



UNIVERSIDADE FEDERAL DA PARAÍBA
CENTRO DE ENERGIAS ALTERNATIVAS E RENOVÁVEIS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIAS RENOVÁVEIS



EWERTON BRASIL DA SILVA QUEIROZ

**MÉTODO *HILL CLIMBING SEARCH* E CONTROLE DE
CICLO ÚNICO PARA RASTREAMENTO DA MÁXIMA
POTÊNCIA EM SISTEMAS DE ENERGIA EÓLICA**

JOÃO PESSOA - PB
2020

PPGER / MESTRADO ACADÊMICO

EWERTON BRASIL DA SILVA QUEIROZ

**MÉTODO *HILL CLIMBING SEARCH* E CONTROLE DE CICLO ÚNICO PARA
RASTREAMENTO DA MÁXIMA POTÊNCIA EM SISTEMAS DE ENERGIA
EÓLICA**

Dissertação apresentada à Universidade Federal da Paraíba, como parte das exigências do Programa de Pós-Graduação em Energias Renováveis da Universidade Federal da Paraíba, área de sistemas de Energias Renováveis, para a obtenção do título de Mestre.

Orientador

Prof. Dr. João Alves de Lima

Prof. Dr. Alberto Soto Lock (*In Memoriam*)

Coorientador

Prof. Dr. Darlan Alexandria Fernandes

JOÃO PESSOA - PB

2020

Catálogo na publicação
Seção de Catalogação e Classificação

Q3m Queiroz, Ewerton Brasil da Silva.
Método Hill Climbing Search e controle de ciclo único para rastreamento da máxima potência em sistemas de energia eólica / Ewerton Brasil da Silva Queiroz. - João Pessoa, 2021.
107 f.

Orientação: João Alves de Lima.
Coorientação: Darlan Alexandria Fernandes.
Dissertação (Mestrado) - UFPB/CEAR.

1. Energia eólica. 2. Eletrônica de potência. 3. MPPT.
I. Lima, João Alves de. II. Fernandes, Darlan Alexandria. III. Título.

UFPB/BC

CDU 621.548(043)

EWERTON BRASIL DA SILVA QUEIROZ

**MÉTODO *HILL CLIMBING SEARCH* E CONTROLE DE CICLO ÚNICO PARA
RASTREAMENTO DA MÁXIMA POTÊNCIA EM SISTEMAS DE ENERGIA
EÓLICA**

Dissertação apresentada à Universidade Federal da Paraíba, como parte das exigências do Programa de Pós-Graduação em Energias Renováveis da Universidade Federal da Paraíba, área de sistemas de Energias Renováveis para a obtenção do título de Mestre.

APROVADA em, ____ de _____ de _____.

Prof. Dr. João Alves de Lima

UFPB

Orientador
Prof. Dr. João Alves de Lima

Coorientador
Prof. Dr. Darlan Alexandria Fernandes

**JOÃO PESSOA - PB
2020**

Dedico este trabalho a minha mãe que sempre esteve ao meu lado na caminhada, sem o seu auxílio teria sido complicado trilhar o caminho.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradeço a Deus pelo dom da vida e por ter me presenteado com a realização de mais um sonho. Agradeço a minha família, em especial minha mãe Lucia Cleide, e a minha avó Maria da Salette que me deram apoio incansavelmente dia após dia. Agradeço a minha amiga Heronelma Macêdo que esteve presente constantemente no meu sonho. Aos meus parceiros de mestrado Ramon Nunes e Francisco Brasil que estiveram ao meu lado nessa batalha. Agradeço ao Professor João Alves de Lima por estender a mão na orientação final do trabalho juntamente do coorientador Professor Darlan Alexandria Fernandes, que contribuiu positivamente no ponto de vista técnico do trabalho, e ao querido orientador Alberto Soto Lock (*In memoriam*) que foi base e suporte para a concretização desse sonho.

RESUMO

O crescente avanço tecnológico e o desenvolvimento das técnicas de processamento da energia elétrica, têm possibilitado uma redução dos custos de muitos equipamentos e sistemas, tornando-os acessíveis a uma quantidade maior de consumidores. Com incentivos nos investimentos das energias renováveis, a matriz energética do mundo e do Brasil está cada vez mais diversificada. A energia eólica é a energia proveniente da força dos ventos, sendo usada para geração de eletricidade. Os testes dos diversos tipos de tecnologia (equipamentos, geradores, conversores, e dispositivos eletrônicos) tem como principal objetivo extrair a máxima potência. Assim, o objetivo do trabalho é a formulação e aplicação da técnica de controle *Hill Climbing Search - One Cycle Control* (HCS-OCC) para calcular o ponto de máxima potência (MPP - *Maximum Power Point*) em um gerador síncrono de ímã permanente (PMSG – *Permanent Magnet Synchronous Generator*), usado em sistema de conversão de energia eólica (WECS – *Wind Energy Conversion Systems*). No método proposto não são utilizados sensores mecânicos. A técnica em estudo não mede apenas a potência mecânica sem utilizar sensores de velocidade, mas mede também a potência elétrica máxima (nível de 151 a 226 kW), mantendo o fator de potência unitário, visto do gerador durante uma faixa de velocidade do rotor entre 2,66 e 6,82 rad/s. O método proposto apresenta vantagens de simplicidade de controle e a eliminação de sensores de velocidades. A verificação do modelo é dada através de simulações via *software* PSCAD.

Palavras-Chave: Energias Renováveis. Energia Eólica. Rastreamento do Ponto de Máxima Potência. Conversores Eletrônicos.

ABSTRACT

The increasing technological advancement and the development of electrical energy processing techniques have made it possible to reduce the costs of many equipment and systems, making them accessible to a larger number of consumers. With incentives in renewable energy investments, the energy matrix of the world and Brazil is increasingly diversified. Wind energy is the energy coming from the force of the winds, being used for electricity generation. Tests of the different types of technology (equipment, generators, converters, and electronic devices) have as main objective to extract the maximum power. Thus, the objective of the work is the formulation and application of the Hill Climbing Search - One Cycle Control (HCS-OCC) control technique to calculate the maximum power point (MPP) in a permanent magnet synchronous generator (PMSG), used in wind energy conversion system (WECS). In the proposed method, mechanical sensors are not used. The technique under study not only measures the mechanical power without using speed sensors, but also measures the maximum electrical power (151 to 226 kW level), maintaining the unitary power factor, seen from the generator during a rotor speed range between 2.66 and 6.82 rad/s. The proposed method has advantages of simplicity of control and the elimination of speed sensors. The verification of the model is done through simulations via PSCAD software.

Keywords: Renewable Energy. Wind Energy. Maximum Power Point Tracking. Electronic Converters.

