

UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE
CENTRO DE CIÊNCIAS E TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

LAÍS MARTINS DE ANDRADE FORTUNATO

**ANÁLISE DE UM SISTEMA DE GERAÇÃO PARA TURBINAS EÓLICAS DE
BAIXA POTÊNCIA**

Campina Grande

2019

Laís Martins de Andrade Fortunato

**ANÁLISE DE UM SISTEMA DE GERAÇÃO PARA TURBINAS EÓLICAS DE
BAIXA POTÊNCIA**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da Universidade Federal de Campina Grande como parte dos requisitos necessários para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Mecânica.

Área de Concentração: Fenômenos de Transporte e Energia

Orientador: Prof. Dr. Eisenhower de Moura Fernandes.

Campina Grande

2019

F745a Fortunato, Laís Martins de Andrade.
Análise de um sistema de geração para turbinas eólicas de
baixa potência / Laís Martins de Andrade Fortunato. – Campina
Grande, 2019.
69 f.: il. color.

Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) –
Universidade Federal de Campina Grande, Centro de Ciências e
Tecnologia, 2020.
"Orientação: Prof. Dr. Eisenhower de Moura Fernandes".
Referências.

1. Turbinas Eólicas. 2. Modelagem. 3. PMSG. I. Fernandes,
Eisenhower de Moura. II. Título.

CDU 621.548.4(043)

ANÁLISE DE UM SISTEMA DE GERAÇÃO PARA TURBINAS EÓLICAS DE BAIXA POTÊNCIA

LAIS MARTINS DE ANDRADE FORTUNATO

Dissertação Aprovada em 29/11/2019 pela Banca Examinadora constituída dos seguintes membros:

Eisenhauer de Moura Fernandes

Prof. Eisenhower de Moura Fernandes

CPF: 040.266.414-06

(ORIENTADOR)

Marcelo Bezerra Grilo

Prof. Marcelo Bezerra Grilo

CPF: 112.085.114-91

(EXAMINADOR INTERNO)

Wellington Souza Lima

Prof. Wellington Souza Lima

CPF: 789.245.534-53

(EXAMINADOR EXTERNO)

Esta dissertação é dedicada ao meu avô José e às minhas tias Salete e Iracy (in memoriam).

Agradecimentos

Agradeço primeiramente a Deus, pela sabedoria dada para enfrentar os desafios, a força e perseverança para vencê-los e conseguir chegar até o fim.

Aos meus pais, Adriana e Luciano, que sempre me incentivaram a estudar e lutar pelos meus sonhos. Vocês se dedicaram e abdicaram de tempo e de muitos projetos pessoais para que eu e meus irmãos tivéssemos oportunidade de ter uma boa formação profissional.

Agradeço os meus irmãos, Livia e Yuri, pelo incentivo e carinho inexplicável.

Agradeço ao meu noivo, Micael, pelo carinho e por estar sempre ao meu lado, me incentivando e me apoiando na realização desse sonho.

À minha tia Suenia e a todos os meus familiares, pelo cuidado e estímulo para que eu concluísse mais uma etapa da minha vida.

Agradeço a todos os meus amigos e colegas, em especial à Tuana, pelas horas de estudos, pelo companheirismo e pelos momentos compartilhados nesses anos.

Agradeço a todos os professores e funcionários da Pós Graduação de Engenharia Mecânica, em especial ao meu orientador, professor Dr. Eisenhower de Moura Fernandes, pelas orientações, oportunidade e aprendizado durante a execução deste trabalho.

Por fim, agradeço a todos que de alguma forma contribuíram para minha formação.

Essa conquista, partilho com cada um de vocês.

“Sou, com efeito, vosso servo e filho de vossa serva, um homem fraco, cuja existência é breve, incapaz de compreender vosso julgamento e vossas leis, porque qualquer homem, mesmo perfeito, entre os homens, não será nada, se lhe falta a sabedoria que vem de vós”. Sb 8, 5-6.

Resumo

A geração de energia por meio de turbinas eólicas tem tomado espaço na matriz energética brasileira desde o ano de 2002. Isso intensifica a diversidade de aplicação dos tipos de turbina para essa geração de energia. Baseado nessa diversidade, a proposta deste trabalho tem como objetivo identificar e emular um gerador adequado à disponibilidade e ao perfil eólico da cidade de Campina Grande, no Estado da Paraíba. Foi desenvolvido um modelo matemático do sistema de geração para turbinas eólicas e esse modelo foi implementado para extrair a máxima potência da turbina. Foram feitas medições para traçar a curva característica da velocidade do vento para adequar o modelo matemático desenvolvido ao perfil eólico da cidade. Nesta pesquisa foi utilizado um gerador de velocidade variável, o PMSG - Permanent Magnetic Synchronous Generator. O estudo traz mais complexidade ao incluir modelagem mecânica e elétrica implementados no software PSIM. O controle do sistema de geração eólica foi feito para conectar uma carga à turbina de pequeno porte e foram utilizados controladores do tipo Proporcional-Integral (PI), modulação senoidal com portadora triangular e um circuito retificador. Os resultados são apresentados de forma a verificar as características e o comportamento das variáveis elétricas e mecânicas do sistema.

Palavras-Chaves: Turbinas Eólicas, Modelagem, PMSG.

Abstract

Since 2002, wind power generation has been taking place in the Brazilian energy matrix. This intensifies the diversity of application of the types of turbines for this generation of energy. Based on this diversity, the purpose of this paper is to identify and emulate a generator suitable for the availability and the wind profile of the city of Campina Grande, in the State of Paraíba. A mathematical model of the generation system for wind turbines was developed and this model was implemented to extract the maximum power from the turbine. Measurements were made to trace the characteristic wind speed curve to adapt the mathematical model developed to the city's wind profile. In this research, a variable speed generator, the PMSG - Permanent Magnetic Synchronous Generator, was used. The study brings more complexity by including mechanical and electrical modeling implemented in the PSIM software. The control of the wind generation system was made to connect a load to the small turbine and controllers of the Proportional-Integral (PI) type, sinusoidal modulation based on a triangular carrier signal and a rectifier circuit were used. The results are presented in order to verify the characteristics and behavior of the electrical and mechanical variables of the system

Keywords: Wind Turbines, Modeling, PMSG.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Tipos de Turbina: a) Eixo Vertical e b) Eixo Horizontal.....	24
Figura 2 – Tipos de Turbina Eólica: a) Onshore de Pequeno Porte, b) Onshore de Médio Porte e c) Off-shore de Grande Porte.....	25
Figura 3 – Turbina Eólica.....	26
Figura 4 – Representação trifásica do PMSG.....	34
Figura 5 – Circuito equivalente trifásico do PMSG.	35
Figura 6 – Estrutura geral do Conversor do Lado do Gerador.....	41
Figura 7 – Circuito Retificador Fonte de Tensão.	42
Figura 8 – Estratégia de PWM Senoidal Triangular.....	43
Figura 9 – Conversor Fonte de Tensão.....	44
Figura 10 – Diagrama de Blocos da Função de Transferência do Sistema no referencial dq.	45
Figura 11 – Sistema Simplificado do Controle de Corrente.....	46
Figura 12 – Diagrama de Blocos do Controle de Velocidade.	46
Figura 13 – Diagrama esquemático do sistema de MPPT com Tabela de Busca.	47
Figura 14 – Estágios da Implementação do Sistema.	49
Figura 15 – Velocidade Média Horária medida.	50
Figura 16 – Sintaxe do Modelo Simulado.....	51
Figura 17 – Diagrama de Blocos no PSIM.....	52
Figura 18 – Curva Característica $C_p(\lambda, \beta)$ para diferentes valores de λ	52
Figura 19 – Diagrama de Bloco para o cálculo da Potência Mecânica.	53
Figura 20 – Potência Mecânica em função da velocidade angular.....	53
Figura 21 – Diagrama de Bloco para o cálculo do Torque.....	54
Figura 22 – Estrutura do PWM.	55
Figura 23 – Parâmetros Utilizados na Simulação:a) Bloco, b) Parâmetros da Turbina Eólica	56
Figura 24 – Parâmetros Utilizados na Simulação: a) Bloco e b) Parâmetros do PMSG.....	56
Figura 25 – Modelo da Turbina e do PMSG Implementado no PSIM.....	57
Figura 26 – Acoplamento do PMSG e do Conversor-Retificador.....	57
Figura 27 – Sistema de Controle.	58
Figura 28 – Potência Mecânica.	59
Figura 29 – Torque.	59
Figura 30 – Correntes trifásicas do gerador Ia, Ib e Ic.	60
Figura 31– Correntes trifásicas do gerador Ia, Ib e Ic.	60

Figura 32 – Correntes I_α e I_α^*	60
Figura 33 – Ampliação dos sinais de correntes I_α e I_α^*	61
Figura 34 – Erro das correntes I_α real e de referência I_α^*	61
Figura 35 – Correntes I_β e I_β^*	61
Figura 36 – Ampliação dos sinais de correntes I_β e I_β^*	62
Figura 37 – Erro das correntes I_β real e de referência I_β^*	62
Figura 38 – Tensões Trifásicas de referência.	62
Figura 39 – Ampliação dos sinais de Tensões Trifásicas de referência	63
Figura 40 – Tensão de Saída do Retificador Vdc.....	63
Figura 41 – Corrente da carga RL.	64

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Ranking consolidado dos 10 maiores Estados produtores de energia eólica.....	23
Tabela 2 – Ranking dos 10 maiores Estados em capacidade instalada em energia eólica.....	23
Tabela 3 – Constantes usados na determinação do Coeficiente de Potência.....	51

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Classificação das Turbinas Eólicas.....	24
--	----

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Estatística Global de Novas Instalações Onshore no ano de 2018.....	21
Gráfico 2 – Estatística Global da Capacidade Onshore Total Instalada no ano de 2018.	21
Gráfico 3 – Estatística Global de Geração de Energia Eólica de 2018 na América Latina.....	22

LISTA DE ABREVIATURAS

SEP	Sistema Elétrico de Potência
BIG	Banco de Informação de Geração
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
fem	Força Eletromotriz
PMSG	Permanent Magnetic Synchronous Generator
DFIG	Doubly-Fed Induction Generator
MPPT	Maximum Power Point Tracking
PWM	Pulse Width Modulation

LISTA DE SÍMBOLOS

E_c	Energia Cinética	Joule (J)
ρ	Densidade do ar	kg/m ³
A	Área varrida pelas pás da turbina eólica	m ²
P_w	Potência mecânica disponível no vento	Watt (W)
V_w	Velocidade do Vento	m/s
C_p	Coeficiente de Potência	
$P_{wmáx}$	Potência mecânica máxima	Watt (W)
$C_{pmáx}$	Máximo Coeficiente de potência teórico	
λ	<i>Tip Speed Ratio</i> TSR	
R	Raio da turbina	m
ω_r	Velocidade elétrica do rotor	Rad/s
C_m	Conjugado mecânico	Nm
T_c	Torque da carga	Nm
Ω	Unidade Ohm	
$\alpha\beta$	Eixos alfa e beta da transformada de Clarke	
v_{abc}	Tensões trifásicas	Volt (V)
i_{abc}	Correntes nas fases ABC do estator	Ampère (A)
R_s	Resistência dos enrolamentos do estator	Ohm (Ω)
L_{abc}	Indutância por fase do estator	Henry (H)
Φ_{pm}	Fluxo máximo criado nos enrolamentos do estator	Weber (Wb)
Φ_{sabc}	Fluxos magnéticos totais das fases	Weber (Wb)
Φ_{rabc}	Fluxos produzidos pelo imã permanente do rotor	Weber (Wb)
e_{abc}	Tensões induzidas	Volt (V)
$I_{\alpha\beta}$	Correntes no referencial $\alpha\beta$	Ampère (A)

SUMÁRIO

CAPÍTULO I.....	17
1 INTRODUÇÃO.....	17
1.1 Objetivo Geral.....	18
1.2 Objetivos Específicos	19
1.3 Estrutura.....	19
CAPÍTULO II.....	20
2 ENERGIA EÓLICA.....	20
2.1 Cenário Mundial e Brasileiro da Geração Eólica	21
2.2 Aspectos Gerais das Turbinas Eólicas	24
2.2.1 Componentes da turbina eólica	25
2.3 Geradores:.....	27
2.3.1 Geradores de velocidade constante.....	27
2.3.2 Gerador de velocidade variável	28
3 MODELO MATEMÁTICO DO SISTEMA EÓLICO	31
3.1 Modelagem da Turbina Eólica.....	31
3.2 Modelagem do Gerador	33
3.2.1 Modelo trifásico.....	34
3.2.2 Modelo no Referencial $\alpha\beta$	37
3.2.3 Modelo no Referencial dq	38
3.2.4 EQUAÇÃO DO MOVIMENTO.....	40
4 SISTEMA DE CONTROLE	41
4.1 Circuito Retificador	42
4.1.1 Modulação PWM.....	43
4.2 Controle de corrente.....	44
4.3 Controle de velocidade	46
4.3.1 Rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT).....	46

CAPÍTULO III.....	49
5 METODOLOGIA.....	49
5.1 Implementação do Sistema Eólico.....	49
5.1.1 Modelo de Turbina	50
5.2 Modelo Simulado.....	54
CAPÍTULO IV	59
6 RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	59
CAPÍTULO V	65
7 CONCLUSÕES.....	65
TRABALHOS FUTUROS	65
REFERÊNCIAS	66

CAPÍTULO I

1 INTRODUÇÃO

O Sistema Elétrico de Potência (SEP) tem como importante função entregar aos consumidores energia elétrica de qualidade, de forma confiável e com segurança. Isso se deve ao grande consumo de energia, motivada pela melhoria da qualidade de vida de uma sociedade e dos padrões de vida nos países em desenvolvimento.

Há uma preocupação no desenvolvimento sustentável baseada na possibilidade do esgotamento das fontes de energia não-renováveis, principalmente os fósseis, tendo em vista a importância de tal matéria-prima na matriz energética de todos os países. Essas fontes de energia não-renováveis são finitas e não se repõe na mesma velocidade que estão sendo utilizadas, além de emitir CO₂ para atmosfera causando vários problemas ao meio ambiente para a humanidade. Diferentemente, as fontes de energia renováveis se repõem com mais facilidade quando há utilização pelo homem e emitem menos CO₂, sendo consideradas energias “limpas”.

O aumento da contribuição de fontes de energias renováveis nas matrizes energéticas de diversos países é uma consequência da necessidade de complementar as fontes de energia já existentes e dentre estas fontes de energia, a energia eólica vem tomando espaço na matriz energética mundial, principalmente devido aos incentivos governamentais e aos avanços tecnológicos dos últimos anos (GWEC, 2019).

Em muitos países, a energia eólica tem se mostrado uma das fontes de energia renováveis mais atraente e contribuinte na matriz energética mundial. Ela se popularizou na geração de eletricidade em sistemas remotos de energia, sistemas de energia em escala residencial e sistemas isolados *off-grid*, e nesses sistemas as turbinas eólicas mais utilizadas são, geralmente, turbinas de pequeno porte (menos de 100 kW).

No Brasil, a geração eólica vem apresentando um crescimento significativo com predominância na região Nordeste. Dados atualizados do Banco de Informação de Geração (BIG) da Aneel referentes ao mês de novembro deste ano, o Brasil possui no total 8.422 empreendimentos em operação e 167,958 GW de potência instalada, sendo 624 empreendimentos na geração eólica correspondendo a uma potência instalada de 15,293 GW,

que resulta em 9,28% da matriz energética. Além dos 72 empreendimentos que estão em construção, aumentando 1,816 GW de potência instalada. (ANEEL, 2019).

Com esse crescimento da geração eólica, deve ser feita uma avaliação da importância dessa geração de energia levando em consideração os fatores ambientais, econômicos e modularidade (ABREU, 2006). Analisando os fatores ambientais, a energia eólica é limpa e abundante, com um reduzido impacto ambiental, tais como ruídos, interferência, choques com aves e impacto visual. Em relação aos fatores econômicos, sua rentabilidade está associada aos avanços tecnológicos e a incentivos financeiros (VITERBO, 2008).

Os avanços tecnológicos têm reduzido custos e melhorado o desempenho e a confiabilidade dos equipamentos compostos nas turbinas eólicas. Devido a esses avanços tecnológicos das últimas décadas, houve um crescimento do uso das turbinas eólicas em sistemas isolados para aplicações em larga escala. Hoje, as turbinas chegam a faixas de até Megawatts, principalmente nas instalações *offshore* (MANDELBAUM, 2002).

Com a grande atratividade dessa geração e após os desenvolvimentos aerodinâmicos e a evolução dos geradores de baixa potência, os sistemas eólicos de pequeno porte também se desenvolveram bastante e são capazes de gerar energia elétrica a custos muito menores.

O Gerador de Indução de Dupla Alimentação (DFIG) era o mais utilizado na geração eólica. No entanto o Gerador Síncrono a Imã Permanente (PMSG) tem vantagens em relação à DFIG, devido ao fato de que não necessita de corrente de excitação, possui alta densidade de potência e confiabilidade, baixa perdas rotóricas e alta eficiência. As tendências indicam que o mercado está se deslocando da DFIG para a PMSG. (YARAMASU et al., 2017).

Além disso, o PMSG tem sido gradualmente utilizado em aplicações de turbinas eólicas devido a sua alta densidade de potência, o que mais se adequa à aplicação residencial e às características de baixa velocidade do vento (POTGIETER et al., 2012).

1.1 Objetivo Geral

Identificar e emular um gerador eólico adequado à disponibilidade e ao perfil eólico da cidade de Campina Grande, no estado da Paraíba, Brasil.

1.2 Objetivos Específicos

- Desenvolver um modelo matemático do sistema de geração elétrica utilizando turbinas eólicas.
- Implementar o modelo matemático para análise de parâmetros como: a disponibilidade eólica anual, a eficiência de conversão mecânico-elétrica e cenários de potência e qualidade da energia elétrica produzida pelo sistema.
- Desenvolver um controle do sistema de geração eólica para conexão de uma carga.

1.3 Estrutura

Capítulo 1: apresenta a introdução ao tema abordado e os objetivos da dissertação com a configuração do sistema proposto, objetivo geral e objetivos específicos.

Capítulo 2: neste capítulo é feita uma revisão da literatura sobre conceito e surgimento do uso da energia eólica, o cenário mundial e brasileiro desse tipo de geração de energia. Também apresenta os aspectos gerais das turbinas eólicas e os tipos de geradores mais utilizados para a geração de energia eólica. Logo após, foi desenvolvido um modelo matemático do sistema eólico para o gerador síncrono a imã permanente PMSG e a modelagem da turbina eólica. Foi feita a modelagem do gerador para os diferentes tipos de referencial. E por fim, o estudo do sistema de controle, incluindo o circuito retificador, modulação por largura de pulso, os tipos de controle e técnicas de rastreamento do ponto de máxima potência de uma turbina eólica.

