partir da aplicação do algoritmo mostrado na Figura 46, onde é aplicado uma perturbação (Figura ??c), com incremento à passo variavel, na velocidade mecânica e é observado a potência de saída do gerador (Figura ??a). O incremento com passo variável acelera a resposta quando a velocidade ótima está longe da referência e diminui o erro em regime permanente. Deve-se prestar bastante atenção no controle da velocidade da máquina para que a mesma não perca instabilidade com o aumento da velocidade do vento, logo é necessário saturar a saída do MPPT para que a máquina entre em regime após o periodo transitório (Figura 78). A finalidade nesse caso é perturbar a velocidade na mesma direção da potência, com o objetivo de fazer com que a máquina entregue a máxima potência. Pode-se notar claramente a diminuição do erro em regime permanente quando comparado com o método perturba e observa.

Figura 78 – Aplicação do método perturba e observa com passo dinâmico e com rampa no vento: Velocidade de referência do MPPT e Velocidade real.



Fonte: próprio autor.

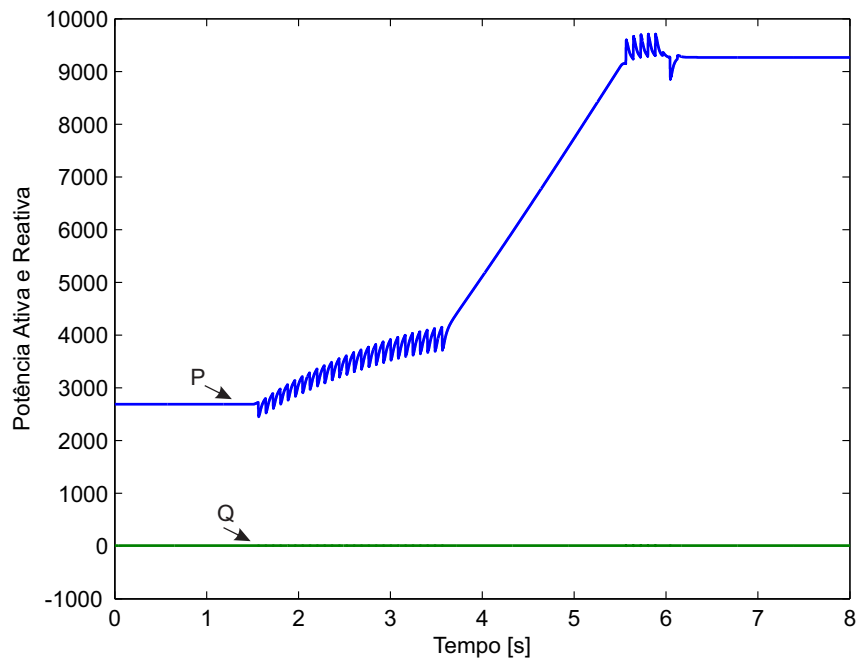
Figura 79 – Aplicação do método perturba e observa com passo dinâmico e com rampa no vento: a) Potência de saída no gerador; b) velocidade real; c) velocidade referência com incremento.



Fonte: próprio autor.

Com a aplicação desse método, a máquina mesmo em regime transitorio não deixa de operar como gerador (Figura 80) onde seu fluxo de potência é próximo ao valor nominal. A potência reativa entregue ao sistema elétrico é nula, ou seja, não há injeção de potência reativa no sistema (Figura 80). Nota-se que o erro em regime estacionário é muito próximo do zero, logo não existe mais os picos indesejados devido as perturbações, onde isso mostra, mais uma vez, a eficiência do método MPPT Perturba e Observa com passo Dinâmico.