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AHCS	–	<i>Advanced HCS Method</i> (Método Avançado Hill Climbing Search)
BJT	-	<i>Bipolar Junction Transistor</i> (Transistor Bipolar de Junção)
CA	-	Corrente Alternada
CC	-	Corrente Contínua
CCM	-	<i>Continuous Conduction Mode</i> (Modo de Condução Contínua)
CSI	-	<i>Current Source Inverter</i> (Inversor Fonte de Corrente)
DCDC	-	<i>Direct Current Demand Control</i> (Controle de Demanda Direta de Corrente)
DFIG	-	<i>Doubly Powered Induction Generator</i> (Gerador de Indução Duplamente Alimentado)
DPC	-	<i>Direct Power Controller</i> (Controlador Direto de Potência)
DSP	-	<i>Digital Signal Processor</i> (Processador Digital de Sinal)
DTC	-	<i>Direct Torque Control</i> (Controle de Torque Direto)
DTC-SVM	-	<i>Direct Torque Control – Spatial Vector Modulation</i> (Controle de Torque Direto Com Modulação de Vetor Espacial)
FA	-	Filtro Ativo
FLC	-	<i>Fuzzy Logic Control</i> (Controle Por Lógica Difusa)
GSC	-	<i>Grid Side Converter</i> (Conversor do Lado da Rede)
GTO	-	<i>Gate Turn-Off</i> (Transistor Turn-Off)
GWEC	-	<i>Global Wind Energy Council</i> (Conselho Global de Energia Eólica)
HAWT	-	<i>Horizontal Axis Wind Turbine</i> (Turbina Eólica de Eixo Horizontal)
HCS	-	<i>Hill Climbing Search</i> (Fonte de Escalada)
IGBT	-	<i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i> (Transistor Bipolar de Porta Isolada)
INC	-	<i>Incremental Conductance</i> (Condutância Incremental)
IPC	-	<i>Indirect Power Controller</i> (Controlador Indireto de Potência)
LCL	-	Indutor-Capacitor-Indutor
MI	-	Motores De Indução
MLC	-	Modulação Por Limites de Corrente

MOSFET	-	<i>Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistor</i> (Transistor de Efeito de Campo de Óxido de Metal Semicondutor)
MPP	-	<i>Maximum Power Point</i> (Ponto de Máxima Potência)
MPPT	-	<i>Maximum Power Point Tracking</i> (Rastreamento do Ponto de Máxima Potência)
MSC	-	<i>Machine Side Converter</i> (Conversor do Lado do Gerador)
MVPO	-	Multivariáveis Pertuba e Observa
NN	-	<i>Neural Networks</i> (Redes Neurais)
OCC	-	<i>One-Cycle Control</i> (Controle de Ciclo Único)
ONS	-	Operador Nacional do Sistema Elétrico
ORB	-	<i>Optimal Relationship Based</i> (Relação Ótima Baseada)
OT	-	<i>Optimal Torque</i> (Torque Ótimo)
PI	-	<i>Proportional Integral Control</i> (Controle Proporcional Integral)
PFC	-	<i>Power Factor Converter</i> (Conversor Fator de Potência)
PMG	-	<i>Permanent Magnet Generator</i> (Gerador de Ímã Permanente)
PMSG	-	<i>Permanent Magnet Synchronous Generator</i> (Gerador Síncrono de Ímã Permanente)
PMSM	-	<i>Permanent Magnet Synchronous Motor</i> (Motor Síncrono de Ímã Permanente)
PSF	-	<i>Power Signal Feedback</i> (Sinal de Potência Realimentado)
PWM	-	<i>Pulse-Width Modulation</i> (Modulação Por Largura de Pulso)
P&O	-	Pertuba e Observa
RL	-	Resistor-Indutor
SVPWM	-	<i>Space Vector Combined With Pulse-Width Modulation</i> (Modulação Por Largura de Pulso Combinado Com Vetor de Espaço)
TSR	-	<i>Tip-Speed Ratio</i> (Relação Velocidade de Ponta)
UPQC	-	<i>Unified Power Quality Conditioner</i> (Condicionador Unificado de Qualidade de Energia)
UPF	-	<i>Unit Power Factor</i> (Fator de Potência Unitário)
VAWT	-	<i>Vertical Axis Wind Turbine</i> (Turbina Eólica de Eixo Vertical)
VC	-	Velocidade de Vento Inicial
VF	-	Velocidade de Vento Máxima
VR	-	Velocidade de Vento Nominal

- VSI - *Voltage Source Inverter* (Inversor Fonte de Tensão)
- WECS - *Wind Energy Conversion System* (Sistemas de Conversão de Energia Eólica)
- WT - *Wind Turbine* (Turbina Eólica)

LISTA DE SÍMBOLOS

$^{\circ}\text{C}$	-	Graus Celsius
A	-	Área da Seção Transversal/Área Varrida Pelo Rotor
E	-	Energia Cinética
MW	-	Megawatt
GW	-	Gigawatt
W	-	Watt
W/m^2	-	Watt Por Metro Quadrado
kg/m^3	-	Kilograma Por Metro Cúbico
m	-	Massa
S	-	Segundos
m/s	-	Metro Por Segundo
m^2	-	Metro Quadrado
P	-	Potência do Vento
v	-	Velocidade do Vento
ρ	-	Massa Específica do Ar
v_1	-	Velocidade do Vento na Região Anterior às Pás
v_2	-	Velocidade do Vento no Nível das Pás
v_3	-	Velocidade no Vento após deixar as Pás
c_p	-	Coefficiente de Potência
λ	-	Tip Speed Ratio
β	-	Ângulo de Passo das Pás
$c_{p_{Betz}}$	-	Coefficiente de Potência de Betz
P_{mec}, P_m	-	Potência Mecânica
R	-	Raio do Rotor
w_{wt}	-	Velocidade Angular do Rotor
rad/s	-	Radianos Por Segundo
w_m	-	Velocidade Rotacional do Rotor
V_w	-	Velocidade do Vento Incidente no Rotor
R_b, R	-	Resistência da carga mínima, resistência do filtro do conversor <i>boost</i>
Ω	-	Ohm

H	-	Henry
A	-	Ampère
V	-	Volt
Wb	-	Webber
N.m	-	Newton Metro
n_t	-	Rotação do Aerogerador
n_g	-	Velocidade Do Gerador
r	-	Relação de Transmissão
f, f_s	-	Frequência do Sistema Elétrico, freq. de chaveamento do conversor
Hz	-	Hertz
cm ³	-	Centímetro Cúbico
i_{max}	-	Corrente máxima
i_{min}	-	Corrente mínima
v_{in}	-	Tensão de Entrada do Conversor Boost
T_{OFF}	-	Período Chave Desligada
T_{on}	-	Período Chave Ligada
T, T_s	-	Período
L	-	Indutância
v_{dc}	-	Tensão de Saída do Conversor Boost, Tensão de barramento CC
R_L	-	Resistência/Carga
P_L	-	Potência Fornecia à Carga
D, d	-	Relação de Trabalho/Razão Cíclica
R_{eq}	-	Carga Resistiva Variável
G	-	Ganho Estático
Δi_L	-	Ondulação da Corrente de Pico do Indutor
C	-	Capacitor do Conversor Boost
ΔV_o	-	Ondulação da Tensão de Pico de Saída
i_b	-	Corrente dc de Saída do Retificador
$k(t)$	-	Função de Chaveamento
$y(t)$	-	Variável Chaveada
$x(t)$	-	Sinal de Entrada
$v_{ref}(t)$	-	Referência de Controle