Capítulo 3: neste capítulo é mostrada a metodologia utilizada para implementação do modelo matemático, assim como as configurações e os parâmetros de cada componente do sistema.

Capítulo 4: são expostos os resultados da implementação do modelo matemático no software PSIM e as discussões sobre o comportamento dos parâmetros utilizado como potência mecânica, torque, tensão de saída do retificador, entre outros parâmetros.

Capítulo 5: são apresentadas as principais contribuições e conclusões do trabalho.

CAPÍTULO II

Neste capítulo foi feita a revisão da literatura do sistema em estudo. Inicialmente a energia eólica será definida e logo após será exposto o cenário mundial e brasileiro desse tipo de geração. Também será feita a modelagem matemática do sistema eólico, assim como o como será feito o sistema de controle.

2 ENERGIA EÓLICA

Denomina-se energia eólica a energia cinética contida nas massas de ar em movimento (vento). Seu aproveitamento ocorre através da conversão da energia cinética de translação em energia cinética de rotação, com o emprego de turbinas eólicas, também denominadas aerogeradores, para a geração de energia elétrica, ou através de cataventos e moinhos para trabalhos mecânicos (ANEEL, 2002).

Vêm da Ásia os primeiros dados de utilização dessa energia que através dos moinhos era possível bombear água para a irrigação e/ou moagem de grão. Com a Revolução Industrial, houve melhorias no seu desenvolvimento que houve uma diminuição do uso devido ao surgimento da máquina a vapor.

Em 1891, Poul la Cour criou uma turbina que acionava um dínamo, Figura 1, usando a corrente contínua do gerador para eletrólise da água e armazenou o hidrogênio para fornecer eletricidade às áreas rurais da Dinamarca (PINTO, 2013).

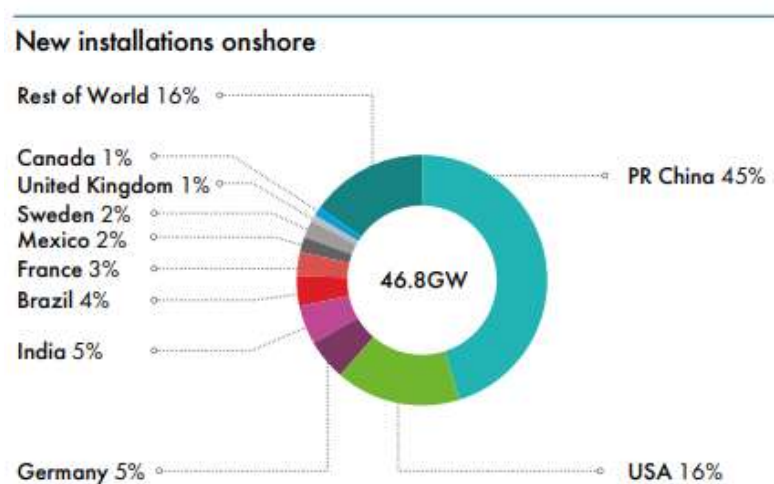
Em 1910, foi iniciada a produção dos chamados “motores eólicos”, e com a Primeira Guerra Mundial, houve um crescimento no preço do combustível resultando em um crescimento acelerado do setor eólico. Em 1941, Palmer Cosslet Putman criou a primeira grande turbina do mundo. Chamada de Smith Putnam, a turbina gerava 1,25 MW (PINTO, 2013).

O interesse pela energia eólica foi renovado em meados da década de 1970, após a crise do petróleo e aumentou as preocupações com a conservação de recursos. A primeira turbina eólica comercial foi instalada em 1976, na Dinamarca com potência de poucos quilowatts, mas atualmente, com o desenvolvimento da tecnologia, a potência das turbinas eólicas encontra-se na casa dos megawatts (ANEEL, 2002).

2.1 Cenário Mundial e Brasileiro da Geração Eólica

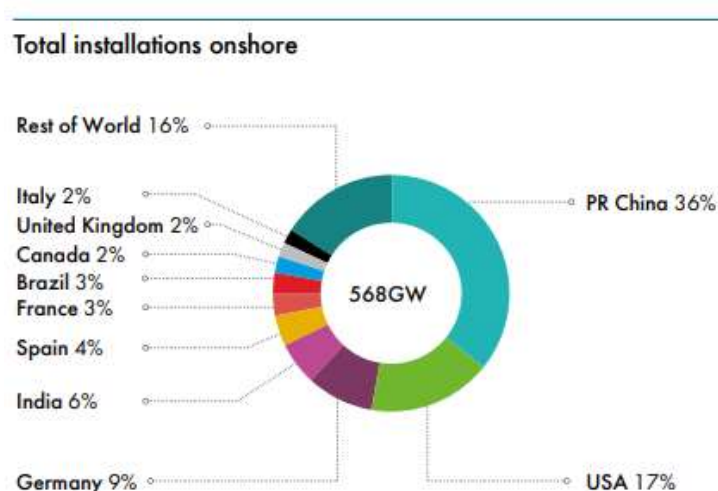
Segundo o relatório anual da *Global Wind Energy Council – GWEA* do ano de 2018, houve um crescimento muito forte na geração eólica mundial. A capacidade eólica *onshore* e *off-shore* total instalada no mundo atingiu 591 GW no final de 2018, um crescimento de 9,6% em relação ao final de 2017. Em relação à nova capacidade instalada, o Brasil ficou em 5ª lugar no *ranking* com 1,9 GW, ficando atrás da China, Estados Unidos, Alemanha e Índia, como mostra a Gráfico 1 e assume o 7º lugar no *rancking* mundial de geração *onshore* de energia eólica, como mostrado no Gráfico 2.

Gráfico 1 – Estatística Global de Novas Instalações Onshore no ano de 2018.



Fonte – GWEC (2019)

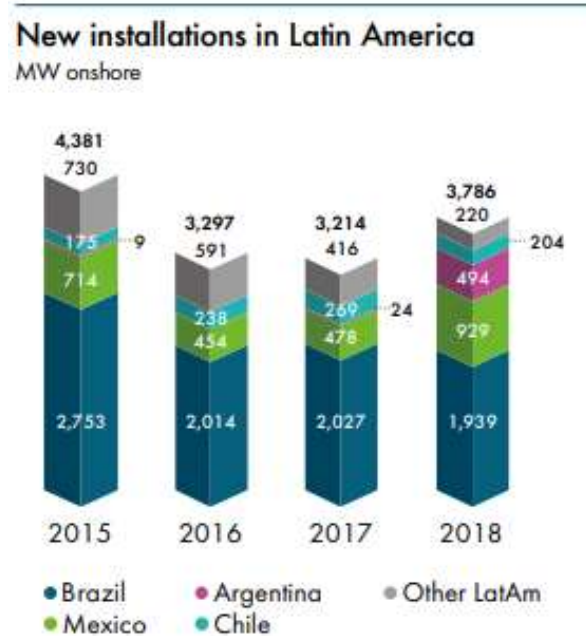
Gráfico 2 – Estatística Global da Capacidade Onshore Total Instalada no ano de 2018.



Fonte – GWEC (2019)

Em comparação aos países do ranking mundial, o Brasil lidera em capacidade instalada de geração eólica na América Latina, como mostra na Gráfico 3.

Gráfico 3 – Estatística Global de Geração de Energia Eólica de 2018 na América Latina



Fonte – GWEC (2019)

No Brasil, a energia eólica vem fortalecendo sua participação na matriz energética nacional, principalmente depois Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA (Lei 10.438/02 modificada pela Lei 10.726/03), no âmbito do Ministério de Minas e Energia.

Segundo a ANEEL (2002), os primeiros estudos foram feitos na região Nordeste, principalmente no Ceará e em Pernambuco. Com o apoio do Ministério de Ciência e Tecnologia e do Centro Brasileiro de Energia Eólica – CBEE da Universidade Federal de Pernambuco – UFPE, foi publicado em 1998 a primeira versão do Atlas Eólico da Região Nordeste.

Na Tabela 1 estão os dados da geração eólica, especificando a geração por estado brasileiro durante o ano de 2018. Analisando estes dados, vê-se que Rio Grande do Norte lidera como maior produtor de energia eólica no país com potência gerada de 1.505,4 MW médios produzidos no período analisado. Em seguida aparecem a Bahia com 1.255,9 MW médios produzidos e o Ceará com 772,3 MW médios. Em quarto lugar aparece o Piauí com 638 MW médios, ultrapassando o Rio Grande do Sul que ficou com 634,1 MW médios (CCEE, 2019).

Tabela 1 – Ranking consolidado dos 10 maiores Estados produtores de energia eólica.

Posição	Estado	2017 (MW médios)	2018 (MW médios)
1°	Rio Grande do Norte	1.455,3	1.505,4
2°	Bahia	889,9	1.255,9
3°	Ceará	718,6	772,3
4°	Piauí	524,1	638,0
5°	Rio Grande do Sul	637,4	634,1
6°	Pernambuco	255,3	284,4
7°	Maranhão	62,1	112,5
8°	Paraíba	28,9	64,9
9°	Santa Catarina	26,7	19,5
10°	Sergipe	8,4	9,1

Fonte – CCEE (2019).

Na Tabela 2 estão os dados consolidados pela (CCEE, 2019) em relação à capacidade instalada no ano de 2018, especificando por estado brasileiro. Estes dados confirmam que, ao final de 2018, o estado do Rio Grande do Norte ainda lidera com a maior capacidade instalada, somando 3.849,8 MW. Em seguida aparece a Bahia com 3.550 MW, o Ceará com 2.347,8 MW, o Rio Grande do Sul com 1.777,9MW e o Piauí com 1.638,1 MW de capacidade.

Tabela 2 – Ranking dos 10 maiores Estados em capacidade instalada em energia eólica.

Posição	Estado	2017 (MW)	2018 (MW)
1°	Rio Grande do Norte	3.548,6	3.849,8
2°	Bahia	2.414,9	3.550,0
3°	Ceará	2.134,9	2.347,8
4°	Rio Grande do Sul	1.777,9	1.777,9
5°	Piauí	1.443,1	1.638,1
6°	Pernambuco	597,3	597,3
7°	Maranhão	220,8	328,8
8°	Santa Catarina	224,1	224,1
9°	Paraíba	154,0	154,0
10°	Sergipe	34,5	34,5

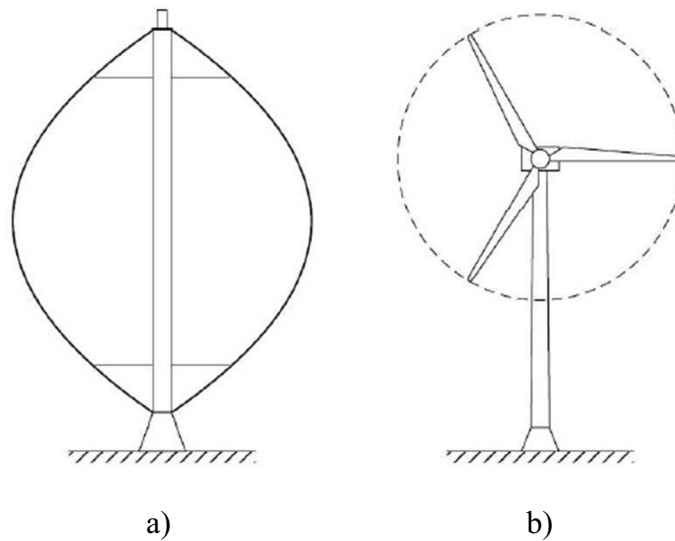
Fonte – CCEE (2019).

2.2 Aspectos Gerais das Turbinas Eólicas

Turbinas Eólicas ou também denominados Aerogeradores são dispositivos que convertem a energia cinética dos fluxos de vento em energia mecânica útil.

São divididas em dois tipos principais: Turbinas Eólicas de Eixo Vertical (TEEV) e Turbinas Eólicas de Eixo Horizontal (TEEH), conforme mostrado na Figura 1.

Figura 1 – Tipos de Turbina: a) Eixo Vertical e b) Eixo Horizontal.



Fonte – BIANCHI et al (2006)

As turbinas eólicas podem ser classificadas quanto ao porte, tipo de instalação e tipo de aplicação, como mostra o Quadro 1.

Quadro 1 – Classificação das Turbinas Eólicas

Tipo de Instalação	<i>Onshore</i>	Instaladas em terra firme
	<i>Off-Shore</i>	Instaladas em meio marítimo
Tipo de aplicação	<i>On-grid</i>	Turbina eólica conectadas à rede elétrica
	<i>Off-grid</i>	Destinadas ao suprimento de eletricidade à comunidades ou sistemas isolados
Porte	Pequeno	Potência nominal menor que 500 kW. São ideais para uso residencial e em aplicações remotas;

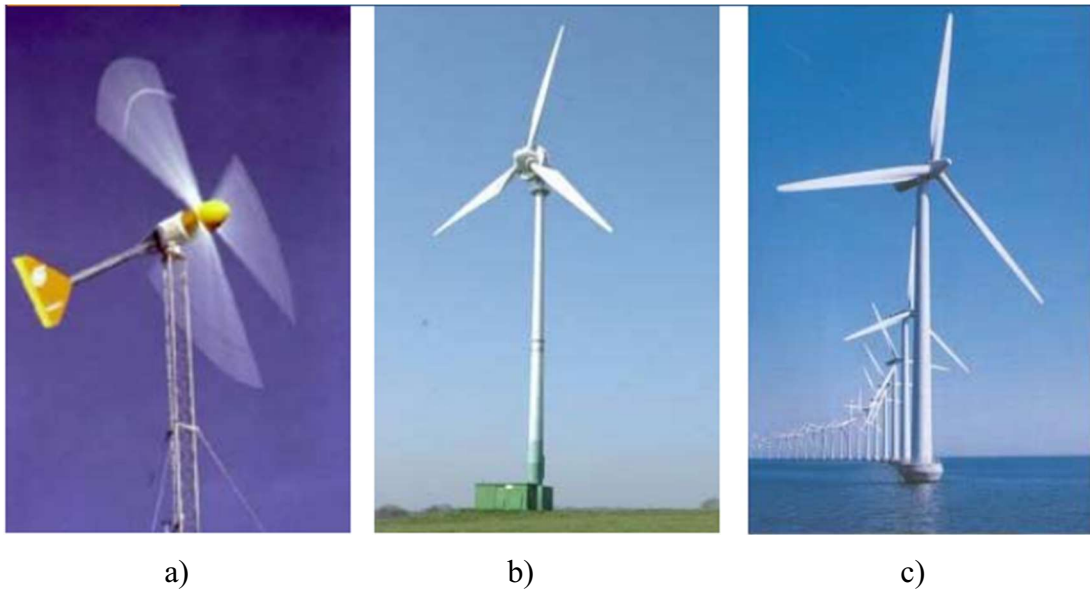
	Médio	Potência nominal entre 500 kW e 1000 kW. São adequadas para aplicações com ou sem conexão à uma rede central de energia;
	Grande	Potência nominal maior que 1 MW. São usadas para geração distribuída e, principalmente, em fazendas eólicas.

Uma vez que a turbina é conectada diretamente à rede elétrica, sua velocidade será determinada pela frequência da rede e pelo número de polos do gerador.

A aplicação *off-shore* não deve ser vista como concorrente da *onshore*. Apesar de ter maior custo na instalação, na operação e na produção, a *off-shore* traz algumas vantagens pois no mar os ventos são mais rápidos e perenes, além de que oferecem menor nível de turbulência, o que reduz o desgaste dos equipamentos. O impacto visual fica bem reduzido com a instalação de parques eólicos no mar (VITERBO, 2008).

Na Figura 2 estão exemplificados alguns modelos de turbina.

Figura 2 – Tipos de Turbina Eólica: a) Onshore de Pequeno Porte, b) Onshore de Médio Porte e c) Off-shore de Grande Porte.



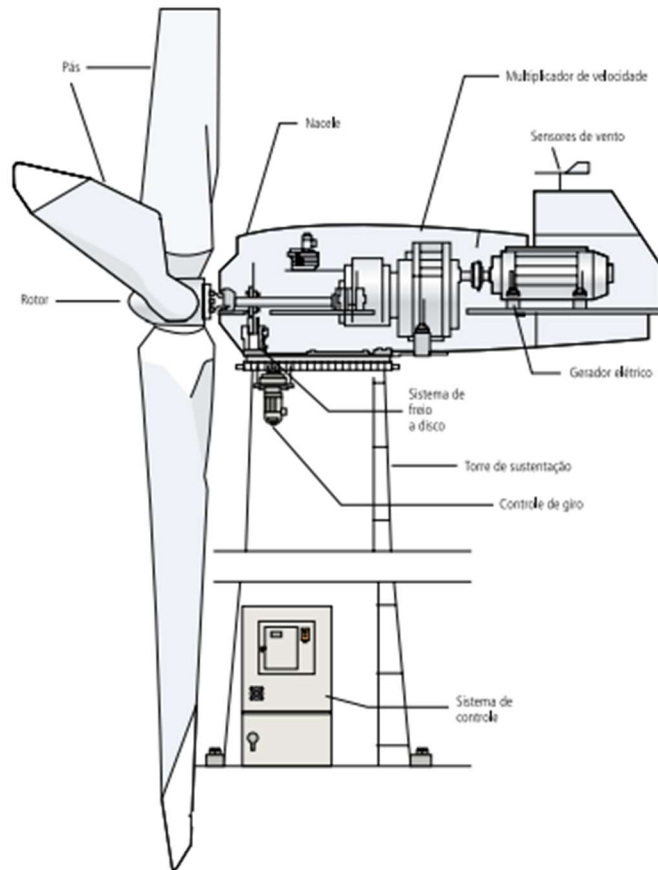
Fonte – ANEEL (2008).

2.2.1 COMPONENTES DA TURBINA EÓLICA

Para um melhor entendimento sobre o uso de tecnologias aplicados nas turbinas eólicas, a Figura 5 mostra os principais componentes de uma turbina.

As turbinas eólicas possuem três componentes básicos: o rotor, a nacelle e a torre de sustentação conforme mostrado na Figura 3.

Figura 3 – Turbina Eólica.



Fonte – CBEE (2002).

O Rotor apresenta geralmente, um conjunto de três pás, podendo ter controle passivo ou ativo para operar numa determinada rotação. Nele são fixadas as pás da turbina. Todo conjunto é conectado a um eixo que transmite a rotação das pás para o gerador.

A Nacelle é um compartimento que abriga os componentes essenciais para a produção da energia, tais como o gerador elétrico, eixos de transmissão, sistema de freios, sistema de controle, mecanismos de giro da turbina.

A área varrida pelas pás do Rotor determina quanto de energia mecânica a turbina é capaz de extrair dos ventos.