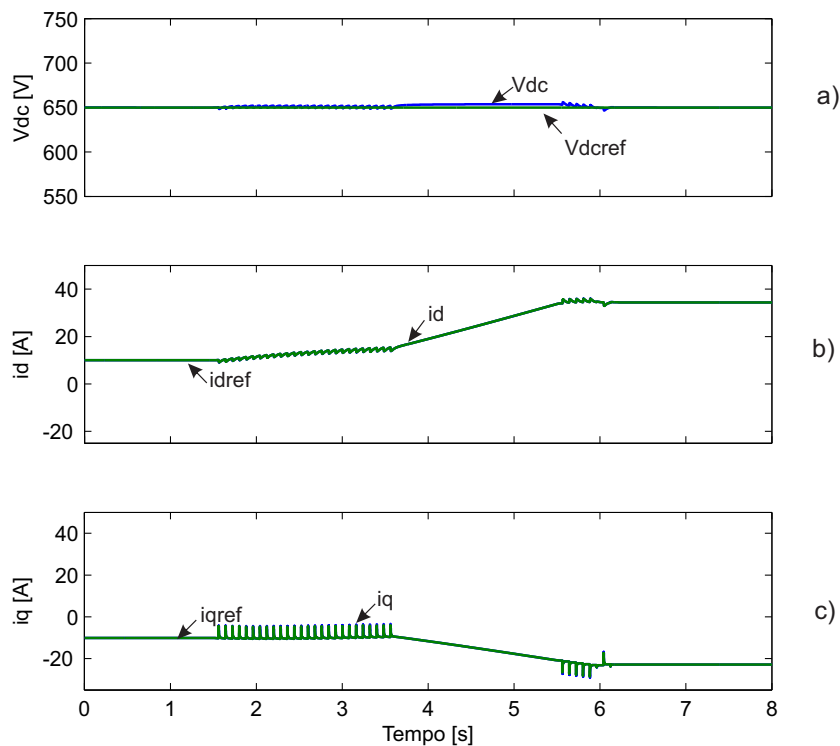
Figura 80 – Aplicação do método perturba e observa com passo dinâmico e com rampa no vento: Potência Ativa e Reativa.



Fonte: próprio autor.

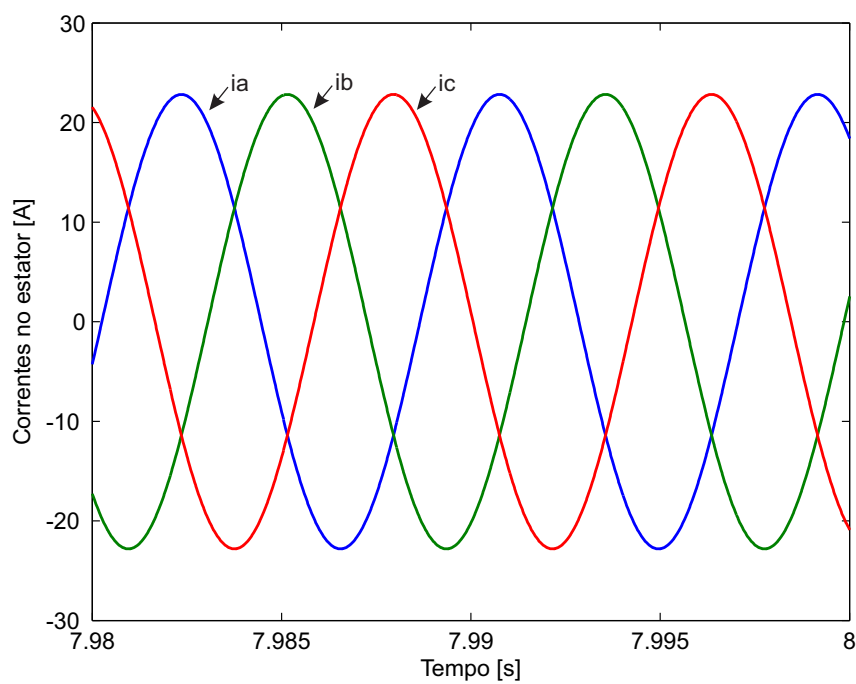
Verifica-se o bom desempenho do controlador da tensão do barramento CC em torno tensão nominal (650V) mesmo após o período transitório, mostrando uma boa estabilidade durante uma variação lenta na velocidade do vento (Figura 81a). Pode-se verificar que as correntes do estator encontram-se defasadas de 120° (Figura 82). Observa-se também o bom desempenho dos controladores de corrente de eixo direto (Figura 81b) e a do eixo em quadratura (Figura 81c) em referencial orientado.