v_{int}	-	Valor de Integração
K, k	-	Constante
P_{wind}	-	Potência Eólica Mecânica Capturada
P_o	-	Potência Elétrica de Saída P_{out}
η_g	-	Eficiência do Gerador
η_c	-	Eficiência do Conversor
λ_{opt}	-	TSR Ótimo da Turbina
w_m^{opt}	-	Velocidade Rotacional Ótima
p_m^{opt}	-	Potência Ótima
P_{opt}	-	Potência Ideal
T_m	-	Torque Mecânico
C_p^{max}	-	Coefficiente de Potência Máximo
K_{opt}	-	Constante Ótima
ΔV_{dc}	-	Varição da tensão CC
I_{dc-opt}	-	Corrente CC Ótima
V_{dc-opt}	-	Tensão CC Ótima
k_{opt}	-	Parâmetro Ótimo
I_{dm}	-	Corrente de Demanda do Inversor

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO GERAL.....	17
1.1	AS FONTES DE ENERGIA.....	17
1.2	MOTIVAÇÃO DA PESQUISA	21
1.3	ESTADO DA ARTE.....	23
1.4	OBJETIVOS	27
1.4.1	OBJETIVO GERAL	27
1.4.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	27
1.5	ESCOPO DO TRABALHO.....	27
2	SISTEMAS DE CONVERSÃO DE ENERGIA EÓLICA	29
2.1	ASPECTOS GERAIS DA ENERGIA EÓLICA	29
2.2	GERADORES SÍNCRONOS E ASSÍNCRONOS	34
2.2.1	GERADOR SÍNCRONO DE IMÃ PERMANENTE.....	38
2.3	AEROGERADORES A VELOCIDADE FIXA E VELOCIDADE VARIÁVEL	40
2.3.1	AEROGERADORES A VELOCIDADE FIXA.....	41
2.3.2	AEROGERADORES A VELOCIDADE VARIÁVEL.....	43
2.4	DISPOSITIVOS SEMICONDUTORES	45
2.4.1	MOSFET	46
2.4.2	IGBT	47
2.5	TÉCNICAS DE MODULAÇÃO.....	49
2.6	CONVERSORES ESTÁTICOS	50
2.6.1	RETIFICADORES A DIODOS.....	50
2.6.2	CONVERSORES cc/ca.....	51
2.6.3	ESTRUTURAS DOS SISTEMAS DE CONVERSORES ESTÁTICOS DE POTÊNCIA	53
2.6.4	CONVERSOR DO LADO DA MÁQUINA	56
2.6.5	CONVERSOR BOOST	58
2.7	CONTROLE DE CICLO ÚNICO - OCC.....	61
3	TÉCNICAS DE CONTROLE MPPT	67
3.1	CONTROLADOR INDIRETO DE POTÊNCIA	68
3.1.1	TSR	68
3.1.2	PSF.....	69

	16
3.1.3 OT	69
3.2 CONTROLADOR DIRETO DE POTÊNCIA.....	72
3.2.1 INC.....	72
3.2.2 ORB	73
3.3 ALGORITMOS ESPECIAIS.....	74
3.3.1 HCS.....	74
3.3.2 FLC	76
3.3.3 NN.....	78
3.3.4 MVPO.....	79
3.3.5 MEMÓRIA INTELIGENTE	79
4 MÉTODO PROPOSTO	83
5 SIMULAÇÕES E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS.....	87
6 CONCLUSÕES	97
7 REFERÊNCIAS	98
8 Apêndice A.....	106

1 INTRODUÇÃO GERAL

1.1 AS FONTES DE ENERGIA

As fontes de energia renováveis estão sendo diretamente relacionadas ao uso da necessidade humana. No passado, a energia era obtida da lenha das florestas, seu uso era intrínseco apenas à sua sobrevivência. Mas aos poucos, o consumo de energia foi crescendo tanto que outras fontes se tornaram necessárias. Após a Revolução Industrial, foi necessário utilizar mais carvão, petróleo e gás, que têm um custo elevado para a produção e transporte até os centros consumidores.

Ao longo das eras, a matéria orgânica dos seres que pereciam se acumulou no subsolo terrestre, formando as chamadas fontes fósseis de energia: petróleo, carvão mineral, gás natural, xisto betuminoso e outros. O processo ocorreu em milhões de anos. Da mesma forma, alguns elementos químicos que sempre estiveram presentes na crosta terrestre podem gerar energia através da fissão de seus núcleos: é o caso do urânio. Esses elementos são as fontes primárias de energia nuclear. Como a reposição das fontes de energia fóssil e nuclear requer um horizonte de tempo geológico, essas são consideradas não-renováveis. Os padrões atuais de produção e consumo de energia ainda são baseados, em considerável parte, nas fontes fósseis, o que gera emissões de poluentes locais, gases de efeito estufa e põem em risco o suprimento de longo prazo no planeta.

Já para a energia nuclear, sabe-se que a maior aplicação do átomo de urânio é em usinas térmicas para a geração de energia elétrica – as chamadas usinas termonucleares (ANEEL, 2008).

A atividade das usinas termonucleares gera os resíduos nucleares, que podem levar milhares de anos para perder a radioatividade. Já a fusão nuclear não gera resíduos radioativos, mas a reação de fusão nuclear ainda não foi conseguida em grande escala a ponto de ser economicamente viável.

As fontes renováveis de energia são respostas da natureza; é o caso dos potenciais hidráulicos (quedas d'água), eólicos (ventos), a energia das marés e das ondas, a radiação solar e o calor do fundo da Terra (geotérmica). A biomassa também é uma fonte renovável de energia e engloba diversas subcategorias, desde as mais tradicionais (como a lenha e os resíduos animais e vegetais) até as mais modernas (como o etanol para automóveis, biodiesel, bagaço de cana para co-geração energética e gás de aterros sanitários utilizados

para a geração de eletricidade) (GOLDEMBERG e LUCON, 2007).

Algumas formas de conversão de energias renováveis são, portanto, tradicionais. É o caso do fogão primitivo, movido a lenha catada ou desmatada. Por sua vez, as fontes modernas podem ser subdivididas em “convencionais” e “novas”. As “convencionais” são tecnologias dominadas e comercialmente disseminadas há muitas décadas, como é o caso das usinas hidrelétricas de grande e médio porte.