Logo após o Rotor pode ser encontrado o sistema de transmissão, que é responsável pelo controle de giro e multiplicador de velocidade. Na maioria das tecnologias esse sistema é necessário para adequação de velocidades entre o eixo da turbina, que gira em baixa velocidade e o eixo do gerador que possui uma rotação maior. Entretanto as tecnologias baseadas em

aerogeradores de ímãs permanentes podem eliminar a necessidade da utilização de uma caixa de transmissão (OLIVEIRA, 2009).

Também contém o sistema de controle, responsável por monitorar todas as principais operações visando otimizar de forma contínua a geração da energia para variações da velocidade do vento.

A Torre eleva os rotores a uma altura desejada, estão sujeitas à inúmeros esforços e é responsável pela sustentação física da nacelle, das pás e do rotor.

2.3 Geradores:

O gerador transforma a energia mecânica do rotor em energia elétrica. Pelo simples fato de estar utilizando como fonte de energia o vento, alguns fatores devem ser levados em consideração, como: a variação da velocidade do vento, o que força o gerador a trabalhar em uma faixa maior de rotação, a variação do torque de entrada, a exigência de frequência e tensão constante de energia final.

Os geradores e os conversores de potência são os principais elementos necessários para realizar a conversão de energia eólica para energia elétrica e um dos fatores limitantes nas turbinas eólicas consiste na tecnologia do gerador. Não há consenso entre acadêmicos e indústria sobre a melhor tecnologia de geração de turbinas eólicas. Porém, essa tecnologia está passando por um desenvolvimento dramático, tornando a energia eólica como a energia que mais cresce no mundo (ABULANWAR et al., 2016).

Os geradores são divididos em categorias de velocidade variável e velocidade constante. Estes eram os mais usados em parques eólicos. Posteriormente houve uma diminuição da aplicação destes geradores devido às suas limitações e baixas eficiência, mas com exploração em larga escala e integração de fontes eólicas, geradores de velocidade variável estão emergindo como a tecnologia preferida (SLOOTWEG et al., 2002).

2.3.1 GERADORES DE VELOCIDADE CONSTANTE

Nesta configuração, os geradores são do tipo: Gerador de Indução em Gaiola de Esquilo (SCIG) e o Gerador de indução com Rotor Bobinado e Resistência Externa.

O Gerador de Indução em Gaiola de Esquilo opera com a velocidade muito pequena, quase constante, e a caixa de engrenagens ao sofrer mudanças de velocidades com a variação

do vento ajusta a diferença de velocidade entre a turbina e o gerador, de modo que o gerador possa fornecer sua potência nominal na velocidade nominal do vento. (GALIZIA, 2004). Por esse motivo, esse tipo de gerador é denominado gerador de velocidade constante.

Esse tipo de gerador é conectado diretamente na rede elétrica, sendo afetado por qualquer variação de tensão e essa conexão fixa a velocidade do gerador que é determinada pela frequência da rede e seu número de polos. A velocidade do eixo da turbina é mantida constante, podendo variar estreitamente na faixa de escorregamento da região linear de torque da máquina de indução (FERREIRA, 2005). Entretanto, esse tipo de gerador possui a vantagem de ser relativamente robusto e possuir baixo custo (HEIER, 2006).

O Gerador de indução com Rotor Bobinado e Resistência Externa, comparado ao gerador de indução em gaiola é que o rotor possui enrolamentos ligados por anéis e escovas e a utilização deste gerador permite a inclusão de uma 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).

2.3.2 GERADOR DE VELOCIDADE VARIÁVEL

Esta segunda a configuração de gerador traz uma série de vantagens em relação aos geradores de velocidade constante como uma melhor eficiência e redução de estresse mecânico causado por variações de vento (WU et al., 2011). Os geradores são projetados para funcionar com a máxima eficiência em função de uma grande faixa de variação da velocidade do vento e permitem um aproveitamento da energia disponível em cerca de 20% a 30% a mais, quando comparada com turbina de velocidade constante (MARQUES, 2004). As vantagens são: minimização dos estresses mecânicos devido às variações de velocidades do vento; maior eficiência na extração da potência do vento e a possibilidade de operar em baixas velocidades (JUNIOR, 2007).

Os geradores são do tipo: Gerador de Indução Duplamente Alimentado (DFIG), o Gerador Síncrono de Rotor Excitado e o Gerador Síncrono a Imã Permanente (PMSG).

O Gerador de Indução Duplamente Alimentado (DFIG) tem o estator conectado diretamente com a rede de energia e o circuito do rotor é acoplado ao gerador através de uma caixa de engrenagem para operação de diferentes intervalos de velocidade da turbina eólica do rotor e do gerador. Essa configuração processa 30 % da potência gerada pelo gerador,

resultando em menor custo em comparação com as topologias que têm o conversor com total capacidade (WU et al., 2011), (DAI et al., 2009) .

O Gerador Síncrono de Rotor Excitado opera com uma ampla faixa de velocidade, devido à facilidade de se construir geradores síncronos com elevados números de polos, a caixa de transmissão pode ser eliminada e o controle de potência ativa e reativa pode ser implementado. Porém, para o seu funcionamento é necessário a utilização de um conversor para o circuito de campo e a potência dos conversores estáticos ligados a rede devem ser dimensionados na potência nominal do gerador (PEREIRA,2013).

E por fim, o Gerador Síncrono a Imã Permanente (PMSG). Neste tipo de gerador o enrolamento de armadura é trifásico e é acomodado nas ranhuras do estator, enquanto os ímãs situam-se no rotor e giram, portanto, solidários a esse. Assim, esse PMSG se assemelha às máquinas síncronas tradicionais, exceto pelos enrolamentos de campo, que são substituídos por ímãs permanentes.

O PMSG faz parte de uma grande classe de máquinas síncronas e destaca-se dentre as máquinas elétricas pela maior utilização em turbinas eólicas de pequeno porte. Muitos fabricantes de turbinas eólicas de pequeno porte utilizam esse tipo de acoplamento direto nos PMSG, diferentemente de uma geração eólica convencional que tem seu gerador acoplado às pás da turbina através de uma caixa de engrenagem. Entretanto o aumento do número de pólos faz com que o gerador seja fisicamente maior.

Gong et al.(2010), Cao et al.(2012) e Mao et al.(2016) destacam que esta caixa de engrenagem representa a maioria das falhas de turbinas eólicas. Além de que acoplamento direto elimina as engrenagens reduzindo o tamanho total do sistema, diminui o tempo de instalação e manutenção, além de reduzir os custos reduzir o ruído e acelerar a resposta dinâmica do sistema a flutuações e variações bruscas do vento. Porém, para que o gerador tenha tipo de acoplamento, ele deve possuir um elevado número de pólos para compensar a sua velocidade de operação para coincidir com a velocidade do vento da turbina.

Yaramasu et al.(2017) cita que o PMSG tem vantagens em relação à DFIG, devido ao fato de que não necessita de corrente de excitação, possui alta densidade de potência e confiabilidade, baixa perdas rotóricas e alta eficiência e afirma que as tendências indicam que o mercado está se descolando da DFIG para a PMSG.

Complementando, Li et al.(2008) e Kim et al.(2016) destacam a melhora significativamente a confiabilidade da turbina eólica de velocidade variável devido ao acoplamento direto e que, nos últimos anos, o uso do PMSG se tornou mais atraente do que

antes, por causa do desempenho desses geradores que está melhorando e do custo que está diminuindo.

Os sistemas de acionamento de máquinas a ímãs permanentes empregam como conversor de energia como inversor fonte de tensão, aliada a uma estratégia de controle de corrente em malha fechada. O sistema em malha fechada comporta-se como um inversor fonte de corrente muito rápido, dessa forma, em função das indutâncias da máquina, o sistema de controle em malha fechada proporciona as características desejadas sem a necessidade de indutores externos no barramento CC da fonte (CAO et al.,2012). As malhas de controle de posição e velocidade são dispostas em cascata em torno da malha de controle, essas malhas geralmente empregam reguladores PI ou algoritmos de controle adaptativo.

3 MODELO MATEMÁTICO DO SISTEMA EÓLICO

Neste capítulo será desenvolvido o modelo matemático da turbina eólica e do gerador síncrono a imã permanente trifásico que foi utilizado ao longo desse trabalho. Essa modelagem foi feita de acordo com a operação perante as variações do vento, velocidade e ângulo de *pitch*. Quanto ao gerador, a modelagem é feita a partir de uma máquina síncrona trifásica de pólos salientes com excitação de campo cujo modelo será abordado em componentes de fase e nos referenciais $\alpha\beta$ e dq.

3.1 Modelagem da Turbina Eólica

A geração eólica ocorre pelo contato do vento com as pás do catavento, elementos integrantes da turbina. Ao girar, essas pás dão origem à energia mecânica que aciona o rotor do aerogerador, que produz a eletricidade. A quantidade de energia mecânica transferida – e, portanto, o potencial de energia elétrica a ser produzida – está diretamente relacionada à densidade do ar, à área coberta pela rotação das pás e à velocidade do vento (ANEEL, 2008).

Uma turbina eólica é um dispositivo para extrair energia cinética do proveniente do vento. Ao remover parte de sua energia cinética, o vento deve diminuir, mas apenas a massa de ar que passa pelo disco do rotor é afetada (BURTON. et al., 2001).

Para obter os modelos matemáticos que irão ser utilizado na simulação da turbina eólica é preciso estudar o processo aerodinâmico de conversão da cinética dos ventos em energia mecânica, que se dá através da rotação das pás da turbina eólica. O modelo aerodinâmico utilizado foi estudado por Freris (1990) e Heier (1998).

Em se tratando de controle de velocidade da turbina, pode-se citar dois tipos básicos: o controle por *estol* (do inglês *stall*) e o controle por *pitch*. Utilizando o controle por estol, tem-se um ângulo de passo fixo, que acaba sendo mais simples, robusto e econômico, pois só depende das características construtivas, é mais usado para turbinas de pequeno porte e velocidade variável. Não seria viável aumentar o custo, utilizando o segundo método, que consiste na variação do ângulo de passo da hélice.

Descrevendo a partir das Leis da Física, a energia cinética E_c , expressa em Joule (J), de uma massa de ar m se deslocando no espaço com velocidade v é determinada pela equação:

$$E_c = \frac{1}{2}mv^2 \quad 3.1$$

A potência gerada por uma turbina eólica é igual ao Trabalho (W) dividido pelo tempo. Esse trabalho realizado pelo ar, neste caso, é igual a sua energia cinética. Portanto, tem-se que:

$$P_w = \frac{W}{\Delta t} = \frac{1}{2\Delta t}mv^2 \quad 3.2$$

Assim, a taxa de variação da massa de ar em relação a variação do tempo é dada por:

$$\frac{m}{\Delta t} = \dot{m} = Q = \rho \cdot A \cdot v \quad 3.3$$

Onde:

- \dot{m} = a vazão em massa (kg);
- Q = a vazão em volume;
- ρ = a densidade do ar, equivalente a 1,225 kg/m³ ao nível do mar.

Reescrevendo a Equação 3.2 e considerando que v é a velocidade do vento V_w , a potência mecânica disponível no vento é determinada por:

$$P_w = \frac{1}{2}\rho \cdot A \cdot V_w^3 \quad 3.4$$

Desta forma, observa-se que a potência está relacionada à:

- $A = \pi R^2$ (m²);
- V_w = velocidade do vento (m/s);

Porém, segundo Betz (1926), apenas uma parte da potência disponível do vento pode ser processada pela turbina. Por esse motivo, surge a equação do coeficiente de potência C_p que relaciona a potência mecânica do eixo P_{mec} e a potência do vento P_w .

$$C_p = \frac{P_{mec}}{P_w} \quad 3.5$$

Relacionando as Equações 3.4 e 3.5, tem-se que a potência mecânica que pode ser extraída por uma turbina eólica é dada por:

$$P_{mec} = \frac{1}{2}\rho \cdot A \cdot V_w^3 \cdot C_p \quad 3.6$$

Este valor de C_p refere-se ao Limite de Betz ou Coeficiente de Potência. Em estudos, (Betz,1926) demonstrou que C_p é limitado a um valor máximo de 59,3%. Esse limite não é relacionado à uma deficiência do projeto, mas pelo fato do tubo de fluxo de ar ter que se expandir e, assim, a velocidade do fluxo de ar livre é menor que a área varrida pelas pás.

Assim, a máxima potência teórica, conhecida como Equação de Betz, é dada pela expressão:

$$P_{m\acute{a}x} = \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot V_w^3 \cdot C_{p\acute{m}a\acute{x}} \quad 3.7$$

O valor máximo do coeficiente de potência, na prática, é de difıcil obtencao pois depende de vários aspectos como: a aerodinâmica das pás, controle da turbina, velocidade instantânea do vento, entre outras. Segundo Patel (1999), para turbinas de grande porte, de alta velocidade e duas pás porte esse coeficiente está próximo de 0,5 e está entre 0,2 e 0,4 para turbinas de baixa porte com mais número de pás.

Contudo, o valor de C_p é funcao do ângulo de passo da turbina (β) e da taxa de variacao de velocidade tangencial das pás em relaçao à velocidade real do vento, tipicamente conhecida por *Tip Speed Ratio –TSR* (λ). O TSR é funcao da velocidade mecânica do rotor (ω_r) e do raio da turbina eólica (R), como mostra Equacao 3.8.

$$\lambda = \frac{\omega_r R}{V_w} \quad 3.8$$

Assim, pode-se definir o C_p e a potência mecânica P_{mec} como uma funcao desses parâmetros, expressa na Equacao 3.9.

$$P_{mec} = \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot V_w^3 \cdot C_p(\lambda, \beta) \quad 3.9$$

A potência mecânica disponıvel nas pás é responsável na determinacao da velocidade e do conjugado mecânico no eixo, que serão utilizadas como variáveis de entrada para o modelo elétrico.

O torque mecânico T_m ou conjugado mecânico C_m captado por uma turbina eólica é igual à relaçao entre a potência mecânica e a velocidade angular que é dado por:

$$T_m = \frac{P_{mec}}{\omega_r} \quad 3.10$$

Substituindo as Equacoes 3.8 e 3.9 na Equacao 3.10, tem-se que a equacao do torque mecânico.

$$T_m = \frac{1}{2 \lambda} \rho \cdot A \cdot R \cdot V_w^2 \cdot C_p(\lambda, \beta) \quad 3.11$$

3.2 Modelagem do Gerador

O PMSG é uma máquina constituıda por três enrolamentos trifásicos e de corrente alternada excitada pelo rotor com imãs permanentes que fornecem um fluxo constante. O

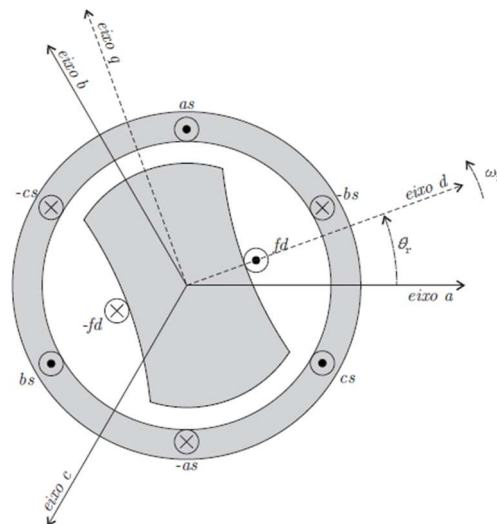
modelo matemático a seguir é utilizado para representar o comportamento dinâmico das grandezas internas da máquina.

Nesta modelagem as variáveis trifásicas passam por mudanças de referencial para um sistema bifásico ortogonal. Segundo Krause (1986) e Barbi (1986), essas mudanças permitem que as variáveis girantes no tempo sejam tratadas como pseudo-estacionárias, com a mesma potência mecânica, torque, velocidade, número de polos.

3.2.1 MODELO TRIFÁSICO

Esta seção descreve as equações básicas para a modelagem do modelo trifásico do PMSG. A Figura 4 mostra um esquema físico do gerador síncrono trifásico de pólos salientes com estator conectado em estrela e de dois pólos.

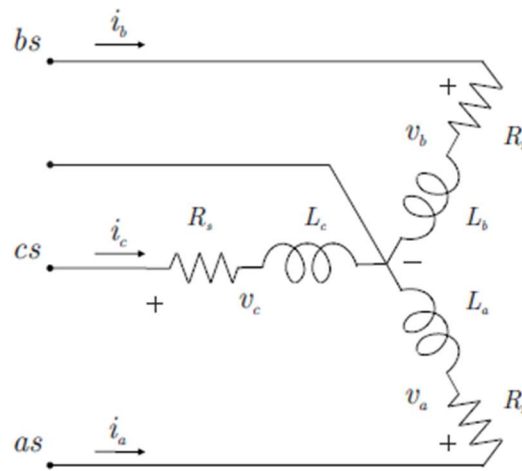
Figura 4 – Representação trifásica do PMSG.



Fonte – BERNARDES (2009).

Os enrolamentos do estator representados por as, bs e cs são defasados em 120 entre si, com indutâncias L_a , L_b e L_c , como mostra a Figura 5.

Figura 5 – Circuito equivalente trifásico do PMSG.



Fonte – BERNARDES (2009).

O modelo dinâmico é obtido através da análise de circuito da Figura 7 e dado pelas equações descritas nessa seção.

$$v_{sabc} = R_s i_{sabc} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \Phi_{sa} \\ \Phi_{sb} \\ \Phi_{sc} \end{bmatrix} \quad 3.12$$

Onde,

- v_a, v_b e v_c = tensões de fase no estator (V);
- R_s = resistência dos enrolamentos do estator (Ω);
- i_a, i_b e i_c = correntes nas fases ABC do estator (A);
- Φ_{sabc} = fluxos magnéticos totais das fases;
- L_a, L_b, L_c = indutância por fase do estator (H).

As indutâncias são expressas em função da posição elétrica do rotor θ_r e entre o eixo do rotor e o eixo a do estator, como segue (BOLDEA, 2005). A indutância por fase pode ser dividida em duas partes: uma parte referente à indutância própria e a outra referente à indutância mútua (OVREBO, 2004). As indutâncias L_{s0} e L_{sm} são parâmetros do gerador.