Figura 81 – Aplicação do método perturba e observa com passo dinâmico e com rampa no vento: a) tensão do barramento CC; b) corrente do eixo direto ; c) corrente do eixo em quadratura .



Fonte: próprio autor.

Figura 82 – Aplicação do método perturba e observa com passo dinâmico e com rampa no vento: correntes do estator.



Fonte: próprio autor.

5.1.2 Comparação entre os métodos implementados

Para análise comparativa, foi medida a transferência de energia em cada método. Foi tomado como referência o método tabela de busca por ser mais próximo do real. Pode ser visto nas Tabela 2,3 e 4 as características dos MPPT's.

Tabela 2 – Características dos MPPTs implementados

Características	<i>Lookup Table</i>	P&O	<i>P&O_{din}</i>
Dependência dos parâmetros da turbina	Sim	Não	Não
Dependência dos parâmetros ambientais	Sim	Não	Não
Implementação	Complexa	Simple	Média
Sensores	v_v e ω_r	v, i e ω_r	v, i e ω_r
Custo	Elevado	Baixo	Baixo

Fonte: próprio autor.

Tabela 3 – Características dos MPPTs com degrau no vento

	<i>Lookup Table</i>	P&O	<i>P&O_{din}</i>
Energia	46390	46280	46320
Rendimento	100%	99,76%	99,85%

Fonte: próprio autor.

Para a análise dos resultados da Tabela 3 e 4 foi considerado o método *Lookup Table* como referência por apresentar o maior rendimento. A desvantagem deste método para além da complexidade e custo é a dependência dos parâmetros da turbina, exigindo um ajuste das curvas para extrair a máxima potência. O MPPT P&O é interessante quando se pretende implementar um sistema de baixo custo e com baixo grau de complexidade, sem sacrificar muito rendimento. O MPPT *P&O_{din}* com passo dinâmico é uma solução interessante a nível de complexidade, que acarreta a um acréscimo da eficiência se aproximando do valor do *Lookup Table*

Tabela 4 – Características dos MPPTs com rampa no vento

	<i>Lookup Table</i>	P&O	<i>P&O_{din}</i>
Energia	43780	42850	43100
Rendimento	100%	97,87%	98,45%

Fonte: próprio autor.

6 Conclusão

6.1 Conclusões

Este trabalho apresenta um estudo de implementação de uma turbina eólica conectada a uma máquina síncrona trifásica a ímã permanente, com o objetivo de estudar o funcionamento do sistema eólico com a implementação de três tipos de MPPTs. No trabalho foi realizado o dimensionamento e controle de um sistema de conversão de energia eólica. Foram aplicados algoritmos de controle de modo a alcançar, de forma satisfatória, as funcionalidades e potencialidades do sistema.

O modelo foi desenvolvido na plataforma computacional *MATLAB/SIMULINK*, ferramenta utilizada no meio acadêmico, que apresenta grande flexibilidade na implementação de estratégias de controle e modelagem de sistemas eólicos.

No segundo capítulo foi feita uma revisão bibliográfica referente aos sistemas eólicos, apresentando os diversos tipos de tecnologias existentes no setor e a descrição das diversas configurações de operação dos sistemas.

No terceiro capítulo foi apresentado o modelo matemático de uma turbina eólica de acordo com seus valores de operação com variações de vento, velocidade e ângulo de pitch. Foi descrito, também, o modelo matemático equivalentes em componentes de fase e em componentes $dq0$ (vetorial), de uma máquina síncrona trifásica com excitação de campo e enrolamentos amortecedores. Algumas adaptações e considerações foram realizadas no modelo vetorial da máquina para obtenção do modelo da máquina síncrona trifásica a ímã permanente. A MSTIP implementada nas simulações foi a assimétrica, ou seja, o ângulo θ de defasagem entre os conjuntos dos enrolamentos do estator foi de 120° , evidenciado nas simulações de regime permanente. Foi descrito, também, princípio de funcionamento de um conversor trifásico na configuração *back-to-back* com suas respectivas estratégias de controle para operação de um aerogerador à velocidade variável.