A energia hidrelétrica é gerada pelo aproveitamento do fluxo das águas, como mostra figura 1.1, em uma usina na qual as obras civis – que envolvem tanto a construção quanto o desvio do rio e a formação do reservatório – são tão ou mais importantes que os equipamentos instalados. Por isso, ao contrário do que ocorre com as usinas termelétricas (cujas instalações são mais simples), para a construção de uma hidrelétrica é imprescindível a contratação da chamada indústria da construção pesada (ANEEL, 2008).

A usina hidrelétrica ocasiona a transformação de energia hidráulica em elétrica, através de aproveitamento do potencial hidráulico existente em um rio. O potencial hidráulico é proporcionado pela vazão hidráulica e concentração dos desníveis existentes ao longo do rio (CAUS, 2015).

As fontes modernas de energia “novas” são aquelas que começam a competir comercialmente com as fontes tradicionais, renováveis ou não. É o caso da energia solar, que é aquela energia obtida pela luz do Sol, e que pode ser captada por painéis solares nas usinas fotovoltaicas ou através de receptores óticos nas usinas térmicas.

Figura 1.1. Visão Parcial de Usina Hidrelétrica.



Fonte: Google Imagens (2019).

A energia solar recebida pela Terra é cerca de 5 mil vezes maior do que o consumo mundial de eletricidade e energia térmica somados (ABBOTT, 2010).

Dentre as tecnologias que utilizam a energia solar, destacam-se: energia fotovoltaica, centrais heliotérmicas e o aquecimento solar. Na geração fotovoltaica, representada na figura 1.2(a), a energia luminosa é convertida diretamente em energia elétrica. Na usina heliotérmica, representada na figura 1.2(b), os raios solares aquecem um receptor e, depois, este calor é usado para iniciar o processo convencional da geração de energia elétrica por meio da movimentação de uma turbina.

No aquecimento solar, a luz do Sol é utilizada para aquecer a água de casas e prédios, o objetivo aqui não é a geração de energia elétrica.

A energia da biomassa é a que se obtém durante a transformação de produtos de origem animal e vegetal, para a produção de energia calorífica e elétrica. Na transformação de resíduos orgânicos é possível obter biocombustíveis, como o biogás por exemplo.

A energia maremotriz, representada na figura 1.3(a), é obtida a partir do movimento das ondas, das marés ou da diferença de temperatura entre os níveis da água do mar.

A energia eólica é a obtida pela ação do vento, ou seja, através da utilização da energia cinética gerada pelas correntes atmosféricas. A figura 1.3(b) mostra os aerogeradores utilizados em parques eólicos.

Em resumo, as fontes de energia tradicionais e modernas citadas anteriormente, com suas classificações em “convencionais” e “novas” podem ser representadas em fluxogramas, como representados nas figuras 1.4 e 1.5.

Figura 1.2.(a) Placa Fotovoltaica.



Figura 1.2.(b) Usina Heliotérmica.



Fonte: Google Imagens (2019).

Figura 1.3.(a) Sistema de energia maremotriz.

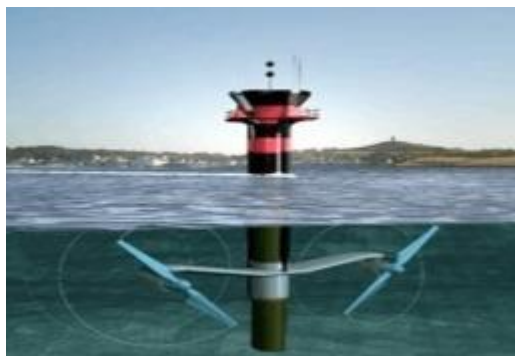


Figura 1.3.(b) Aerogeradores de parques eólicos.

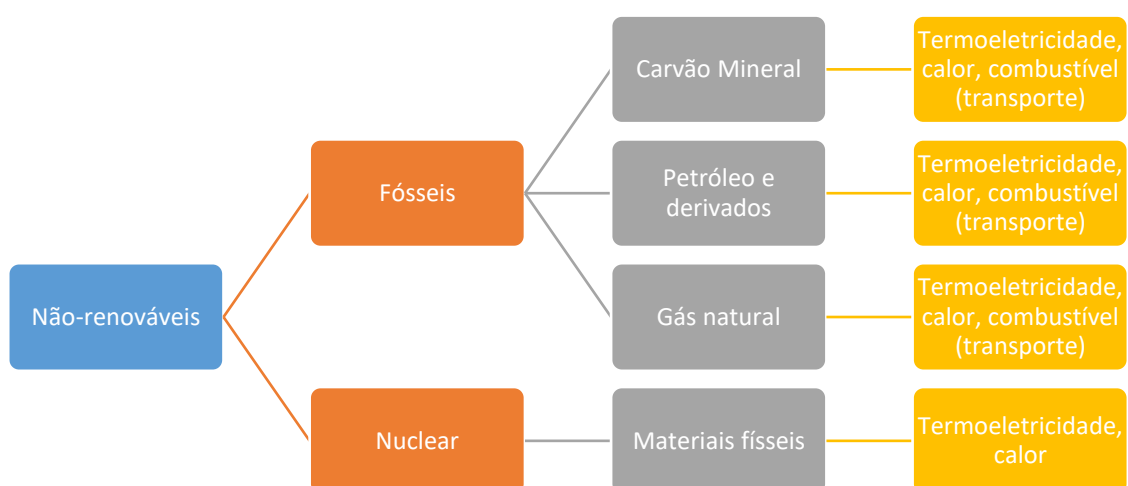


Fonte: Google Imagens (2019).

Nos dias atuais os esforços vêm se concentrando em torno do desenvolvimento das tecnologias para o aproveitamento de energias renováveis, pois o custo de “extração” delas é baixo. A instabilidade no setor de combustíveis fósseis, tem contribuído para os investimentos nestes tipos de energias limpas (USP-LEB244, 2013).

Sabe-se que o Brasil possui um enorme potencial ainda a ser explorado. Nos próximos anos, o país deve passar por um processo de transformação de sua matriz energética, impulsionado pelos compromissos assumidos no Acordo de Paris sobre o clima (o tratado assinado no fim de 2015 obriga os países signatários a manterem o aumento da

Figura 1.4. Classificação das fontes de energia não-renováveis.