A indutância própria é descrita como:

$$L_a(\theta_r) = L_{s0} + L_{sm} \cos(2\theta_r) \quad 3.13$$

$$L_b(\theta_r) = L_{s0} + L_{sm} \cos(2\theta_r + 2\pi/3) \quad 3.14$$

$$L_c(\theta_r) = L_{s0} + L_{sm} \cos(2\theta_r - 2\pi/3) \quad 3.15$$

E a matriz de indutância mútua entre as fases é descrita por:

$$M_{ab}(\theta_r) = M_{s0} + L_{sm}\cos(2\theta_r - 2\pi/3) \quad 3.16$$

$$M_{bc}(\theta_r) = M_{s0} + L_{sm}\cos(2\theta_r) \quad 3.17$$

$$M_{ca}(\theta_r) = M_{s0} + L_{sm}\cos(2\theta_r - 4\pi/3) \quad 3.18$$

Assim, a matriz de indutância do estator é expressa por:

$$L_s = \begin{bmatrix} L_a(\theta_r) & M_{ab}(\theta_r) & M_{ca}(\theta_r) \\ M_{ab}(\theta_r) & L_b(\theta_r) & M_{bc}(\theta_r) \\ M_{ca}(\theta_r) & M_{bc}(\theta_r) & L_c(\theta_r) \end{bmatrix} \quad 3.19$$

Logo, pode-se reescrever os fluxos magnéticos totais das fases como:

$$\begin{bmatrix} \phi_{sa} \\ \phi_{sb} \\ \phi_{sc} \end{bmatrix} = L_s \begin{bmatrix} i_{sa} \\ i_{sb} \\ i_{sc} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \phi_{ra} \\ \phi_{rb} \\ \phi_{rc} \end{bmatrix} \quad 3.20$$

Onde,

- ϕ_{rabc} = distribuição do fluxo produzido pelo imã permanente do rotor. Esses fluxos acoplados as fases do estator variam senoidalmente com o θ_r e que são dados pela Equação 3.21.

$$\begin{bmatrix} \phi_{ra} \\ \phi_{rb} \\ \phi_{rc} \end{bmatrix} = \phi_{pm} \begin{bmatrix} \cos(\theta_r) \\ \cos(\theta_r - 2\pi/3) \\ \cos(2\theta_r + 2\pi/3) \end{bmatrix} \quad 3.21$$

- ϕ_{pm} = valor máximo do fluxo criado nos enrolamentos do estator.

Desta forma, reescrevendo a Equação 3.12:

$$v_{sabc} = R_s i_{sabc} + L_s \frac{di_{sabc}}{dt} + \omega_r \frac{dL_s}{d\theta_r} \cdot i_{sabc} + \omega_r \frac{d}{d\theta_r} \begin{bmatrix} \phi_{ra} \\ \phi_{rb} \\ \phi_{rc} \end{bmatrix} \quad 3.22$$

- ω_r = velocidade elétrica do rotor (rad.elétricos/s), que é determinado pela $\frac{d\theta_r}{dt}$.

Quanto aos fluxos magnéticos produzidos por rotor nas fases do estator, pode-se escrever:

$$\omega_r \cdot \frac{d}{d\theta_r} \begin{bmatrix} \phi_{ra} \\ \phi_{rb} \\ \phi_{rc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} e_a \\ e_b \\ e_c \end{bmatrix} \quad 3.23$$

Em que e_a , e_b e e_c são forças eletromotriz induzidas nas fases A, B e C do estator devido ao movimento do rotor e ao campo gerado pelos imãs do rotor (V).

Pode-se relacionar os termos que compõem a Equação 3.22 à queda da tensão resistiva ($R_s i_{abc}$) e à queda de tensão induzida ($L_s \frac{di_{sabc}}{dt} + \omega_r \frac{dL_s}{d\theta_r} i_{sabc}$).

Portanto, o gerador PMSG tem como modelo no referencial estacionário:

$$v_{sabc} = R_s i_{sabc} + L_s \frac{di_{sabc}}{dt} + \omega_r \frac{dL_s}{d\theta_r} i_{sabc} + e_{abc} \quad 3.24$$

A modelagem do gerador no sistema trifásico é definida pela Equação 3.24, onde as indutâncias são funções de θ_r , o que torna o modelo complexo.

Para oferecer uma relação mais simples e, uma vez que é possível, tornar as indutâncias invariantes em relação ao θ_r , é feita uma transformação do sistema trifásico (abc) para um sistema bifásico ($\alpha\beta$).

3.2.2 MODELO NO REFERENCIAL $\alpha\beta$

Como definido previamente na seção anterior, a transformação $\alpha\beta$ ou Transformada de Clarke é composta por um conjunto de equações matemáticas que simplificam a análise de sistemas trifásicos. O sistema bifásico resultante dessa transformação é composto por dois eixos ortogonais entre si no qual o eixo α fica alinhado ao eixo a e o eixo β é ortogonal ao eixo α .

As definições para a utilização da transformada de Clarke são expressas nas equações:

$$x_{\alpha\beta} = T_{\alpha\beta} \cdot x_{abc} \quad 3.25$$

A matriz transformação de Clarke é representada por:

$$T_{\alpha\beta} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \quad 3.26$$

A representação das tensões na Transformação $\alpha\beta$ é dada por:

$$v_{s\alpha\beta} = T_{\alpha\beta} v_{sabc} \quad 3.27$$

Assim, aplicando essa transformação na Equação 3.22 tem-se que a equação que descreve o comportamento do PMSG no referencial $\alpha\beta$:

$$\begin{bmatrix} v_{s\alpha} \\ v_{s\beta} \end{bmatrix} = R_s \begin{bmatrix} i_{s\alpha} \\ i_{s\beta} \end{bmatrix} + L_{s\alpha\beta} \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{s\alpha} \\ i_{s\beta} \end{bmatrix} + \omega_r \frac{dL_{s\alpha\beta}}{d\theta_r} \cdot \begin{bmatrix} i_{s\alpha} \\ i_{s\beta} \end{bmatrix} + \omega_r \frac{d}{d\theta_r} \begin{bmatrix} \phi_{r\alpha} \\ \phi_{r\beta} \end{bmatrix} \quad 3.28$$

A matriz de indutância $L_{s\alpha\beta}$ é dada por:

$$L_{s\alpha\beta} = \begin{bmatrix} L_{s\alpha}(\theta_r) & M_{s\alpha\beta}(\theta_r) \\ M_{s\alpha\beta}(\theta_r) & L_{s\beta}(\theta_r) \end{bmatrix} \quad 3.29$$

A indutância própria é descrita como:

$$L_{s\alpha}(\theta_r) = (L_{s0} - M_{s0}) + \frac{3}{2} L_{sm} \cos(2\theta_r) \quad 3.30$$

$$L_{s\beta}(\theta_r) = (L_{s0} - M_{s0}) - \frac{3}{2} L_{sm} \cos(2\theta_r) \quad 3.31$$

$$M_{s\alpha\beta}(\theta_r) = \frac{3}{2} L_{sm} \sin(2\theta_r) \quad 3.32$$

3.2.3 MODELO NO REFERENCIAL dq

Para a análise dinâmica do sistema, o conceito mais utilizado é o de eixo direto e eixo em quadratura, que consiste em analisar a máquina através de um plano de referência fixo ao rotor e que acompanha a sua rotação. As grandezas são transformadas em duas componentes rotacionais, sendo que a componente que está alinhada como o eixo magnético do rotor é chamada de componente de eixo direto d, enquanto aquela que está em quadratura com o mesmo eixo é chamada de componente do eixo em quadratura q. (BOLDEA, 2006).

A transformação de todos os enrolamentos do gerador para a referência do rotor é chamada de transformação dq0 ou transformada de Park modificada. A matriz de transformação original proposta por Park não era ortogonal e conseqüentemente a matriz resultante de impedâncias não era simétrica. Essa modificação da transformada se deu por Charles Concordia, porém ela ainda é chamada de transformada de Park, ou transformada de Park modificada (MACHOWSKI et al., 2008).

Assim como na transformada de Clarke, são realizadas as decomposições das variáveis girantes levando em consideração o ângulo θ_r entre o estator e o rotor. O conjunto de enrolamentos do estator agora serão transformados em componentes dq (NEVES, 2014).

As equações do PMSG em termos de variáveis dq são consideravelmente mais simples de analisar do que em termos de quantidade de fase (MELLO, 1983).

Logo, a representação no referencial dq é (OLIVEIRA, 2011):

$$x_{dq} = T_{dq} \cdot x_{\alpha\beta} \quad 3.33$$

Onde a matriz transformação T_{dq} é dada por:

$$T_{dq} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\theta_r) & \sin(\theta_r) \\ -\sin(\theta_r) & \cos(\theta_r) \end{bmatrix} \quad 3.34$$

A representação das tensões na Transformação $\alpha\beta$ é dada por:

$$v_{sdq} = T_{dq} v_{s\alpha\beta} \quad 3.35$$

Aplicando essa transformação de coordenadas na Equação 3.28 tem-se que a equação que descreve o comportamento do PMSG no referencial dq:

$$\begin{bmatrix} v_{sd} \\ v_{sq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_s & -\omega_r L_{sq} \\ \omega_r L_{sd} & R_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{sd} \\ i_{sq} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} L_{sd} & 0 \\ 0 & L_{sq} \end{bmatrix} \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{sd} \\ i_{sq} \end{bmatrix} + \omega_r \begin{bmatrix} 0 \\ \lambda_{pm} \end{bmatrix} \quad 3.36$$

Onde:

- L_{sd} e L_{sq} = indutâncias de eixo direto e de quadratura (H).
- λ_{pm} = fluxo magnético do ímã permanente do motor, que é dado por: $\lambda_{pm} \sqrt{\frac{3}{2}} \Phi_{pm}$
- Φ_{pm} = constante de força contra-eletromotriz

Para determinar as indutâncias L_{sd} e L_{sq} é feito:

$$L_{sd} = \frac{3}{2} (L_{s0} - L_m) \quad 3.37$$

$$L_{sq} = \frac{3}{2} (L_{s0} + L_m) \quad 3.38$$

Utilizando as amplitudes das tensões no referencial $\alpha\beta$ é possível determinar a constante Φ_{pm} .

$$\Phi_{pm} = \frac{V_{s\alpha}}{\sqrt{\frac{3}{2}} \omega_r} \quad 3.39$$

$$\Phi_{pm} = \frac{V_{s\beta}}{\sqrt{\frac{3}{2}} \omega_r} \quad 3.40$$

A expressão do torque total desenvolvido pelo PMSG é obtida por:

$$T_t = P[\lambda_{pm} \cdot i_{sq} + (L_{sd} - L_{sq})i_{sd} \cdot i_{sq}]. \quad 3.41$$

Pode-se relacionar os termos que compõem a Equação 3.41 ao torque eletromagnético ($\lambda_{pm} \cdot i_{sq}$) e ao torque de relutância equivalente à diferença entre as indutâncias e ao produto das correntes $[(L_{sd} - L_{sq})i_{sd} \cdot i_{sq}]$.

3.2.4 EQUAÇÃO DO MOVIMENTO

A equação mecânica de movimento que descreve o comportamento dinâmico da máquina é:

$$T_c - T_t = J \frac{d\omega_m}{dt} \quad 3.42$$

Onde:

- ω_m = frequência angular mecânica do rotor;
- J = momento de inércia da máquina;
- T_c = torque de carga;
- T_t = torque total desenvolvido pela máquina

A frequência angular ω_m do sistema de eixos dq se relaciona com a frequência angular mecânica do rotor (ω_r) por:

$$\omega_r = P \cdot \omega_m \quad 3.43$$

Onde P = número de pares de polos.

4 SISTEMA DE CONTROLE

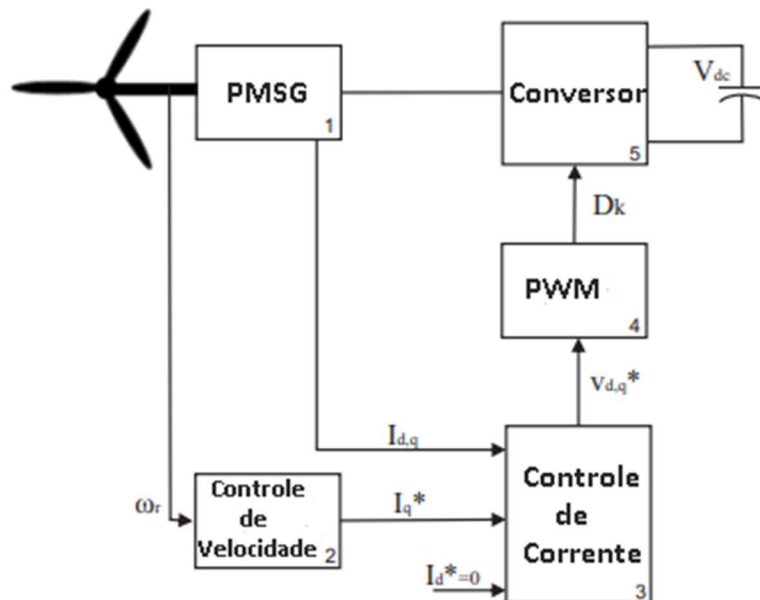
O sistema de controle apresentado nesta dissertação, tem objetivo de extrair máxima potência elétrica para uma dada velocidade de vento e transferi-la, de forma eficiente, para a carga a qual o aerogerador está conectado.

Segundo Fernandes (2006), a estrutura do sistema de controle da maioria das máquinas de corrente alternada a ímã permanente apresenta as seguintes características em comum para operação com alto desempenho: controle da malha posição/velocidade; enfraquecimento de campo e controle vetorial; controle da malha de corrente. Esse sistema de controle recebe os comandos do operador e as medidas das grandezas elétricas e mecânicas fornecidas.

O sistema controle do conversor do lado do gerador tem por objetivo otimizar a potência extraída da turbina para quaisquer velocidades de vento. 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 (SILVA, 2016).

A Figura 6 mostra a estrutura geral do controle desse conversor.

Figura 6 – Estrutura geral do Conversor do Lado do Gerador.



Fonte – SILVA (2016) .

Primeiro é feita a modelagem do PMSG no bloco 1. No bloco 2 está a malha mais externa de controle de velocidade e no bloco 3 a malha mais interna de controle de corrente. Este bloco

recebe as correntes de referência do bloco 2 e $I_d^* = 0$ e recebe uma medição das correntes do estator do PMSG, sendo assim responsável em converter o erro de corrente do estator nas tensões de referência do conversor. (SILVA, 2016)

A operação com e $I_d^* = 0$ é adequada para acionamentos até a velocidade nominal, na região de torque constante, na qual a tensão fornecida real alimentação é suficiente. Entretanto, para velocidades acima da nominal, na faixa de operação de potência constante, a f_{cm} aumenta proporcional à velocidade do rotor.

O bloco 4 contém o PWM senoidal que recebe as tensões de referência e determinam as razões cíclicas das chaves semicondutoras do conversor que estão no bloco 5, o qual é conectado diretamente no PMSG. (SILVA, 2016)

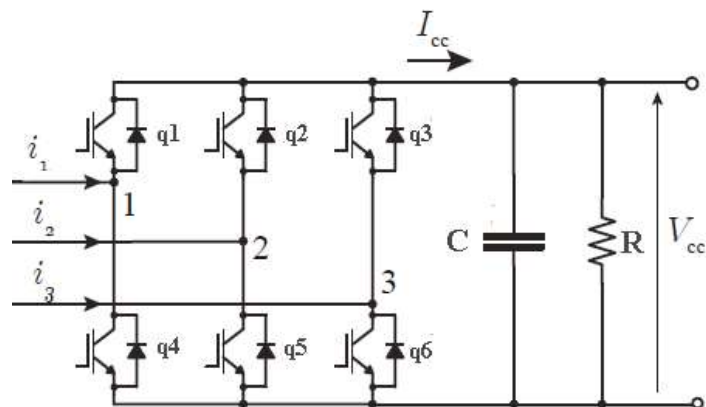
4.1 Circuito Retificador

O circuito retificador, mostrado na Figura 7, é responsável por converter a tensão alternada em tensão contínua CA-CC. Assim é obtida a tensão do barramento CC .

São gerados pulsos das chaves de forma tal que as chaves de cada braço sejam comutadas de forma complementar. Os componentes deste conversor são dispositivos de comutação, especificamente os transistores bipolares (IGBTs), que são acionados por uma técnica de modulação por largura de pulsos PWM. Há uma conexão de um diodo em anti-paralelo aos IGBTs e essa conexão é necessária para que haja caminho para a corrente alternada.

O período de condução das chaves não é afetado pela adição de filtro capacitivo na saída, já que as chaves trabalham em comutação forçada.

Figura 7 – Circuito Retificador Fonte de Tensão.



Fonte – WU et al. (2011).

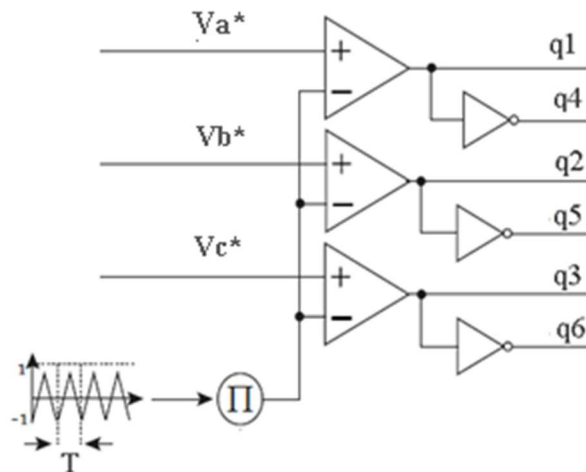
4.1.1 MODULAÇÃO PWM

Dentre as estratégias de modulação PWM existentes (senoidal, escalar, vetorial etc.), foi utilizada a modulação senoidal com portadora triangular, devido a sua eficiência e simplicidade na implementação (WU et al., 2011).

O objetivo principal desta modulação é mensurar o tempo em que a chave deve permanecer fechada para se ter a tensão ou corrente de saída desejadas.

A modulação PWM é feita a partir da comparação das tensões de referência (V_a^* , V_b^* e V_c^*) obtidas da estratégia de controle com a onda triangular, intervalo de tempo de chaveamento (T), para obter os sinais de chaveamento das chaves (q1, q2, q3), como mostra a Figura 8. O sinal das chaves inferiores (q4, q5, q6) são complementares das chaves superiores, respectivamente.

Figura 8 – Estratégia de PWM Senoidal Triangular.



Fonte – WU et al.(2011).

Para facilitar a compreensão dos valores de saída de tensão do retificador, considera-se o ponto 0 para calcular as tensões de cada fase em relação a esse ponto, denominado de tensão de polo, e o ponto neutro (n) como mostra a Figura 9.