As estratégias de controle implementadas mostraram-se bastante satisfatórias apresentando uma confiabilidade no método de determinação dos ganhos dos controladores (Método do tempo de subida e de pico da função transferência), observados nas simulações de distúrbios do vento, onde as referências de tensão do barramento CC e velocidade. O desacoplamento das correntes de eixo direto e em quadratura dos conjuntos de enrolamentos dos estator, facilitou a implementação da estratégia de controle das correntes de eixo direto e quadratura, onde as mesmas seguiram as variáveis do modelo referência. As simulações realizadas com a implementação de cada método, mostraram que, após o período transitório. Durante as análises, foi possível verificar que dependendo do distúrbio aplicado, a máquina

sincrona poderia funcionar como motor no período transitório, mas valores de potência ativa e reativa se restabeleceram de forma satisfatória não gerando impactos da conexão do aeogerador com a rede elétrica.

No quarto capítulo foi feita uma revisão de alguns MPPTs utilizados para transferência da máxima potência em eólica. Os métodos implementados no sistema, mostraram bons resultados perante o funcionamento da máquina. Foram implantados três métodos MPPT Tabela de Busca (*Lookup Table*), Perturba e Observa (P&O) e o Perturba e Observa com passo Dinâmico ($P\&O_{din}$). O primeiro foi utilizado como referência para os demais métodos, por ser um método aplicado tomando como base as características da turbina. Na simulação a curva utilizada foi a da potência da turbina, que é específica para a turbina implementada. Os resultados obtidos foram satisfatórios perante o degrau e a rampa de vento, onde o algoritmo ofereceu a velocidade de referência para a máquina entregar a máxima potência. Uma observação vista no funcionamento da máquina com esse método, é que perante ao degrau de vento no regime transitorio a máquina funcionou como motor e isso pode gerar impactos internos na máquina.

A implementação do segundo método foi mais simples, por ser um método que independe dos parâmetros da turbina. Os parâmetros utilizados para sua implementação é somente a medição de potência e velocidade da máquina, fazendo com que o mesmo seja utilizado para qualquer turbina eólica. Seu funcionamento se baseia na perturbação da velocidade mecânica e observação da potência de saída. Sua desvantagem está na maneira de perturbar que é fixa, isto é, esse método perturba a velocidade com incremento fixo e isso faz com que ocorra o aumento do erro em regime permanente, fazendo com que as grandezas de saída do sistema eólico apresentem pequenos distúrbios e oscilações, gerando instabilidade.

Na implementação do terceiro método o nível de dificuldade foi um pouco superior ao primeiro, ele também é um método que independe dos parâmetros da turbina. Os parâmetros utilizados para sua implementação, também é a medição de potência e velocidade da máquina, fazendo com que o mesmo seja utilizado para qualquer turbina eólica. Seu funcionamento se baseia na perturbação da velocidade mecânica e observação da potência de saída. Sua vantagem está na maneira de perturbar que é variável, isto é, o algoritmo acelera a resposta quando a velocidade ótima está longe da referência e diminui o erro em regime estacionário e isso pôde ser visto nas simulações, onde as grandezas de saída do sistema eólico apresentaram uma variação quase nula em regime permanente. Com a implementação desse método, o sistema apresentou oscilações durante o período transitório, onde isso não pode ser visto na implementação do segundo. Logo o terceiro método ($P\&O_{din}$), mostrou menor erro em comparação ao segundo (P&O), mostrando-se ser uma boa solução melhorar eficiência e estabilidade ao sistema. Na comparação do MPPTs pôde-se ver que o MPPT *Lookup Table* tem mais rendimento dos três, mas também é o que acarreta mais custos, complexidade de implementação e é dependente dos parâmetros da turbina. O MPPT (P&O) com passo fixo tem menos eficiência em comparação ao *Lookup Table*, mas dos três é o mais simples de implementar. O ($P\&O_{din}$) apresenta um

bom compromisso entre complexidade e eficiência de seguimento. O aumento de eficiência, em relação ao MPPT P&O, mostrou com que o erro de regime permanente seja muito baixo. Vale citar, mais uma vez, que esse método passa a ser uma solução bastante interessante pois não depende dos parâmetros da máquina elétrica.