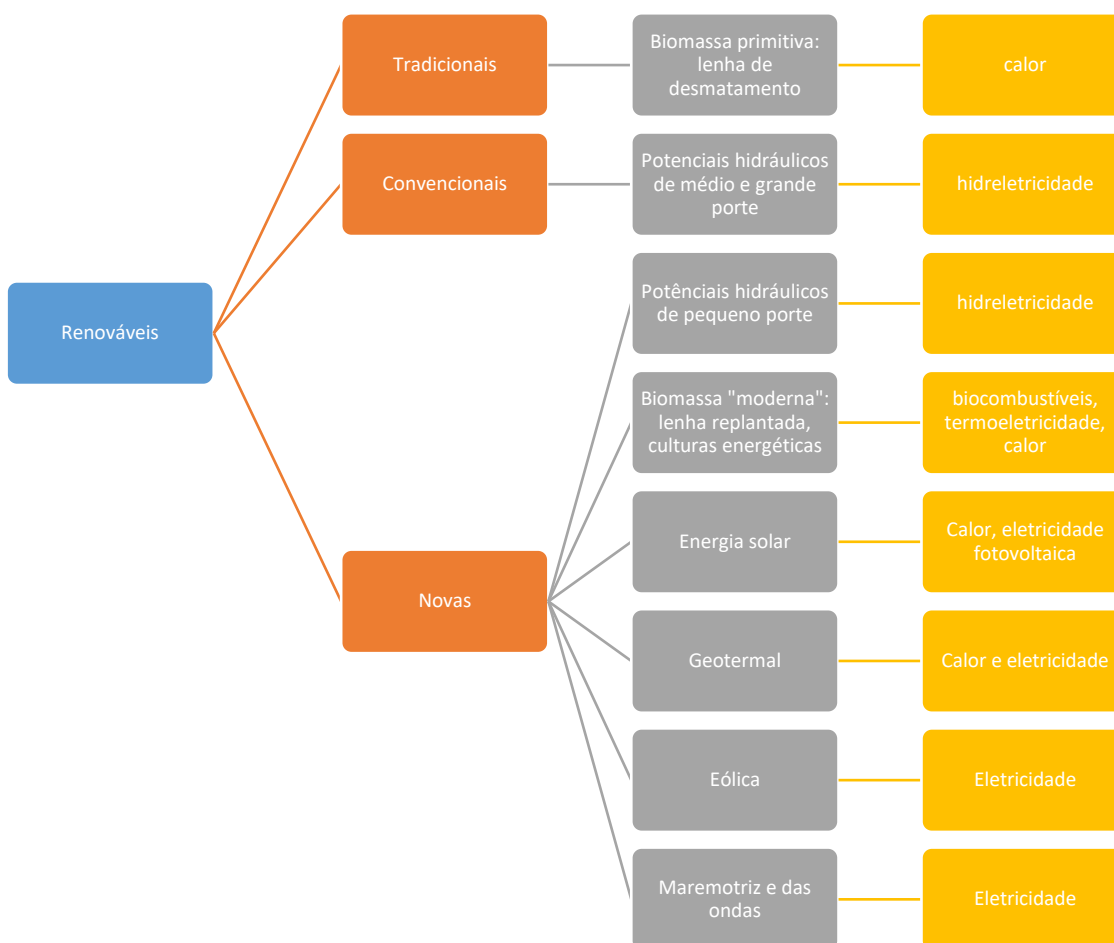


Fonte: Própria (2019).

temperatura assinado no fim de 2015 obriga os países signatários a manterem o aumento da temperatura média do planeta “bem abaixo” de 2°C em relação aos níveis pré-industriais) (AMBIENTE BRASIL, 2018).

A vantagem competitiva do Brasil é que mais de 80% de sua matriz energética é renovável. A promessa de um futuro auspicioso para o setor no Brasil atrai o interesse de empresas estrangeiras, que fazem investimentos pesados em parques solares e eólicos.

Figura 1.5. Classificação das fontes de energia renováveis.



Fonte: Própria (2019).

1.2 MOTIVAÇÃO DA PESQUISA

O uso das fontes de energias renováveis, seja por conta do aumento da demanda de energia, ou por conta do possível esgotamento dos combustíveis fósseis, já é uma realidade. Além disso, a questão das mudanças climáticas vem ganhando cada vez mais destaque e causando preocupação, portanto, muitos regulamentos estão sendo propostos para reduzir a

emissão de dióxido de carbono.

Entre as energias renováveis, a energia hidroelétrica, a energia solar e a energia eólica são as mais utilizadas por conta da sua disponibilidade abundante, nessa ordem respectivamente (MOHTASHAM, 2015). Devido às melhorias contínuas na eficiência da turbina e preços mais altos de combustível, a energia eólica está aumentando em competitividade econômica em relação à produção de energia convencional (LUCENA, 2019).

De acordo com os últimos dados levantados pelo *Global Wind Energy Council* (GWEC), dos 10 países com maior capacidade de energia eólica acumulada, o Brasil ocupa a sétima posição como pode ser visto na figura 1.6 (a) (ABEEÓLICA, 2020).

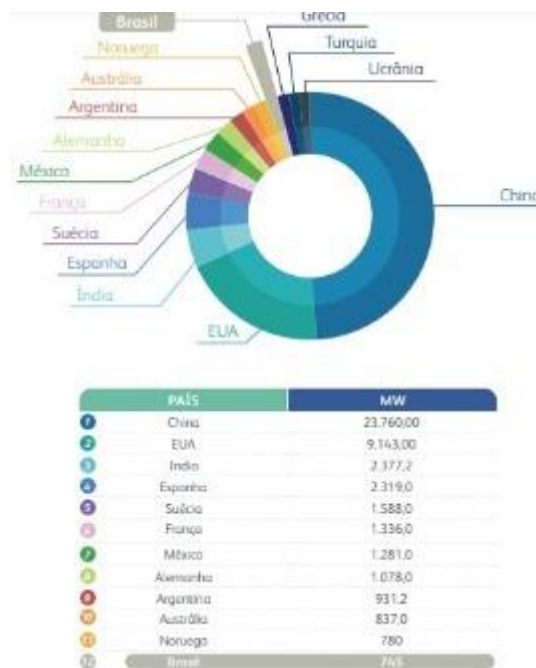
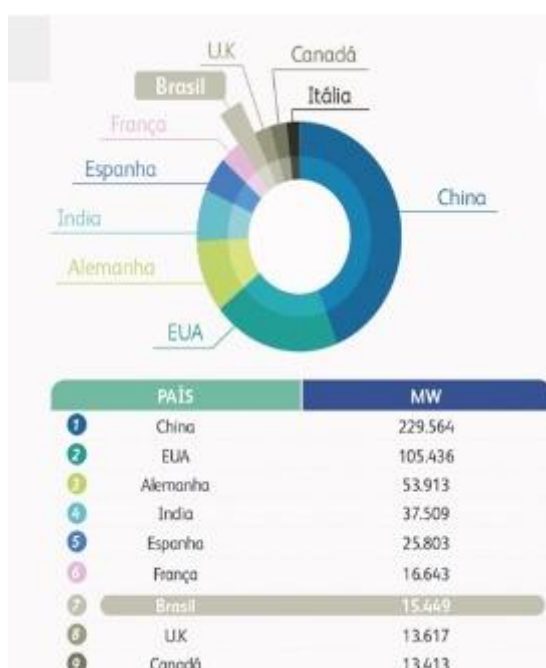
Além do mais, segundo o GWEC, o Brasil atualmente ocupa a 12ª posição em relação a quantidade de novas instalações no país, como mostra a figura 1.6 (b), no levantamento anterior ocupava a 5ª posição e isso se deve ao fato da ausência de leilões entre o final de 2015 e dezembro de 2017 (ABEEÓLICA, 2020).