As tensões V_1 , V_2 e V_3 dependem da configuração das chaves do conversor. Considerando um sistema trifásico de tensões equilibradas (Equações 4.1, 4.2 e 4.3):

$$V_1 = V_m \sin(\omega t) \quad 4.1$$

$$V_2 = V_m \sin(\omega t - 2\pi/3) \quad 4.2$$

$$V_3 = V_m \sin(\omega t + 2\pi/3) \quad 4.3$$

É possível obter as tensões de polo:

$$V_{10} = (2q_1 - 1) \frac{V_{cc}}{2} \quad 4.4$$

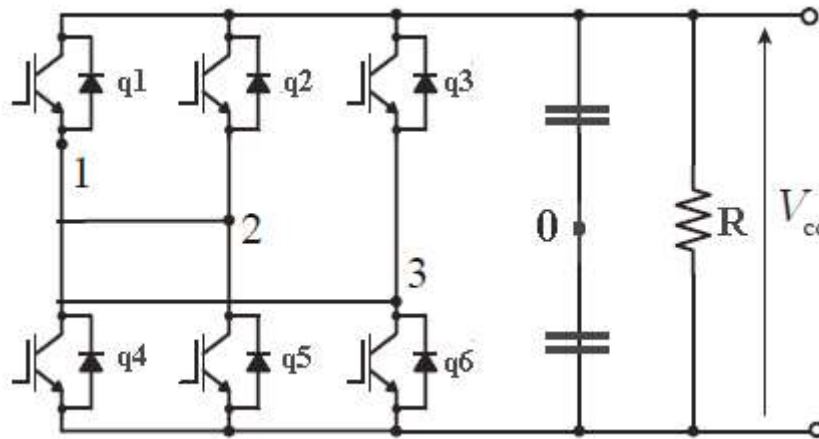
$$V_{20} = (2q_2 - 1) \frac{V_{cc}}{2} \quad 4.5$$

$$V_{30} = (2q_3 - 1) \frac{V_{cc}}{2} \quad 4.6$$

E a tensão de neutro com relação ao ponto 0, mostrado na figura 9:

$$V_{n0} = \frac{1}{3} (V_{10} + V_{20} + V_{30}) \quad 4.7$$

Figura 9 – Conversor Fonte de Tensão



Fonte – WU et al.(2011)

4.2 Controle de corrente

O PMSG e o conversor são ligados diretamente e pode-se considerar que a tensão de saída do gerador é igual a tensão do conversor.

Primeiro, deve-se aplicar a Transformada de Laplace para transformar a equação geral que descreve o comportamento do PMSG no referencial dq da Equação 3.36 no domínio do tempo para o domínio da frequência:

$$\begin{bmatrix} V_{sd} \\ V_{sq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_s & -\omega_r L_{sq} \\ \omega_r L_{sd} & R_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{sd}(s) \\ I_{sq}(s) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} sL_{sd} & 0 \\ 0 & sL_{sq} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{sd}(s) \\ I_{sq}(s) \end{bmatrix} + \omega_r \begin{bmatrix} 0 \\ \lambda_{pm} \end{bmatrix} \quad 4.8$$

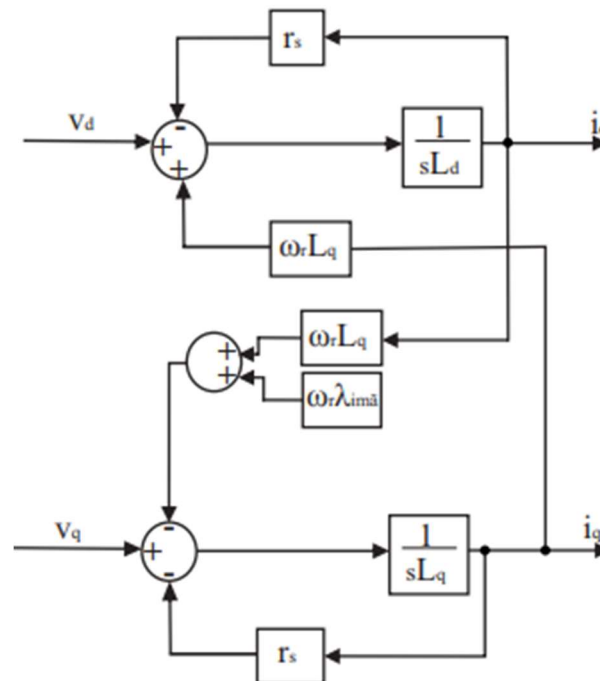
Isolando as correntes do referencial dq para se obter as informações de controle, tem-se:

$$I_{sid}(s) = \frac{1}{sL_{sd}} [v_{sd} - R_s I_{sd}(s) + \omega_r L_{sq} I_{sq}(s)] \quad 4.9$$

$$I_{sq}(s) = \frac{1}{sL_{sq}} [v_{sq} - R_s I_{sq}(s) - \omega_r (L_{sd} I_{sd}(s) + \lambda_{pm})] \quad 4.10$$

Das Equações 4.9 e 4.10, pode-se encontrar a função de transferência do sistema, como mostra a Figura 10. Pode-se anular esses termos acoplados entre os eixos dq, permitindo obter o controle independente das correntes. Assim, pode-se determinar os valores das tensões de referência.

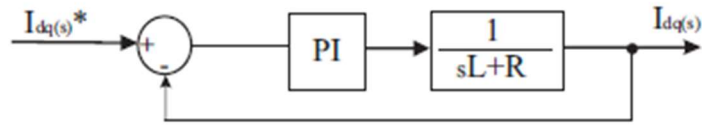
Figura 10 – Diagrama de Blocos da Função de Transferência do Sistema no referencial dq.



Fonte – SILVA (2016).

As tensões de referência, que serão utilizadas no PWM, foram determinadas pela diferença entre a corrente de referência e a corrente real, ou comumente chamado de erro de corrente. Esse erro passa por um ganho proporcional integral do controlador PI e assim as tensões são geradas. A constante proporcional k_p e a constante integral k_i desse controlador PI foram determinados após as compensações *feedwards*, como mostra na Figura 11.

Figura 11 – Sistema Simplificado do Controle de Corrente.



Fonte – SILVA (2016).

Assim, tem-se que a função de transferência é:

$$\frac{I_{sd}(s)}{I_{sd}^*(s)} = \frac{(k_p s + k_i)}{(s^2 L_s + (R + k_p)s + k_i)}$$

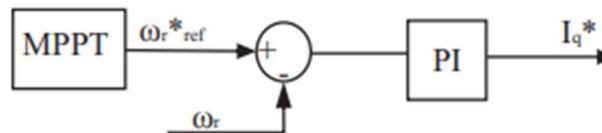
45

4.3 Controle de velocidade

Esse controle é feito utilizando a técnica de rastreamento MPPT (*Maximum Power Point Tracking*) para usar como sinal de referência a velocidade mecânica obtida como forma de garantir que a turbina opere no seu ponto ótimo.

No controle por velocidade, um controlador PI gera o sinal de referência de torque eletromagnético que atua sobre a velocidade do eixo do PMSG. Esta velocidade, juntamente com a velocidade do vento, define a potência produzida pela turbina. Na Figura 12 é ilustrado esse sistema de controle

Figura 12 – Diagrama de Blocos do Controle de Velocidade.



Fonte – SILVA (2016).

4.3.1 RASTREAMENTO DO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA (MPPT)

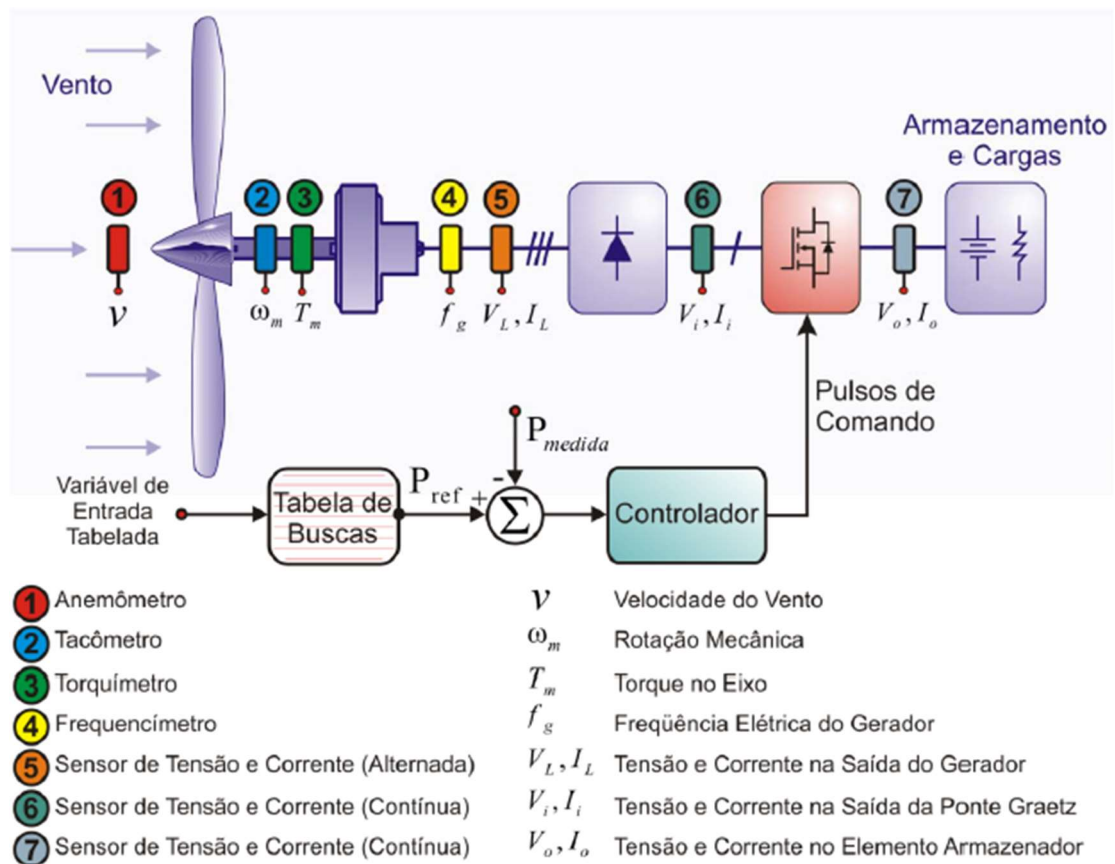
É preciso fazer uma análise da curva de potência mecânica da turbina, devido às variações das velocidades do vento, para se obter um valor máximo de potência. Assim, através de uma técnica de rastreamento é possível fazer com que o sistema opere nesse ponto máximo ou em torno dele para maximizar a geração de energia.

Os métodos de implementação dos algoritmos de rastreamento mais utilizados são: Tabela de Buscas, Variável de Referência e Perturba e Observa (P&O).

O primeiro método, deve-se obter os dados das grandezas mecânicas, como torque, velocidade do vento, e elétricas, como a corrente, tensão e frequência elétrica do gerador, em algum ponto desejável. A partir desses dados é feita uma tabela que será programada para obter a potência máxima disponível nesse ponto. Assim, faz-se uma comparação entre a potência mecânica disponível e estimada e, através dessa diferença, altera-se a razão cíclica do conversor para operar nesse ponto de máxima potência.

O esquema desse método pode ser observado na Figura 13.

Figura 13 – Diagrama esquemático do sistema de MPPT com Tabela de Busca.



Fonte – TIBOLA (2009).

Para utilizar esse método deve-se ter o conhecimento da curva de potência da turbina e as características do gerador além de que os parâmetros variam bastante, podendo causar danos mecânicos. Além disso, o sistema utilizado não contém instrumentos de medição de variáveis mecânicas (anemômetro, tacômetro) (TIBOLA, 2009). Logo, o método só poderia ser utilizado pela medição de variáveis elétricas e então, com as características ensaiadas, obter de modo indireto a potência, mas geraria os danos mecânicos citados.

O segundo método, é um método baseado na pesquisa do ponto local de funcionamento ótimo dado uma determinada função (KOT, 2013). Deseja-se encontrar o ponto de operação ótimo da potência extraída de uma turbina eólica para maximizar sua extração de potência.

O algoritmo do método Pertuba e Observa (P&O) 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 (OSAYD et al, 2014). Pode-se optar por perturbar a velocidade e observar a potência mecânica desenvolvida, ou optar pela perturbação de alguma das variáveis de controle, isto é, sua tensão de entrada, corrente de entrada ou *duty cycle*, e observação da potência de saída do gerador.

Baseado nos métodos apresentados, deve-se ter um sistema de rastreamento que seja o mais imparcial e generalizado possível, cujas variáveis não alterem suas características de acordo com as mudanças do sistema.

CAPÍTULO III

Neste capítulo será mostrada a metodologia utilizada para implementação do modelo matemático, assim como as configurações e os parâmetros de cada componente do sistema.

5 METODOLOGIA

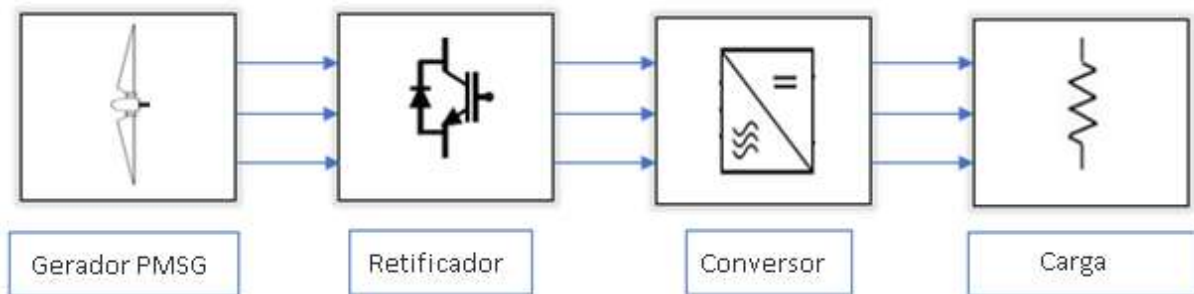
Nesse tópico são abordados os estágios que compõem a tipologia do processamento da energia de um gerador a imã permanente empregado na geração de energia eólica.

O trabalho foi desenvolvido no Departamento de Engenharia Mecânica do Centro de Ciências e Tecnologia da Universidade Federal de Campina Grande.

A metodologia foi dividida em duas etapas: modelar o sistema eólico e implementar esse modelo.

Na Figura 14 serão apresentados os estágios do modelo implementado.

Figura 14 – Estágios da Implementação do Sistema.



No estágio 1, foi implementado a turbina eólica e o gerador PMSG. Nos estágios 2 e 3, o circuito retificador converte a tensão alternada em tensão contínua CA-CC acionador pelo PWM. Além disso, é feito o rastreamento da máxima potência do gerador PMSG.

O mais importante é que o comando desse conversor deverá ser efetuado de modo a operar o sistema eólico dentro das curvas de potência .incorporado ao mesmo um sistema de controle que permita realizar o algoritmo de rastreamento de máxima potência proposto.

O estágio 4 representa a carga que será conectada a esse sistema.

5.1 Implementação do Sistema Eólico

Existem diversos estudos referentes ao perfil eólico da cidade de Campina Grande, como por exemplo o Atlas Eólico da Paraíba. Para o aproveitamento do recurso eólico, é necessário

um estudo aprofundado do vento no local desejado. para a obtenção destes dados. Foram feitas medições para coleta de dados no Solário do Laboratório Experimental de Máquinas Térmicas da Universidade Federal de Campina Grande. Estas medições foram realizadas no mês de agosto de 2018 durante a tarde, e assim foi possível traçar a curva característica deste perfil de vento, como mostra a Figura 15

Figura 15 – Velocidade Média Horária medida.



O valor da velocidade mínima do vento na medição foi de 3,9 m/s e uma velocidade máxima de 10,8 m/s. A velocidade média horária medida teve seu valor máximo de 7 m/s e está dentro do valor médio coletado no Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica S. Brito (CRESESB), cuja média de ventos entre os meses de junho a agosto é de 7,16 m/s (CRESESB, 2018).

Um exemplo de aplicação ideal para esse perfil eólico é a utilização da energia gerada para abastecer uma residência típica na zona rural, uma vez que ela demanda uma baixa potência.

A partir das equações que modelam o comportamento dinâmico da turbina eólica, foi possível simular a curva característica de potência e obter um modelo de simulação que permita integrar os demais componentes do sistema.

5.1.1 MODELO DE TURBINA

Inicialmente, para a modelagem da turbina foi utilizado o *software PowerSim* (PSIM).

A representação do sistema aerodinâmico utilizado nesse trabalho foi baseada no modelo de turbina onde a função $C_p(\lambda, \beta)$, descrita nas Equações 5.1 e 5.2, representa a relação da evolução do coeficiente de potência em função do aumento do λ .

O modelo utilizado para determinar o coeficiente de potência foi desenvolvido por Heier(2006) e é dado pelas equações:

$$C_p(\lambda, \beta) = C_1 * \left(\frac{C_2}{\lambda_1} - C_3 * \beta - C_4 * \beta^x - C_5 \right) * e^{-\frac{C_6}{\lambda_1}} \quad 5.1$$

$$\lambda_1 = \frac{1}{\lambda + 0.08 * \beta} - \frac{0.035}{1 + \beta^3} \quad 5.2$$

A Tabela 3 mostra os valores propostos por (Heier, 2006) para as constantes usadas na Equação 5.1.

Tabela 3 – Constantes usados na determinação do Coeficiente de Potência.

C_1	C_2	C_3	C_4	C_5	C_6	x	β
0.5	116	0.4	0	5	21	1.5	10

Foi possível modelar a Equação 5.2 por meio de blocos no *software* PSIM, tendo como valores de entrada o ângulo de passo da turbina (β) e o TSR, como valores internos os dados da Tabela 3 e a Equação 5.2. Na Figura 16 consta um diagrama simplificado para representar o modelo simulado.

Figura 16 – Sintaxe do Modelo Simulado.