Os resultados das simulação mostraram o rastreamento bem sucedido da máxima extração de potência para diferentes distúrbios ocorrido no vento.

Assim, o trabalho realizado apresenta uma contribuição para o estudo de novos métodos, de baixo custo de implementação, que podem ser implementados nos controladores das turbinas para maximizar a geração de energia elétrica a partir da variação da velocidade do vento.

6.2 Sugestões para Trabalhos Futuros

XXXX

Referências

- ABREU SHAHIDEHPOUR, M. Wind energy and power system inertia. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, n. 6, p. 2006, 2006. Citado na página 18.
- ACKERMANN, T. *Wind Power in Power Systems*. England: Wiley, 2005. Citado 7 vezes nas páginas 22, 25, 26, 31, 32, 33 e 37.
- ANDERSON BOSE, A. Stability simulation of wind turbine systems. *IEEE Transactions on*, n. 12, p. 3791–3795, March 1983. Citado 2 vezes nas páginas 22 e 37.
- AZEVEDO, G. M. d. S. *Sistema de Conversão de Energia Fotovoltaica com Compensação Baseada em Corrente e Tensão*. Dissertação (Tese de Doutorado) — Universidade Federal de Pernambuco, 2011. Citado na página 61.
- BIM, E. *Máquinas Elétricas e Acionamento*. [S.l.]: ED CAMPUS, 3ed, 2012. Citado na página 34.
- BLAABJERG F. CHEN, Z. *Power Electronics for Modern Wind Turbines*. New York: Morgan Claypool Publishers, 2006. Citado na página 52.
- Caetano, Rafael de Carvalho . *ANÁLISE DE UMA MÁQUINA SÍNCRONA DE ÍMÃ PERMANENTE COM TENSÃO NÃO SENOIDAL*. Dissertação (Projeto de Graduação) — UFRJ/ POLI/ Engenharia Elétrica, 2013. Citado 2 vezes nas páginas 34 e 35.
- CAMPOS, F. G. R. D. *Geração de Energia a Partir de Fonte Eólica com Gerador Assíncrono Conectado a Conversor Estático Duplo*. Dissertação (Dissertação de Mestrado) — Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2004. Citado 2 vezes nas páginas 28 e 31.
- CHEN Z.; GUERRERO, J. B. F. review of the state of the art of power electronics for wind turbines. *Power Electronics, IEEE Transactions on*, p. 1859–1875, 2009. Citado na página 52.
- DELLEZZOPOLLES.JR, CYRIO FLEREMOSCH . *Análise dinâmica de Torres de Energia Eólica*. Dissertação (Dissertação de Mestrado) — Universidade de Brasília, 2011. Citado na página 23.
- DEWI. *Energia Eólica: Técnicas Básicas*. Alemanha: Instituto Alemão de Energia Eólica, 2004. Citado na página 27.
- EPE. *Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica*. Rio de Janeiro: EPE, 2016. 452p p. Citado na página 18.
- ERNANO,A.J. *Estratégia de Conversor para Interligação de Sistemas de Geração Eólica à Rede Elétrica*. Dissertação (Dissertação de Mestrado) — UFRN, 2014. Citado 4 vezes nas páginas 21, 52, 53 e 55.
- FITZGERALD A.E., K. J. K. *Máquina Elétricas*. Brasil: MacGraw-Hill do Brasil,Ltda., 1975. Citado na página 31.
- FRERIS, L. L. *Wind Energy Conversion Systems*. London, UK: Prentice Hall, 1990. Citado 2 vezes nas páginas 37 e 39.