Até 2024 serão instalados mais 4,46 GW em 186 novos parques eólicos, levando o setor à marca de 18,80 GW, considerando apenas leilões já realizados e contratos firmados no mercado livre (AMBIENTE ENERGIA, 2018).

A capacidade instalada no Brasil em Março de 2020 já é de 15,414 MW (ONS, 2020).

Figura 1.6.(a) TOP 10 Capacidade Acumulada.

Figura 1.6.(b) TOP 10 Novas Instalações.



Fonte: ABEEÓLICA (2020).

Com o avanço da moderna eletrônica de potência para a geração de energia eólica garante-se a qualidade de energia, onde as várias interfaces de conversores eletrônicos de potência aprimoram os *Wind Energy Conversion System* (WECS). Portanto, utilizam-se retificadores controlados e inversores com IGBTs de última geração.

Estratégias de controle mais efetivas estão sob pesquisa para obter energia confiável, econômica e de qualidade. Assim, os algoritmos de controle MPPT são empregados para capturar a máxima potência do vento disponível. Aplicar os métodos da literatura e adaptá-los para a finalidade de cada projeto, é uma tarefa desafiadora para os engenheiros que utilizam interfaces de simulações para analisar os resultados da implementação de tais métodos.

Dessa forma, ao pesquisar na literatura às diversas técnicas aplicadas nos conversores e sistemas, decidiu-se unir a técnica de controle de ciclo único, que geralmente apresenta uma resposta rápida, com o método de rastreamento do ponto de máxima potência *Hill-Climbing Search* (HCS), que visa buscar o pico da curva de potência; esse método foi chamado de HCS-OCC e mostra seu bom resultado quando o controle obedece a função combinada.

1.3 ESTADO DA ARTE

Foi realizado um estudo da produção de artigos trabalhos no período de 1995 a 2020, como expressão do estado do conhecimento sobre assuntos relacionados as técnicas de rastreamento do ponto de máxima potência para sistemas de conversão de energia eólica. A divulgação deste estado da arte visa contribuir com o avanço da pesquisa na área de engenharia de energias renováveis, principalmente, em modos de controle dos conversores para extração do ponto de máxima potência. Sabe-se que a energia eólica, já é a terceira fonte que mais gera energia elétrica no Brasil (ONS, 2020); então a pesquisa e o estudo dessas arquiteturas tecnológicas, estão diretamente relacionados com o desenvolvimento econômico e de energia do país. O estado da arte foi estruturado em três fases: levantamento dos artigos; categorização dos artigos; após a análise dos artigos por categoria, foi realizado a inclusão do acervo levantado na dissertação.

A seguir, tem-se o levantamento e a categorização das pesquisas dos trabalhos na área de rastreamento do ponto de máxima potência para sistemas de conversão de energia eólica e técnica de chaveamento de controle de ciclo único.

SMEDLEY e CUK (1995) fizeram um estudo do controle de ciclo único dos conversores chaveados. É descrito a técnica de controle de ciclo único, a formulação matemática, e os experimentos que analisam a rejeição à perturbação da fonte de energia, e a referência de controle. Os resultados do trabalho foram satisfatórios, visto que os experimentos com conversores Buck com a técnica OCC renderam resultados próximos quando comparados os valores experimentais e os valores teóricos.

WANG e CHANG (2004) fizeram um estudo de desenvolvimento dos algoritmos de extração de máxima potência para sistemas de geração de energia eólica com velocidade variável baseado em inversores WPGS. O Método de memória inteligente é utilizado em conjunto com o método avançado HCS e um processo de treinamento online é descrito no artigo. Então simulações foram conduzidas para dois sistemas de geração de energia eólica, 10 kW e 50kW. Por fim, os autores apresentam resultados de simulação e resultados de testes, que confirmam a funcionalidade e desempenho do algoritmo proposto.

XIA et al (2013) fizeram uma análise do coeficiente de potência da turbina eólica para uma nova técnica de rastreamento do ponto de máxima potência. Diferentemente dos métodos de rastreamento MPPT convencional usando uma tabela de referência, uma técnica avançada é proposta com base na relação como uma variante do método P&O. Essa nova técnica tem uma velocidade de rastreamento mais rápida e de melhor desempenho. O Artigo também estabelece que o projeto da turbina pode garantir que a queda do coeficiente de potência seja pequena.

CHEN et al (2013) apresentaram uma nova estratégia de controle de potência para turbinas eólicas de passo fixo e de velocidade variável em toda a faixa de velocidade do vento. A pesquisa propõe uma estratégia de controle de potência geral sem sensor para um sistema de energia eólica com *Variable-speed Fixed-pitch* (VSFP) baseado em PMSG, comumente utilizado, com a operação do rastreamento do ponto de máximo, com a operação de paralisação de velocidade constante, e operação de paralisação de potência constante. O esquema utiliza apenas dois reguladores para realizar os três modos operacionais com transição natural entre eles. Neste artigo, a estratégia proposta é eficaz e verificada por resultados experimentais (protótipo de turbina eólica de 1,2 kW) e simulações com o MATLAB/*Simulink*.

ZHANG et al (2014) fizeram um estudo da modulação SVM-DTC sem sensor para turbinas eólicas com PMSG de acionamento direto. A proposta do SVM-DTC tem frequência de chaveamento fixa e redução extrema do fluxo, e ondulações do torque

mantendo a resposta dinâmica rápida do sistema. Neste artigo, a eficácia do sistema proposto SVM-DTC é verificada por estudos de simulação realizados com o MATLAB/*Simulink* e resultados experimentais.

MAHELA e SHAIK (2016) apresentaram uma visão abrangente de sistemas de geração de energia eólica com interface de rede. Mais de 200 publicações de pesquisa foram criticamente examinadas, classificadas e listadas para rápida referência. Esta revisão está pronta para recontar tópicos essenciais da integração da rede com a energia eólica, e tecnologias disponíveis neste campo. Presente no estudo um comparativo teórico entre técnicas MPPT comparando necessidade de medição de velocidade de vento, velocidade de convergência, complexidade, exigência de memória, e desempenho sobre condições de velocidade de vento variável.

KUMAR e CHATTERJEE (2016) fizeram uma revisão do algoritmo MPPT, convencional e avançado, para sistemas de energia eólica. Diferentes algoritmos de MPPT disponíveis foram descritos para extrair a máxima potência, sendo classificados de acordo com a medição de potência. As vantagens, desvantagens, comparações abrangentes dos diferentes algoritmos MPPT também são destacados em vários termos, assim como a habilidade para adquirir a máxima energia de saída. Este artigo serve como um suporte de referência para futuros usuários do MPPT na seleção do algoritmo apropriado para a sua exigência. Eles verificam que o desempenho do algoritmo MPPT baseado em computação flexível e adaptável, é promissor devido alta eficiência e flexibilidade.