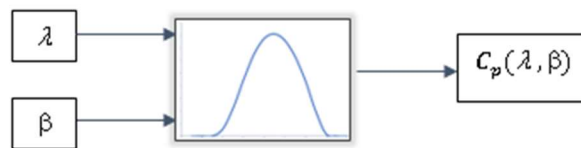
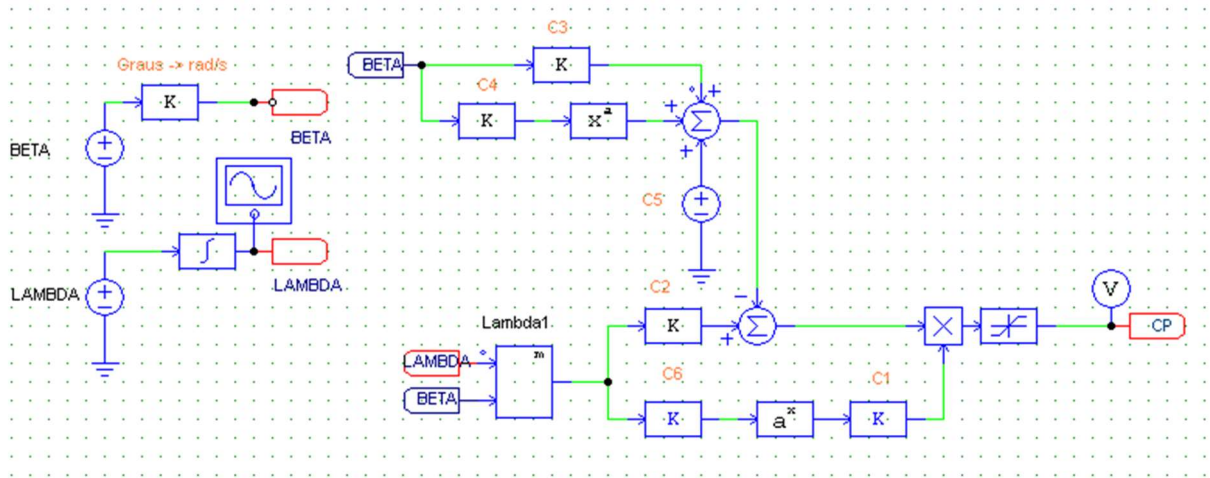


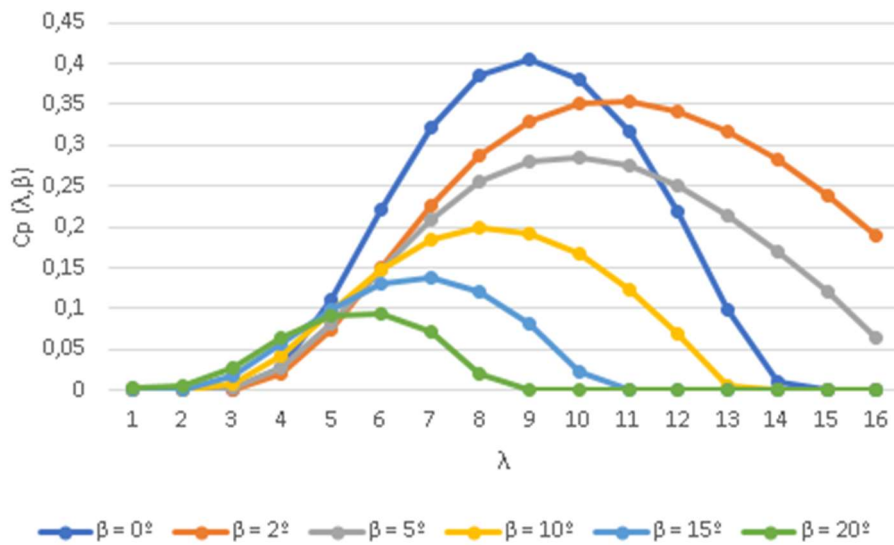
Figura 17 está o diagrama com a montagem dos blocos no PSIM e com o modelo simulando, obteve-se o comportamento da função $C_p(\lambda, \beta)$.

Figura 17 – Diagrama de Blocos no PSIM.



Variando o valor de β para $0^\circ, 2^\circ, 5^\circ, 10^\circ, 15^\circ$ e 20° e variando o valor do λ entre 0 a 15, pode-se traçar a Figura 18 que representa a curva característica $C_p \times \lambda$. O raio $R = 1,25$ m e a densidade do ar $\rho = 1,225$ kg/m³.

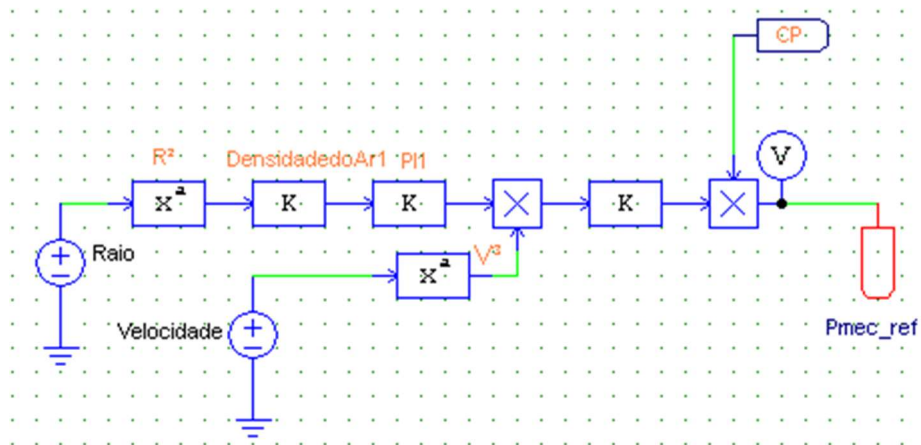
Figura 18 – Curva Característica $C_p(\lambda, \beta)$ para diferentes valores de λ .



Pelo Gráfico 4, obtêm-se o valor máximo de C_p quando o $\lambda = 9$ e $\beta = 0^\circ$. Assim, considera-se que o $C_{p\text{máx}} = 0.41$, e serão usados esses valores de λ e β como sendo os valores ótimos ($\lambda_{\text{ótimo}}$ e $\beta_{\text{ótimo}}$).

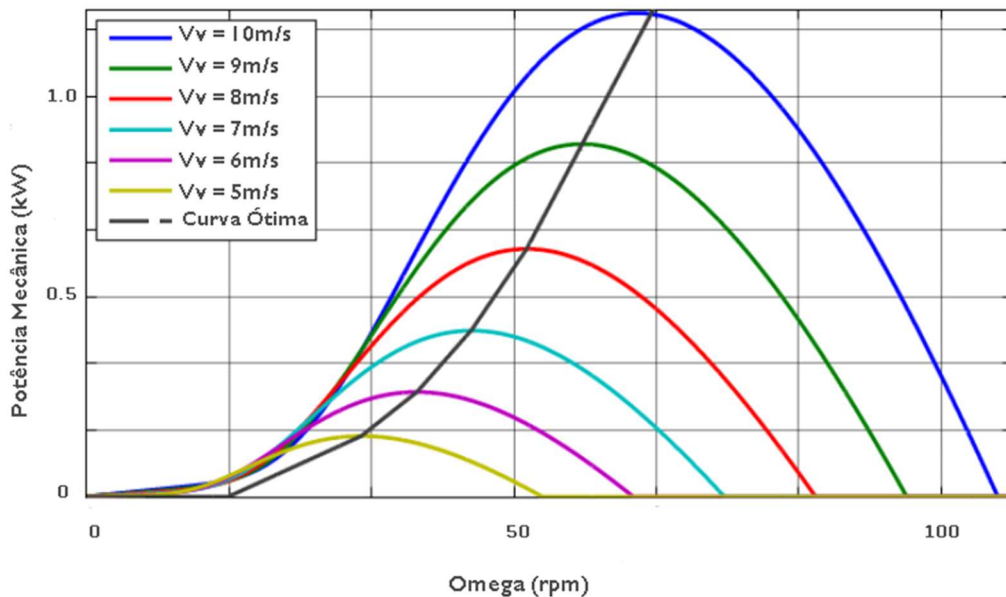
Na Figura 19 está o diagrama de blocos que foi utilizado na simulação no PSIM para determinar o valor de Potência mecânica de referência.

Figura 19 – Diagrama de Bloco para o cálculo da Potência Mecânica.



Sendo a potência dada pela Equação 3.6, a curva de potência mecânica em função da velocidade angular das pás da turbina, como pode ser visto na Gráfico 5 para várias velocidades diferentes, preservando o raio e o ângulo de passo fixos e estão sendo representados por fontes de tensão para tornar o diagrama de simulação genérico para qualquer turbina.

Figura 20 – Potência Mecânica em função da velocidade angular.



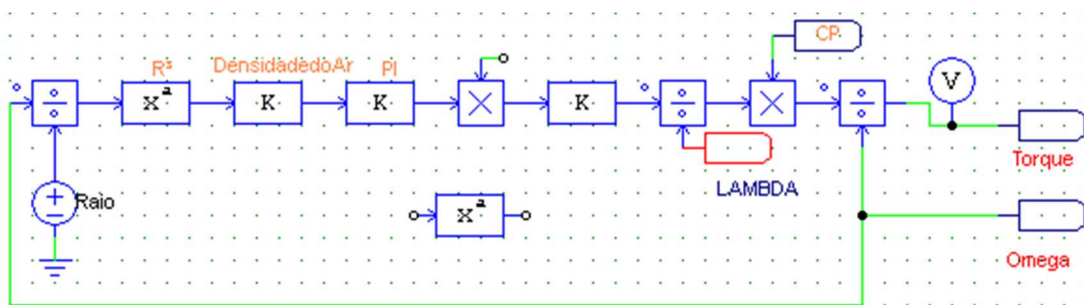
Assim, foi feito um simples rastreio dos pontos ótimos de potência. As velocidades do vento foram perturbadas e assim se observava a variação da potência mecânica a fim de se determinar os pontos de máxima potência para cada velocidade do vento. Logo após foi possível traçar uma curva interligando os pontos máximos.

Para finalizar o modelo elétrico da turbina, é necessário que, a partir da entrada de uma velocidade do vento, seja produzido um torque mecânico, que por sua vez irá alimentar uma carga mecânica.

Porém, a velocidade angular que era uma variável de entrada agora será uma variável que vai depender da quantidade de torque contrário imposto pela carga mecânica ligada à turbina. Logo, como cada velocidade do vento gera uma curva de potência em relação a uma velocidade angular diferente e como este torque está aplicado a uma carga mecânica, irá surgir no eixo comum uma rotação que realimentará o sistema fazendo com que a potência opere em um ponto fixo.

Na Figura 18 está o diagrama de blocos utilizado na simulação no PSIM para calcular o torque de referência.

Figura 21 – Diagrama de Bloco para o cálculo do Torque.



Para implementação do Sistema Eólico, foram utilizados blocos próprios do *software* PSIM devido a uma limitação no bloco de varredura de parâmetros chamado *parameter sweep* onde ele só permite analisar um parâmetro variável, evitando futuras alterações e complicações na simulação. A velocidade foi variada e foram mantidos os parâmetros utilizados no modelo proposto.

5.2 Modelo Simulado

Este tópico apresenta o sistema de geração eólica com um gerador síncrono a ímã permanente. O modelo do sistema eólico e seus parâmetros foram propostos por Bao et al.(2014).

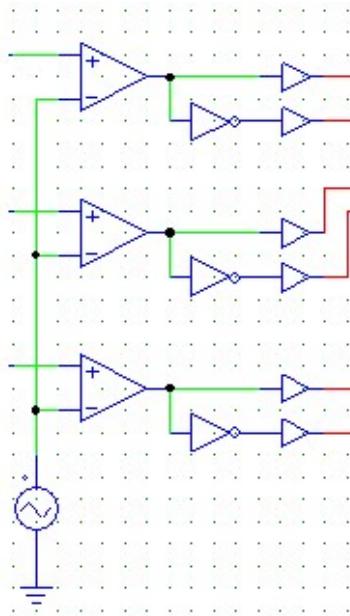
Nesse modelo, a velocidade do gerador é utilizada como variável de referência para obtenção das correntes do referencial $\alpha\beta$. De acordo com o autor, com a velocidade do vento medida, o MPPT calcula a velocidade ideal do gerador, que é usada como referência para o

circuito de controle da corrente interna. Ao extrair a potência máxima, a turbina eólica executa o PMSG na velocidade ótima.

A tensão trifásica da saída do PMSG é retificada em corrente CC controlável usando um retificador de fonte de tensão trifásico, controlado por meio de uma técnica de modulação PWM. Em qualquer velocidade do vento, a tensão de saída do retificador, V_{cc} , pode ser regulada em um nível constante, alterando os ciclos de trabalho das chaves ativas através da modulação PWM.

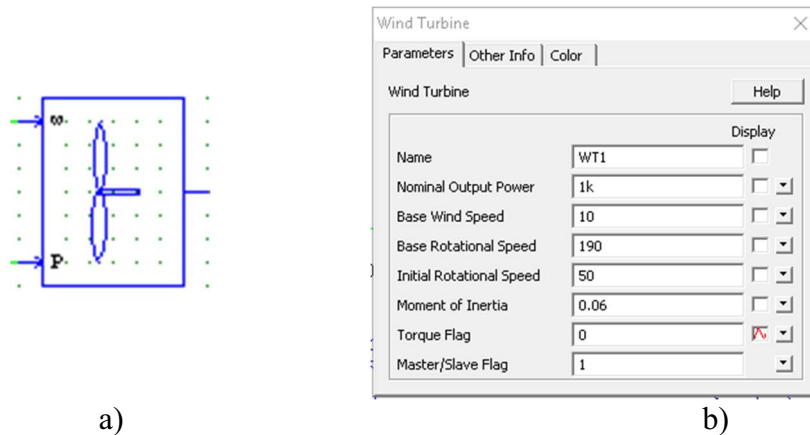
A modulação por largura de pulso (PWM) foi feita utilizando uma onda triangular e um comparador como mostra a figura 22.

Figura 22 – Estrutura do PWM.



Para a simulação foram utilizados blocos que já fazem parte da biblioteca do PSIM: O bloco *Wind Turbine*, Figura 23 a), representa a turbina eólica e a Figura 23 b) Os parâmetros usados na simulação da turbina eólica foram propostos por Tibola (2006).

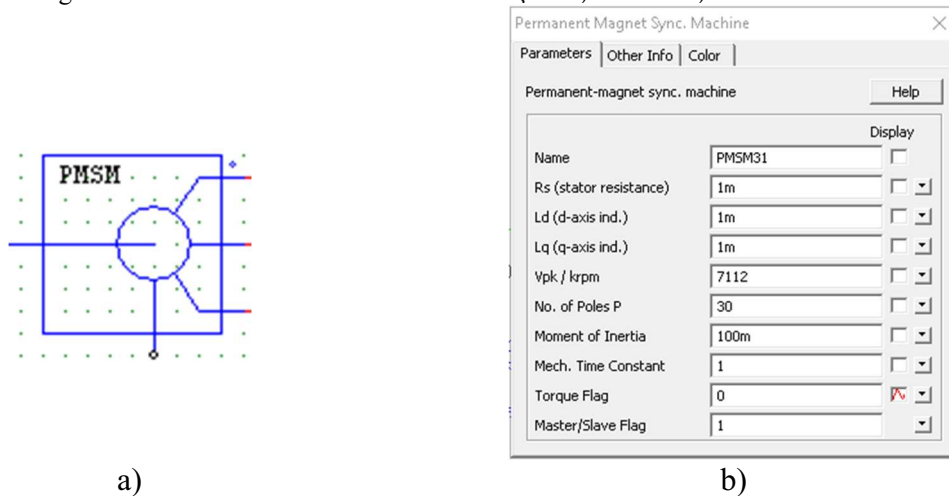
Figura 23 – Parâmetros Utilizados na Simulação: a) Bloco, b) Parâmetros da Turbina Eólica



A Figura 24 a) representa o bloco *Permanent Magnet Sync. Machine* e na Figura 24 b) representa os parâmetros do gerador síncrono a ímã permanente PMSG.

No bloco do PMSG, tem como parâmetros: o Número de Pólos (P), a Razão da Tensão de Pico de Linha pela constante de geração da máquina a uma velocidade (V_{pk}/K_{rpm}), o Momento de Inércia (J) e a Constante de Tempo mecânica, como mostra a Figura 24 b).

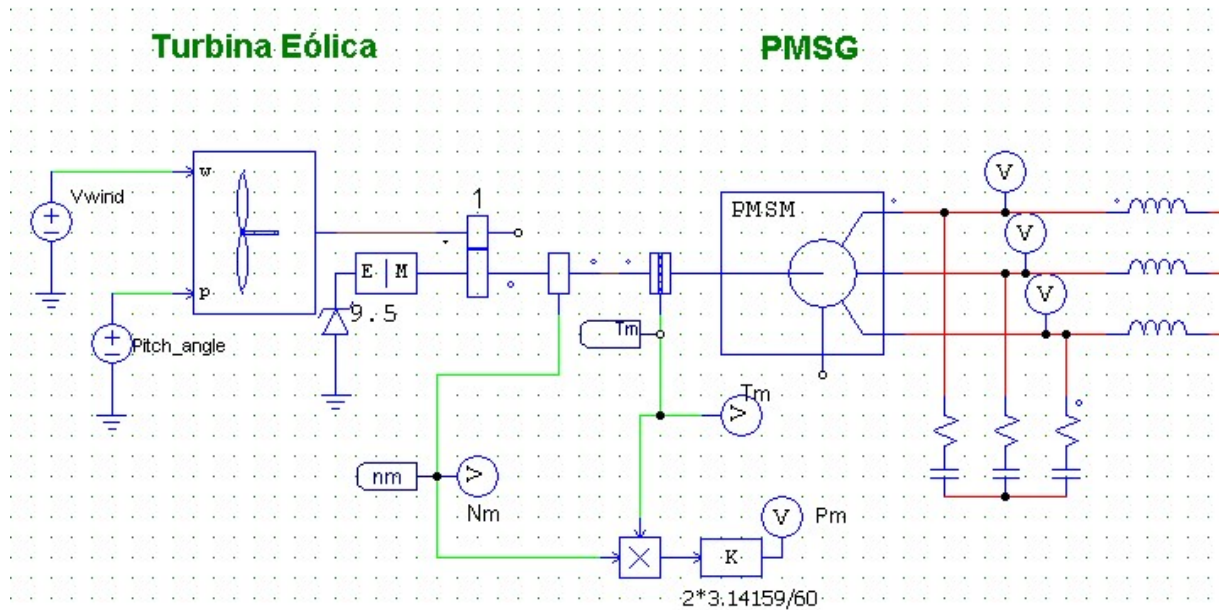
Figura 24 – Parâmetros Utilizados na Simulação: a) Bloco e b) Parâmetros do PMSG.



Foi implementado como base na simulação o modelo *PMSM Based Wind Power Generation System* existente na biblioteca do PSIM, onde foram feitas algumas alterações para a análise do comportamento de variáveis, utilizando o modelo proposto por Tibola (2006).

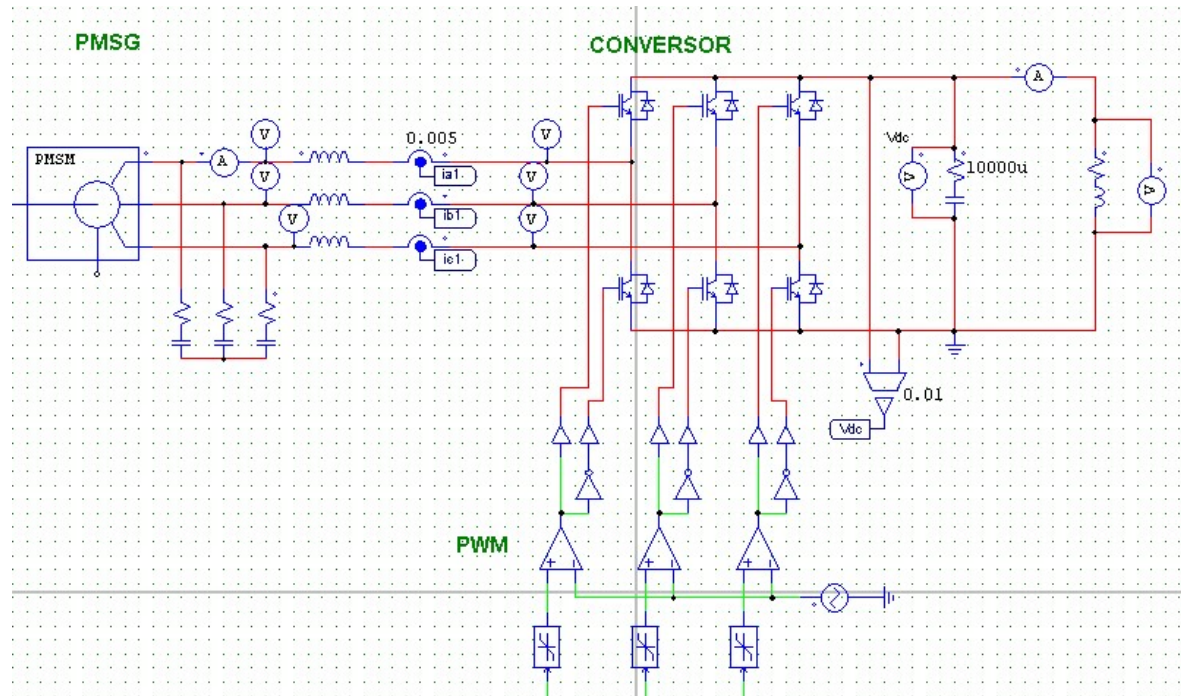
Na Figura 25 está o modelo da Turbina conectada ao gerador PMSG implementado no PSIM.