- JASEN, W. P.T. *Rotor Design for Horizontal Axis windmills*. Netherlands: S.W.D, 1977. Citado na página 37.
- J.C.Viterbo. *Geração de Energia Elétrica a partir da fonte eólica offshore*. Dissertação (Dissertação de Mestrado) — Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2008. Citado na página 18.
- JOHNSON, G. L. *Wind Energy Systems*. Manhattan: Electronic Edition, 2001. Citado na página 28.
- KIM, N. Comparative analysis of 10 mw class geared and gearless type superconducting synchronous generators for a wind power generation system. *Applied Superconductivity, IEEE Transactions on.*, v. 22, p. 5202004–5202004, 2012. Citado 2 vezes nas páginas 22 e 37.
- KOSOW, I. I. *Máquinas Elétricas e Transformadores*. São Paulo: Globo, 1994. Citado na página 31.
- KOT M. ROLAK, e. M. M. R. Comparison of maximum peak power tracking algorithms for small wind turbine. *Mathematics and Computers in Simulation*, p. 29–40, 2013. Citado 2 vezes nas páginas 70 e 72.
- L. T. F. Soares. *Contribuição ao Controle de um Conversor Reversível Aplicado a um Aerogerador Síncrono a Ímãs Permanentes*. Dissertação (Dissertação de Mestrado) — Universidade Federal de Minas Gerais, 2012. Citado 2 vezes nas páginas 53 e 54.
- M.A. YATIM A.H.M., T. C. e. S. R. A. A review of maximum power point tracking algorithms for wind energy conversion systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, p. 3220–3227, 2012. Citado na página 72.
- MARQUES.J. *Turbinas Eólicas: Modelo, Análise e Controle do gerador de indução com dupla alimentação*. Dissertação (Dissertação de Mestrado) — Universidade Federal de Santa Maria, 2004. Citado 2 vezes nas páginas 32 e 33.
- MELLO, F. P. de. *Dinâmica das Máquinas Elétricas-I*. New York: UFSM, 1983. Citado na página 46.
- MENDES, T. F. ESTUDO DE SENSIBILIDADE E DIMENSIONAMENTO ESTRUTURAL DE TORRES TUBULARES PARA GERADORES EÓLICOS. VI NATIONAL CONGRESS OF MECHANICAL ENGINEERING, Instituto Tecnológico de Aeronáutica, 2010. Citado na página 23.
- NEVES, F. Notas de aula Máquina síncrona. UFPE, Recife, 2014. Citado 2 vezes nas páginas 46 e 47.
- OLIVEIRA, A. C. C. de. *Teoria e Modelagem da Máquina Síncrona*. Brasil: UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO, 2011. 97 p. Citado 3 vezes nas páginas 40, 45 e 46.
- PATEL, M. R. *Wind and Solar Power Systems*. [S.l.: s.n.], 1999. Citado na página 22.
- PEREIRA, H. A. *Aggregação de Modelos de Aerogeradores para Estudos de Integração de Usinas Eólicas à Rede Elétrica*. Dissertação (Exame de Qualificação/ Obtenção grau de Doutor) — UFMG, 2014. Citado 3 vezes nas páginas 31, 32 e 33.

QIAO, W. Wind speed and rotor position sensorless control for direct-drive pmg wind turbines. *Industry Applications, IEEE Transactions on.*, v. 48, n. 1, p. 3–11, 2012. Citado 2 vezes nas páginas 22 e 37.

Rosas, P. A. C. . *Dynamic Influences of Wind Power on The Power System*. Dissertação (PhD thesis) — Orsted Institute, 2004. Citado 2 vezes nas páginas 33 e 34.

SENA, D. J. G. *Modelagem de uma Turbina Eólica com Máquina Síncrona Hexafásica a Ímã Permanente utilizando MATLAB*. Dissertação (Dissertação de Mestrado) — Universidade Federal de Pernambuco, 2012. Citado 5 vezes nas páginas 50, 55, 56, 69 e 76.

SILVA, S. R. Análise da Integração de Usinas Eólicas na Rede Elétrica. *V SBQEE*, p. 211–214, 2003. Citado na página 39.

SLOOTWEG H. POLINDER, W. L. K. J. G. Representing Wind Turbine Electrical Generating Systems in Fundamental Frequency Simulations. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, p. 517–518, december 2003. Citado na página 39.

SPERA, p. D. A. *WIND TURBINE TECHNOLOGY*. New York: USA, 2009. p p. Citado 5 vezes nas páginas 26, 28, 29, 32 e 34.

STIEBLER, M. *Wind Energy Systems for Electric Power Generation*. United States of America: Springer Series in Green Energy and Technology, 2011. 193 p. Citado na página 21.