AUBRÉE et al (2016) fizeram um projeto de um eficiente sistema de conversão de energia eólica com uma estratégia MPPT sem sensor adaptável. O artigo apresenta um método original de rastreamento do ponto de máxima potência sem sensor de uma pequena turbina eólica usando um gerador síncrono (PMSG) para alimentar uma carga cc. Os resultados de simulação (através do *software* LTspice IV) demonstraram a viabilidade da abordagem proposta.

TIWARI e BABU (2016) fizeram um estudo do método MPPT baseado em lógica *fuzzy* para gerador síncrono de ímã permanente em WECS. A tensão do estado estacionário e a resposta dinâmica do sistema sob diferentes velocidades de vento é considerada para justificar a eficiência global dos controladores. O sistema é projetado e configurado no MATLAB/*Simulink* e os resultados são validados. Das análises, os autores mostram que a aplicação da técnica baseada em lógica *fuzzy* é mais eficiente no rastreamento do MPP quando comparado com a técnica PI e a técnica baseada em P&O.

FANTINO et al (2016) estudaram um controle baseado em observador não-linear para turbina eólica PMSG. Com a estratégia proposta, os sensores mecânicos não são necessários para implementar a lei de controle. No sistema, é inserido um bloco MPPT que recebe variáveis do observador e possui controladores PI em sua estrutura. A performance de todo sistema é testada através de simulações (MATLAB/*Simulink*).

ZAMMIT et al (2016) fizeram um estudo do sistema MPPT baseado em corrente incremental para uma microturbina eólica PMSG em uma microrede cc conectada à rede. O sistema MPPT, o conversor *boost*, e o controle da corrente são explicados em detalhes. Resultados de simulação, realizadas no MATLAB/*Simulink*, do sistema operando sob condições de vento variáveis são apresentados para destacar o desempenho do algoritmo MPPT desenvolvido. Conclui-se que o rastreamento do MPP ocorre com sucesso e com ótima dinâmica, em menos de 0,5 segundos.

MAHER et al (2019) fizeram um estudo de uma técnica MPPT baseado em fluxo de estado de alto desempenho para micro WECS, com tempo de amostragem e super passo. Os autores usaram *state-flow* (SF) com dois tipos de estados, utilizando uma variante da máquina de estado infinito. A técnica, livre de código escrito, apresentou operação aprimorada, oscilações mínimas e rápida resposta. Além disso, a técnica apresentada rastreou rapidamente a máxima potência com oscilações mínimas.

KUMAR et al (2019) fizeram um estudo do rastreamento do ponto de máxima potência em sistema de conversão de energia eólica usando estratégia de controle de rede neural baseada em função de base radial (RBF-NN). Os autores comparam com outras técnicas de MPPT comumente usadas como controle de lógica difusa (FLC), perturba e observa (P&O) e *back-propagation* (BP) baseado em NN. O sistema proposto pelos autores apresentou melhores resultados quando comparados com os disponíveis na literatura, e foi realizada a simulação no *simulink* e a implementação em *hardware* de simulação digital.

NETO e BARROS (2020) fizeram um estudo para melhorar o desempenho do WECS baseado em conversores *back to back* de potência total, através da implementação de técnica MPPT. A técnica utilizou o fluxo do rotor e a estratégia de controle de torque por escorregamento, e foi modelada através da máquina elétrica, conversor e controle da máquina.

BADAWI et al (2020) realizaram uma revisão dos tipos de controle para rastreamento do ponto de máxima potência para sistemas de conversão de energia eólica, com análise crítica da geração do algoritmo para atingir o pico com base na eficiência

energética e na simplicidade. Os autores dedicaram um tópico do artigo para avaliar o método *Hill Climbing Search* (HCS), onde apontaram vantagens relevantes desta quando comparada com outras técnicas.

1.4 OBJETIVOS

1.4.1 OBJETIVO GERAL

Projetar e analisar método de controle proposto, *Hill Climbing Search* e Controle de Ciclo Único, para o rastreamento da máxima potência em sistemas de conversão de energia eólica. Ambas as técnicas já foram propostas em outros trabalhos de forma separada, porém a junção HCS-OCC ainda não foi encontrada na literatura.

1.4.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- a) Escolha da técnica HCS-OCC;
- b) Simular em *software* PSCAD a técnica de controle HCS-OCC;
- c) Analisar os resultados de simulação obtidos e discutir com base no referencial teórico.

1.5 ESCOPO DO TRABALHO

Esta dissertação é dividida em seis capítulos.

O segundo capítulo é uma revisão curta da parte mecânica e logo em seguida aborda a da parte elétrica dos sistemas de conversão de energia eólica com detalhes, desde o dispositivo semicondutor, IGBT, até métodos de controle para o conversor do lado do gerador, i.e., conversor ca/cc e/ou o conversor cc/cc boost; incluindo o controle de ciclo único, OCC. O capítulo ainda trata da diferença entre motores de indução (assíncronos) e motores síncronos e, por fim, discute a diferença entre turbinas de velocidade fixa e velocidade variável.

O terceiro capítulo, aborda os diferentes métodos de rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT), desde as estruturas de controle mais simples até os métodos mais avançados e adaptados.

O quarto capítulo, apresenta a proposta do presente trabalho, que consiste em um método MPPT HCS-OCC.

O quinto capítulo, apresenta as simulações e discussão sobre o método HCS-OCC proposto.

No sexto capítulo, são apresentadas as conclusões do trabalho e apresenta as propostas de continuidade.

2 SISTEMAS DE CONVERSÃO DE ENERGIA EÓLICA

2.1 ASPECTOS GERAIS DA ENERGIA EÓLICA

▪ **Breve Histórico**

Os mais antigos registros do uso de máquinas eólicas foram encontrados no Ocidente por volta de 1100, sendo moinhos para moer grãos de trigo (DUTRA, 2008).

Durante o intervalo do século XII ao XIX, as fontes mais importantes de energia mecânica foram a energia eólica e hidráulica, apenas durante o século XIX que foram gradualmente substituídas por máquinas a vapor e motores de combustão.

Na década de 1950 já existiam alguns protótipos de geradores eólicos para eletricidade, mas foram as crises do petróleo de 1973 e 1978 que deram estímulo para à criação de programas de subsídio e pesquisa de conversão eólico-elétrica em vários países. Em 1980 na Dinamarca, ocorreu a renascença da energia eólica pois várias pequenas companhias, fabricantes de máquinas rurais, desenvolveram a primeira geração de turbinas eólicas para uso comercial.

Durante a última década, a produção de energia elétrica através do uso dos ventos cresceu rapidamente o que ocasionou uma substancial evolução na área de energia eólica. O tamanho e a potência dos novos aerogeradores introduzidos no mercado tem aumentado significativamente nos últimos anos. Recentemente, para aproveitar os bons ventos efetivamente e para concentrar geograficamente o impacto visual dos aerogeradores, há uma tendência de agrupar os mesmos em parques ou fazendas eólicas que levam a um aumento substancial da geração eólica. Em países densamente povoados e perto de águas rasas, como em muitos países do nordeste Europeu, a construção de fazendas eólicas “*off shore*” (fora da costa) é considerada uma opção promissora.