Figura 25 – Modelo da Turbina e do PMSG Implementado no PSIM.



O modelo utilizava uma ponte retificadora trifásica acoplado a esse PMSG, que é controlada por uma modulação PWM, como mostra a Figura 26.

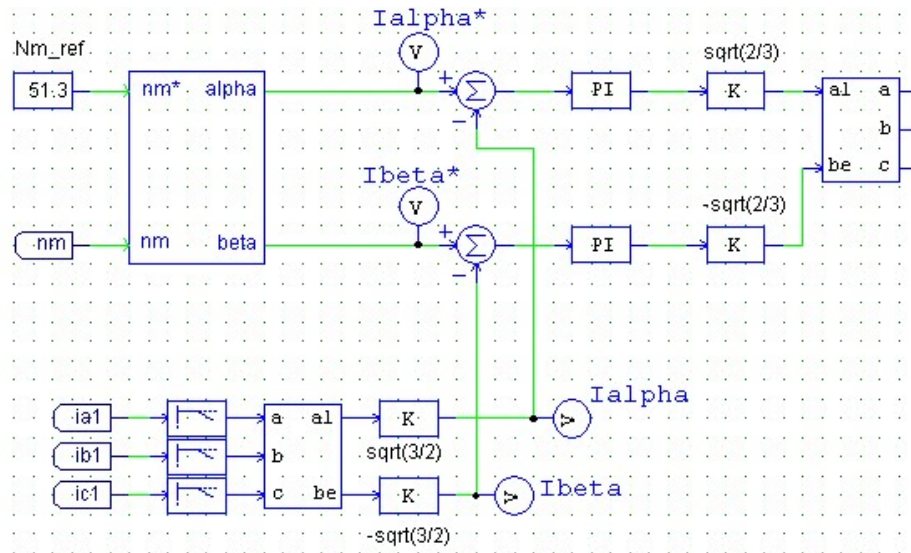
Figura 26 – Acoplamento do PMSG e do Conversor-Retificador.



Foi calculada a diferença entre a corrente de referência e a corrente real e esse erro passou por um ganho proporcional integral do controlador PI e assim foram geradas as tensões usadas no PWM.

. E essa ponte retificadora é controlada por uma modulação PWM acionada por correntes no referencial trifásicas vindo de um controle de velocidade como mostra a figura 27.

Figura 27 – Sistema de Controle.



O método de sintonia do controlador utilizado foi o método de tentativa e erro, onde o ajuste é feito manualmente e os parâmetros ideais são alcançados nessa forma. Esse método requer o entendimento de como alterações nos parâmetros do controlador influem na resposta do sistema e a execução vários testes. Também poderia ter utilizado o método de Gauss-Newton, mas para isso era necessário atribuir um valor inicial ao parâmetro a ser identificado, para que por meio de sucessivas iterações procure um valor que convirja a minimizar o erro.

Os resultados obtidos na implementação deste modelo no software PSIM serão mostrados no Capítulo IV.

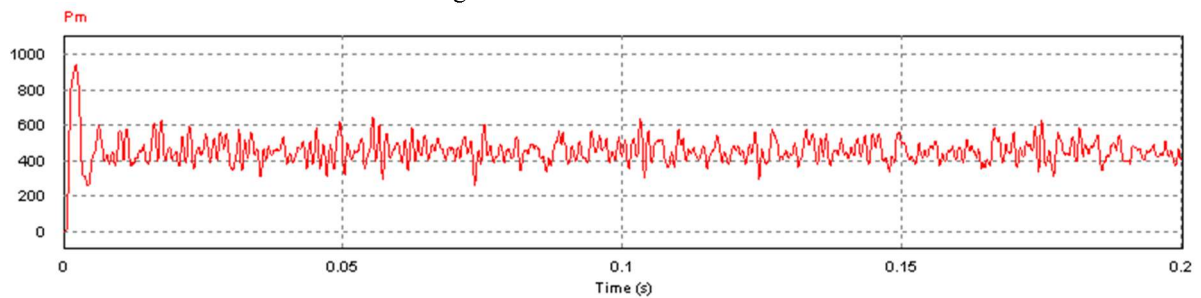
CAPÍTULO IV

6 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Foi implementado o modelo apresentado no capítulo anterior e foram feitas algumas alterações nos parâmetros para a análise do comportamento das variáveis.

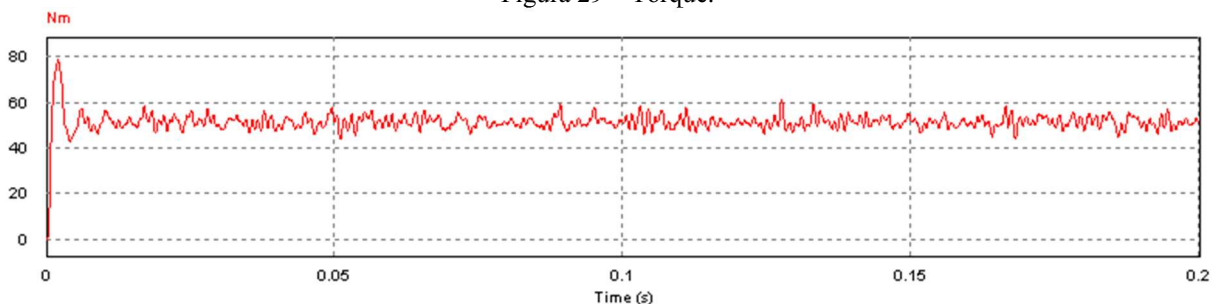
A potência máxima obtida foi de, aproximadamente, 900W para uma turbina de 1 kW e se manteve com oscilação constante de amplitude 500 W, configuração adequada para geração eólica de pequeno porte, como mostra a Figura 28. Para que essa potência atinja o seu valor máximo, será preciso utilizar um conversor para que através do MPPT possa fazer o controle de corrente e extrair a máxima corrente dessa turbina.

Figura 28 – Potência Mecânica.



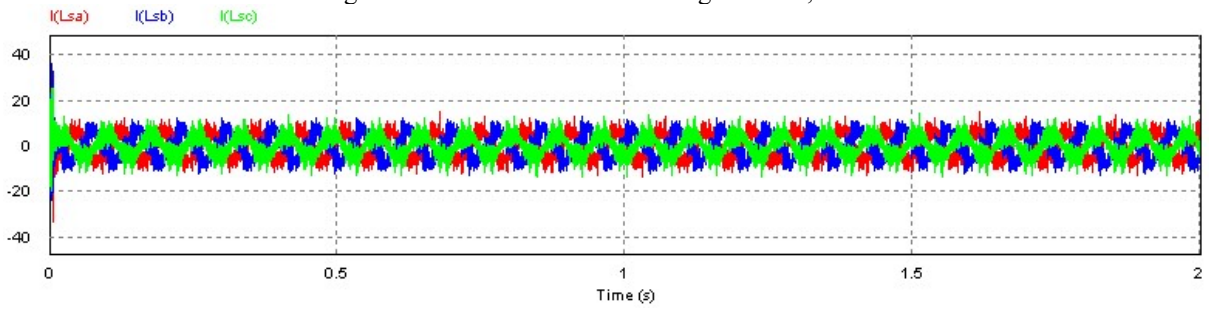
O torque desenvolvido pela turbina atingiu 80 Nm na inicialização do sistema, mas se manteve com oscilação constante em, aproximadamente, 50 Nm e pode ser observado na figura 26.

Figura 29 – Torque.



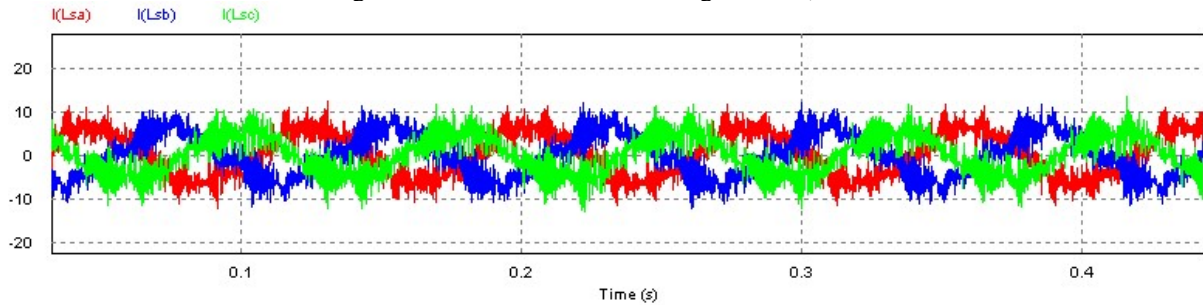
Foram utilizadas as correntes trifásicas do gerador I_a , I_b e I_c , Figura 30, para calcular as correntes I_α e I_β através da transformação abc- $\alpha\beta$. Essas correntes

Figura 30 – Correntes trifásicas do gerador Ia, Ib e Ic.

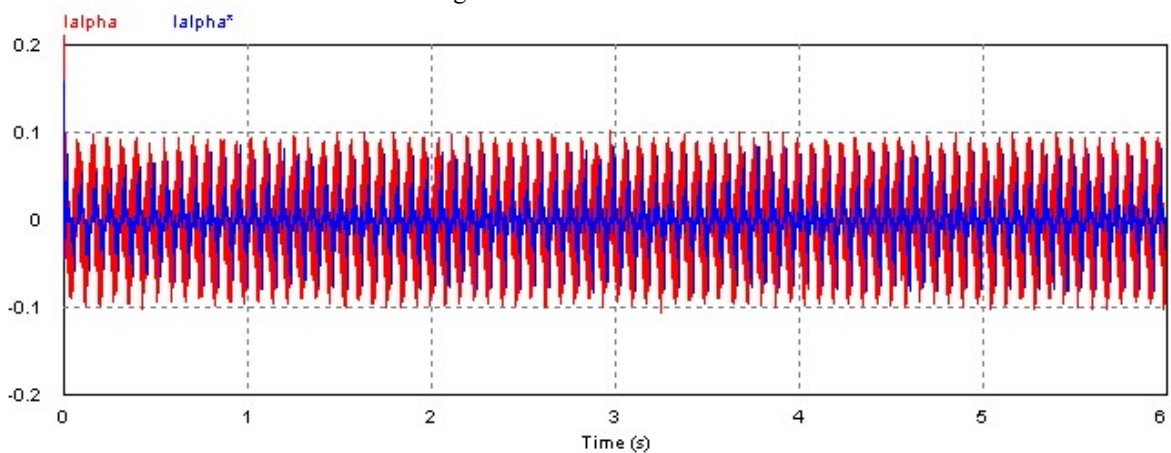


Foi reduzido o tempo de simulação de 2s para 0.5s para uma melhor visualização desse sinal, como mostra a Figura 31.

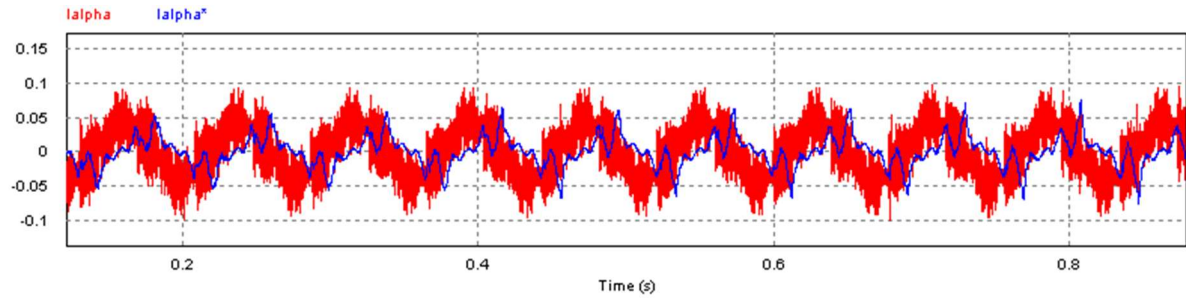
Figura 31– Correntes trifásicas do gerador Ia, Ib e Ic.



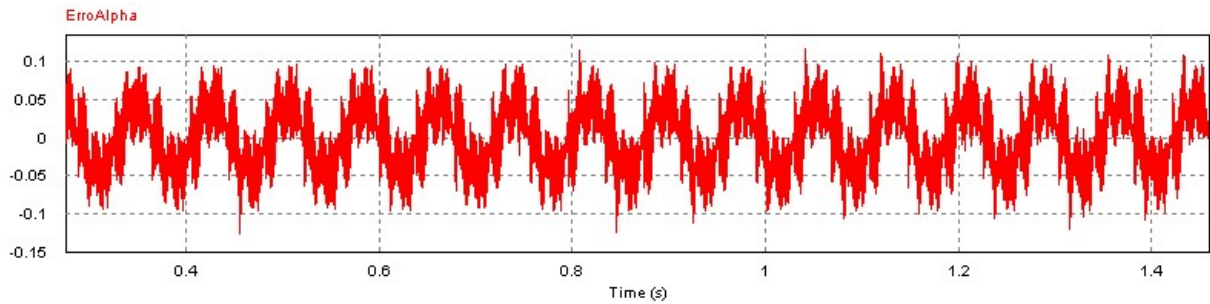
Logo, para obter as correntes $I\alpha^*$ e $I\beta^*$ foi feito o controle de velocidade da turbina, comparando a velocidade real N_m com a velocidade de referência N_{m_ref} usando o modelo de controle apresentado no capítulo anterior, como foi mostrado na figura 27. Assim, pode-se ver na Figuras 32 a comparação da corrente $I\alpha$ real e de referência $I\alpha^*$.

Figura 32 – Correntes $I\alpha$ e $I\alpha^*$.

Foram reduzidos a amplitude e o tempo de simulação para uma melhor visualização desses sinais de corrente $I\alpha$ e $I\alpha^*$.

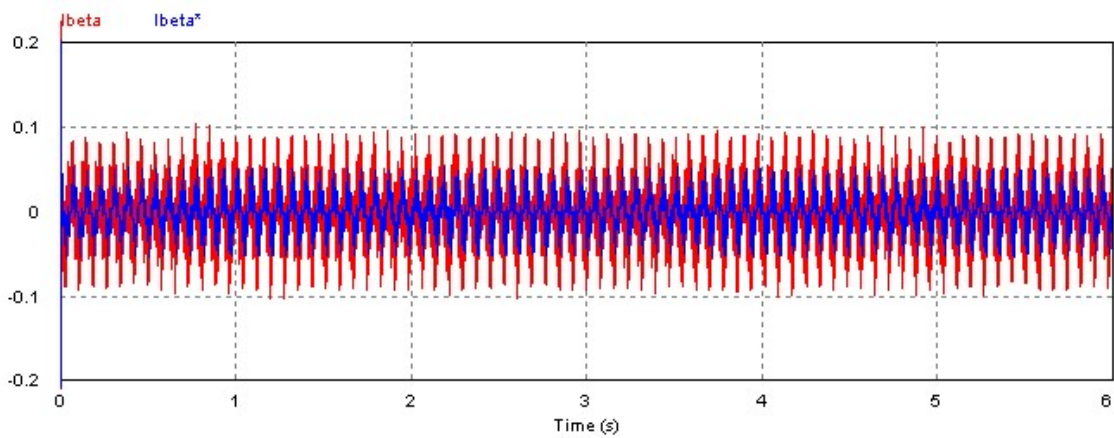
Figura 33 – Ampliação dos sinais de correntes I_α e I_α^* .

A diferença entre a corrente real e a corrente de referência, chamada de erro, passou por um controlador PI. A Figura 34 apresenta o erro das correntes I_α real e de referência I_α^* .

Figura 34 – Erro das correntes I_α real e de referência I_α^* .

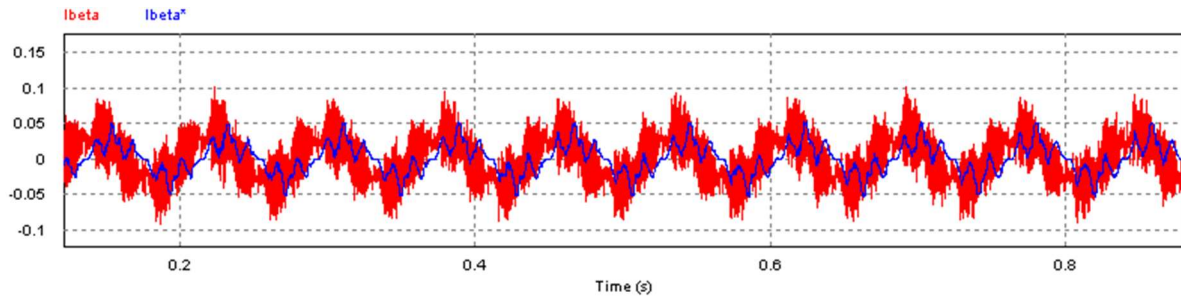
Na Figura 35, mostra a comparação da corrente real I_β e de referência I_β^* .

Pode-se notar que os sinais de corrente de referência I_α^* e I_β^* gerados pelo controle de velocidade estão similares aos sinais de corrente I_α e I_β obtidos pela transformação abc- $\alpha\beta$.

Figura 35 – Correntes I_β e I_β^* .

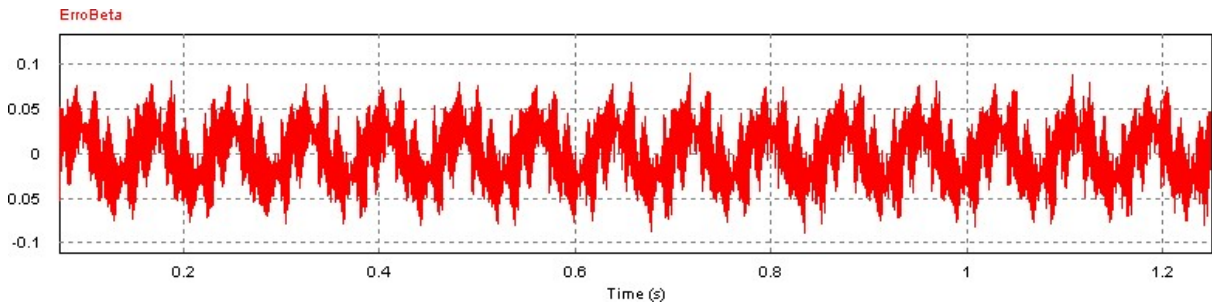
Foram reduzidos a amplitude e o tempo de simulação para uma melhor visualização desses sinais de corrente I_β e I_β^* , como mostra a Figura 36.

Figura 36 – Ampliação dos sinais de correntes I_β e I_β^* .



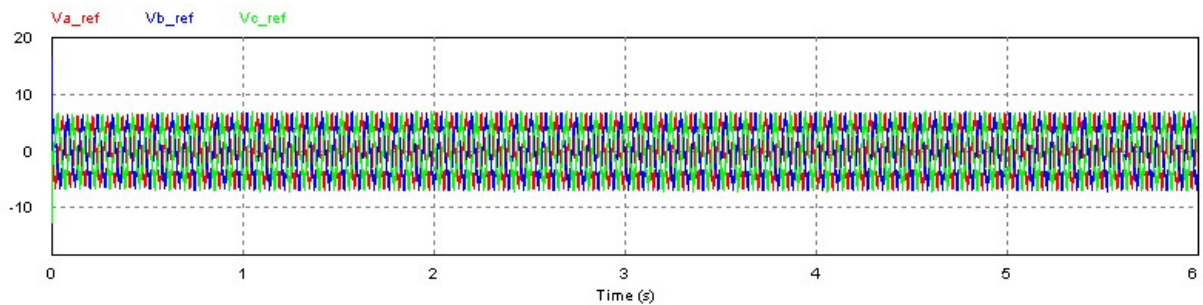
A diferença entre a corrente real e a corrente de referência, chamada de erro, passou por um controlador PI. A Figura 37 apresenta o erro das correntes I_β real e de referência I_β^* .

Figura 37 – Erro das correntes I_β real e de referência I_β^* .



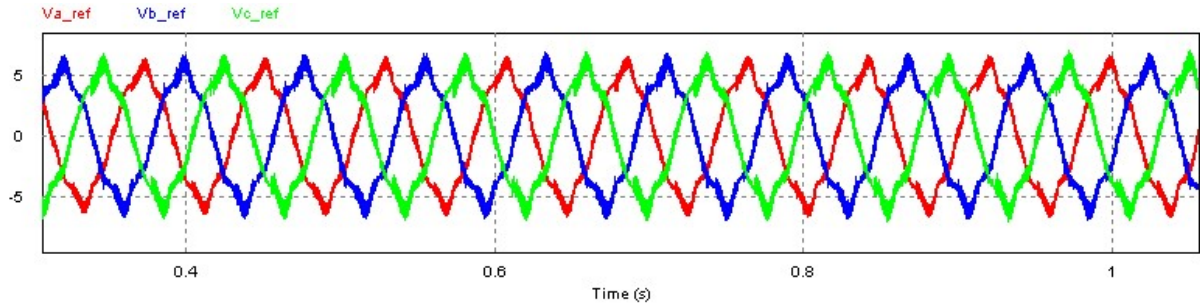
As constantes do PI usadas para o controle do erro das correntes α foram $K_p = 9$ e $K_i = 0,001$ e para o erro das correntes β foram $K_p = 22$ e $K_i = 0,001$. Após passar pelo controlador PI, foram geradas as trifásicas de referência V_{a_ref} , V_{b_ref} e V_{c_ref} , Figura 38, através da transformação $\alpha\beta - abc$.

Figura 38 – Tensões Trifásicas de referência.



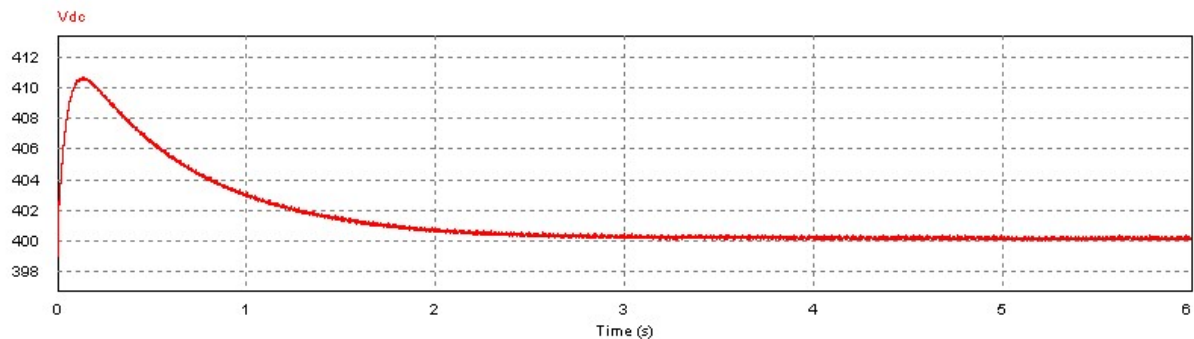
Foram reduzidos a amplitude e o tempo de simulação de 6s para 1.2s para uma melhor visualização desses sinais de tensão, como mostra a Figura 39.

Figura 39 – Ampliação dos sinais de Tensões Trifásicas de referência



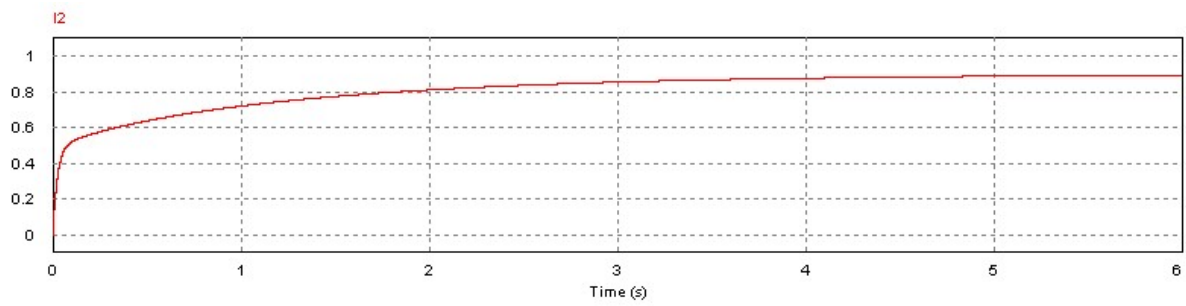
Essas tensões trifásicas de referência foram utilizadas no PWM para o controle do circuito retificador. Para isso, foi preciso achar os parâmetros ideais do controlador PI e sintonizá-los para manter a tensão de saída do retificador V_{dc} igual a 400 V, como mostra a Figura 40. Segundo o modelo de Tibola (2006), esse é valor ideal para esse modelo de máquina e circuito retificador.

Figura 40 – Tensão de Saída do Retificador V_{dc} .



Na saída do retificador foi conectada uma carga RL com impedância de módulo $Z = 455 + j50 \Omega$ para atender uma demanda de potência de 350 W equivalente à alimentação de um circuito de iluminação residencial. A corrente da carga permanece constante em aproximadamente 0,875 A e como é mostrado na figura 41.

Figura 41 – Corrente da carga RL.



Assim, é possível comprovar pela Lei de Ohm e pelo cálculo da Potência, que o PI conseguiu sincronizar os valores corretamente e que a tensão, corrente e potência estão equivalentes.

CAPÍTULO V

7 CONCLUSÕES

A escolha do gerador síncrono a imã permanente foi pelo fato de ser o gerador que mais se adequa à aplicação residencial e às características de baixa velocidade do vento existentes na região de Campina Grande.

Inicialmente, foi feito um estudo para a utilização do software PSIM, o que trouxe muito conhecimento técnico e computacional a este trabalho.

Foi desenvolvido um modelo matemático do sistema de geração eólica e esse modelo foi implementado para analisar os parâmetros relacionados à geração de energia eólica e a traçar as curvas características destes parâmetros.

Também foi desenvolvido um controle do sistema de geração eólica para conectar uma carga que representa um circuito de iluminação residencial.

Após o estudo sobre a geração de energia e os métodos utilizados para essa geração, conclui-se que os modelos utilizados nesse trabalho foram os que mais se assemelham ao gerador síncrono à imã permanente de pequeno porte e foram essenciais para o desenvolvimento da modelagem e da implementação do sistema eólico adequado à cidade de Campina Grande, no estado da Paraíba, Brasil.

TRABALHOS FUTUROS

- Análise comparativa das técnicas de controle
- Utilizar uma técnica de controle preditiva
- Implementar o sistema de controle em uma plataforma experimental

REFERÊNCIAS

- ABREU, L. SHAHIDEHPOUR, M. **Wind energy and power system inertia**. IEEE Transactions on Industrial Electronics, n. 6, p. 2006.
- ABULANWAR, S., W. Hu, Z. Chen, and F. Iov, “Adaptive voltage control strategy for variable-speed wind turbine connected to a weak network,” **IET Renewable Power Generation**, vol. 10, no. 2, pp. 238–249, Feb. 2016.
- ACKERMANN, T. **Wind Power in Power Systems**. England: Wiley, 2005.
- ANEEL– Agência Nacional de Energia Elétrica. **Atlas de energia elétrica do Brasil**, 02ª Edição, 2002.
- ANEEL– Agência Nacional de Energia Elétrica. **Atlas de energia elétrica do Brasil**, 03ª Edição, 2008.
- ANEEL– Agência Nacional de Energia Elétrica. **Banco de Informações da Geração (BIG)**, 2019. <https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>. Acessado em novembro de 2019.
- BAO, Jian-yu, BAO, Wei-bing, LI, Yu-ling. A power conversion system for PMSG-based WECS operating with fully-controlled current-source converters. **Journal of Zhejiang University–SCIENCE C (Computers & Electronics)**, 2014.
- BARBI, I., 1986. **Teoria Fundamental do Motor de Indução**. Florianópolis: UFSC. 1986.
- BERNARDES, Thiago Araújo. **Análise e Controle de Gerador Síncrono a Imã Permanente aplicado à sistema de conversão de energia eólica**. Dissertação. Universidade Federal de Santa Maria, RS. 2009.
- BETZ, A., **Wind-Energie und ihre Ausnutzung durch Windmühlen**, Vandenhoeck und Ruprecht, Göttingen, 1926.
- BIANCHI, F. D.; BATTISTA, H. D.; MANTZ, R. J. **Wind turbine control systems: principles, modelling and gain scheduling design**. [S.l.]: Springer, 2006.
- BIN, W. et al. **Power Conversion and Control of Wind Energy Systems**. Canadá: IEEE / John Wiley e Sons, 2011.
- BOLDEA, I. **Variable Speed Generators (Electric Power Engineering Series)**. [S.l.]: CRC, 2005. ISBN 0849357152.
- BURTON, T., et al. **Wind Energy Handbook**. s.l.: John Wiley & Sons, Ltd, 2001. GWEC Global Wind Energy Council –Global Wind Statistic 2012.
- CAO, Wenping, Ying Xie and Zheng Tan. Wind Turbine Generator Technologies, **Advances in Wind Power**. November , 2012. DOI: 10.5772/51780.

CBEE – Centro Brasileiro de Energia Eólica, 2002. <http://www.eolica.com.br>, acessado em novembro de 2018.

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Relatórios com os dados do mercado consolidados do ano até a última contabilização sombra de janeiro de 2019.

CRESESB – Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito, 2018. <http://www.cresesb.cepel.br/>, acessado em agosto de 2018.

DAI, J.; XU, D. e WU, B., **A novel control scheme for current-source-converter-based PMSG wind energy conversion systems**, IEEE Transactions on Power Electronics, v. 24, n. 4, p. 963_972. 2009.

DE FREITAS, T. R.; MENEGÁZ, P. J. e SIMONETTI, D. S., **Rectifier topologies for permanente magnet synchronous generator on wind energy conversion systems: A review**, Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 54, p. 1334_1344 (2016).

ELETROBRÁS. **Notícias do Setor Elétrico, ano 2002**. <http://www.eletronbras.gov.br>, acessado em novembro de 2018.

FERNANDES, E. M. **Estimação de posição e velocidade de uma máquina síncrona a ímã permanente**. (Dissertação de Mestrado de Engenharia Elétrica). Universidade Federal de Campina Grande, 2006.

FERREIRA, J. **Aplicação do Controle Vetorial e Teoria PQ no Controle de Aerogeradores Conectados à Rede elétrica**. Dissertação (Mestrado). Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2005.

FRERIS, L.L. **Wind Energy Conversion Systems**, Englewood Cliffs, NJ.Prentice–Hall, 1990.

FITZGERALD. **Máquina Elétricas**. Brasil: MacGraw–Hill do Brasil,Ltda., 1975.

GALIZIA, F. **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

GONG, X.; YANG, X.; QIAO, W. **Wind speed and rotor position sensorless control for direct–drive pmg wind turbines**. In: Industry Applications Society Annual Meeting (IAS). Houston, TX: IEEE, 2010

GWEC – **Global Wind Energy Council**. Global Wind Report 2018. Abril, 2019.

HEIER, S. **Grid Integration of wind energy conversion systems** (1st ed). Wiley, Chichester, West Sussex ; Hoboken, N.J, 1998.

HEIER, S. **Grid Integration of wind energy conversion systems** (2nd ed). Wiley, Chichester, West Sussex ; Hoboken, N.J, 2006.

- JUNIOR, E. **Análise Básica de operação do Gerador de Dupla Alimentação**. Dissertação (Mestrado). Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2007
- KIM, Y, M. Kang, E. Muljadi, J. Park, and Y. Kang, “**Power smoothing of a variable–speed wind turbine generator in association with the rotor speed–dependent gain,**” *IEEE Trans. Sustainable Energy*, vol. PP, no. 99, pp. 1–1, Dec. 2016
- KOT, R. **Comparison of maximum peak power tracking algorithms for small wind turbine**. *Mathematics and Computers in Simulation*, p. 29–40, 2013.
- KRAUSE, P. C. **Analysis of Electric Machinery**. United States of America : McGraw-Hill.1986
- LI, H, Z. Chen “Overview of different wind generator systems and their comparisons”. **IET Renew. Power Generation** .,2008, Vol. 2, pp. 123–138.
- MACHOWSKI, J., Bialek, J., Mumby, J. **Power System Dynamics: Stability and Control**, John Wiley & Sons, 2008.
- MANDELBAUM, R. Reap The Wild Wind. **IEEE Spectrum**, p. 35–39, October, 2002.
- MAO, Jingfeng et al. **Back–stepping control for vertical axis wind power generation system maximum power point tracking based on extended state observer**. In: Control Conference (CCC), 2016 35th Chinese. TCCT, 2016. p. 8649–8653.
- MARQUES, P. **Turbinas Eólicas: Modelo, Análise e Controle do Gerador de Indução com Dupla Alimentação**. Dissertação (Mestrado). Universidade Federal de Santa Maria, 2004.
- MELLO, F. P. **Dinâmica das Máquinas Elétricas–I**. New York: UFSM, 1983.
- NEVES, F. **Notas de aula Máquina Síncrona**. UFPE, Recife, 2014.
- OLIVEIRA, R. **Contribuição ao controle de um sistema de geração a velocidade variável utilizando gerador de indução duplamente excitado**. Tese – UFMG, 2009.
- OLIVEIRA, A. C. C. **Teoria e Modelagem da Máquina Síncrona**. Brasil: Universidade Federal De Pernambuco, 2011.
- OSAYD, B.; ESAM,A. **Design of a maximum power point tracking System for wind turbine**. Dissertação (Senior Design Project Report)—The University of Sharjah College of Engineering Department of Electrical and Computer Engineering, 2014.
- PATEL, Mukund R. **Wind and Solar Power Systems**. s.l.: CRC Press, 1999.
- PEREIRA, H. et al. **Analysis of topologies of synchronous machine with full converters applied in wind power**. In: **Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LA)**, 2013 IEEE PES Conference On. [S.l.: s.n.], 2013.
- PINTO, M.O.; **Fundamentos de energia eólica**. Rio de Janeiro – Brasil: LTC, 2013.

POTGIETER, J. H. J., & Kamper, M. J. **Design of new concept direct grid-connected slipsynchronous permanent-magnet wind generator**. IEEE Transactions on Industry Applications, 48(3), 913–922. 2012.

SANCHEZ, Sébastien. **Contribution à la conception de coupleurs magnétiques robustes pour convertisseurs multicellulaires parallèles**. PhD. Génie électrique, Institut National Polytechnique de Toulouse. 2015

SILVA, G. B. D. O. E. **Desenvolvimento de uma Turbina Eólica de Eixo Vertical**. Universidade Técnica de Lisboa. [S l.], p. 98. 2011.

SILVA, Márcio Henrique Bino da. **Método de rastreamento para obtenção da máxima potência em aerogeradores de baixa potência**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Pernambuco. 2016

SLOOTWEG J. G., Haan, S. W. H., Polinder, H. and Kling, W. L., **Aggregated modelling of wind parks with variable speed wind turbines in power system dynamics simulations**, in Proc. 14th Power Sys. Comp. Conf., Sevilla, Spain, Jun. 2002.

SPERA, D. A. **Wind Turbine Technology**. New York: USA, 2009.

TIBOLA, GABRIEL. **Sistema Eólico De Pequeno Porte Para Geração De Energia Elétrica Com Rastreamento De Máxima Potência**. Dissertação (Mestrado). Universidade Federal de Santa Catarina, 2009.

VITERBO, Jean Carlo **Geração de energia elétrica a partir da fonte eólica offshore**. Dissertação (Mestrado em Engenharia). Universidade de São Paulo, 2008.

WWEA – World Wind Energy Association. <http://wwindea.org/blog/2019/02/25/wind-power-capacity-worldwide-reaches-600-gw-539-gw-added-in-2018/>. Acessado em 27/02/2019.

WIDYAN, M. S. **Design, Optimization, Construction and Test of Rare-Earth Permanent-Magnet Electrical Machines with New Topology for Wind Energy Applications**. Dissertação (Mestrado em Engenharia). Faculdade de Engenharia Elétrica e Ciência da Computação da Universidade Técnica de Berlim. 2006.

WU, B.; LANG, Y.; ZARGARI, N. e KOURO, S., **Power conversion and control of wind energy systems**, vol. 76, John Wiley & Sons. 2011.

YARAMASU, V.; DEKKA, A.; DURÁN, M. J.; KOURO, S. e WU, B., **PMSG-based wind energy conversion systems: survey on power converters and controls**, IET Electric Power Applications. (2017).