▪ **Conceitos Básicos**

Em grandes altitudes, o ar se move ao longo de linhas que possuem uma mesma pressão, as isóbaras. Esse movimento das massas de ar a uma altitude de mais de 600 m é chamado de vento geostrófico. Considera-se que a superfície não tem influência nesse fluxo (PINTO, 2012).

Estima-se que o total de energia disponível dos ventos supera centenas de vezes o

potencial de produção de energia das diversas centrais elétricas ao redor do planeta, algo que mostra o potencial de exploração da energia eólica. Para que a energia eólica seja considerada tecnicamente aproveitável, é necessário que sua densidade seja maior ou igual a 500 W/m^2 a uma altura de 50 m, o que requer uma velocidade mínima do vento de 7 a 8 m/s (GRUBB e MEYER, 1994).

Do ponto de vista formal, uma turbina eólica é constituída unicamente pelo rotor (pás e respectiva ligação mecânica). No entanto a denominação anglo-saxônica “*Wind Turbines*” associa não só o componente básico, mas todo o sistema de conversão desde as pás até a saída do gerador elétrico, incluindo até mesmo os sistemas de conversão de frequência, quando existentes (CARVALHO et al, 2003).

As forças presentes nas turbinas eólicas e a produção do conjugado mecânico serão analisadas em seguida. No estudo dos sistemas de conversão de energia eólica (WECS) a energia cinética de uma massa de ar em movimento a uma certa velocidade é definida em uma relação da massa de ar em movimento e do quadrado da velocidade do ar.

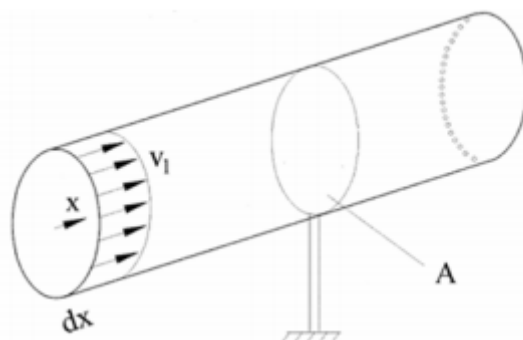
Considerando a mesma massa de ar em movimento a uma velocidade perpendicular a uma seção transversal de um cilindro imaginário (ver figura 2.1), mostra-se que a potência disponível no vento que passa pela seção A, transversal ao fluxo de ar, é:

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

onde P é a potência do vento [W], ρ é a massa específica do ar [kg/m^3], A é a área da seção transversal [m^2], e v é a velocidade do vento [m/s].

A expressão de potência disponível no vento, P , também pode ser descrita por unidade de área, dessa forma é definido a densidade de potência, ou fluxo de potência, que é a quantidade de energia por uma dada área:

Figura 2.1. Fluxo de ar através de uma área transversal A.



Fonte: Cresesb (2008).

A expressão de potência disponível no vento, P , também pode ser descrita por unidade de área, dessa forma é definido a densidade de potência, ou fluxo de potência, que é a quantidade de energia por uma dada área [W/m^2].

Diminuindo a velocidade do deslocamento de massa de ar, a energia cinética do vento é convertida em energia mecânica através da rotação das pás. A potência disponível no vento não pode ser totalmente aproveitada pelo aerogerador na conversão de energia elétrica. Para levar em conta esta característica física, é introduzido o coeficiente de potência, que é definido como a fração da potência eólica disponível que é extraída pelas pás do rotor.

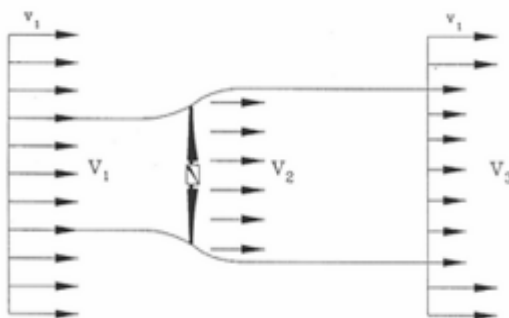
O valor máximo desta parcela de energia extraída do vento (coeficiente de potência máximo) foi determinado pelo físico alemão Albert Betz, que considerou um conjunto de pás em um tubo, onde v_1 representa a velocidade do vento na região anterior às pás, v_2 a velocidade do vento no nível das pás, e v_3 a velocidade no vento após deixar as pás (ver figura 2.2) (DUTRA, 2008).

O coeficiente de potência c_p também é chamado de rendimento aerodinâmico de uma turbina eólica. A dependência do coeficiente de potência com os parâmetros λ e β depende do projeto aerodinâmico e de uma série de procedimentos de construções das pás, logo esta relação, apesar de muito utilizada nos modelos matemáticos para cálculo da energia gerada e nos estudos de integração de aerogeradores nas redes elétricas, representa uma relação matemática de difícil estimativa prática. Cada empresa possui seu valor de c_p no catálogo.

Ao considerar o coeficiente de potência c_p em função de v^3/v_1 , (ver figura 2.3) tem-se o valor teórico $c_{p_{Betz}} = \frac{16}{27} = 0,59$, onde $v^3/v_1 = 1/3$.

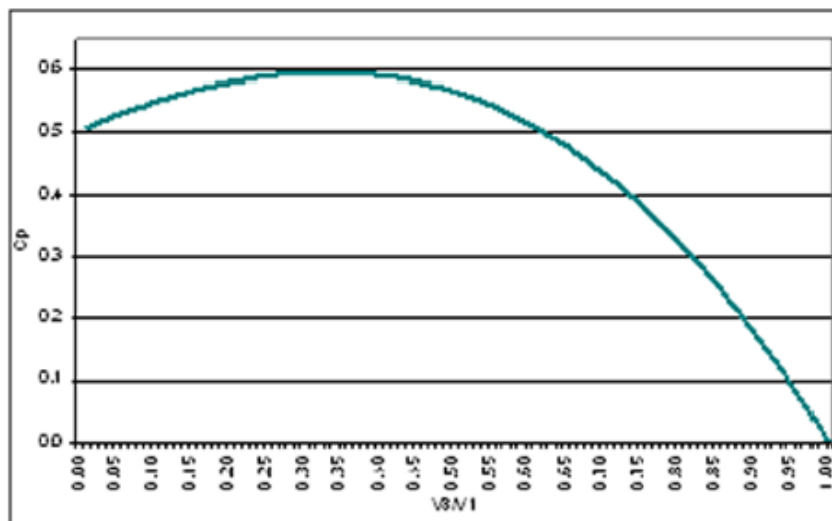
Sabe-se então que 59% é o valor máximo que uma turbina eólica pode retirar da potência disponível do vento.

Figura 2.2. Perdas de velocidade do vento na passagem por um conjunto de pás.



Fonte: Cresesb (2008).

Figura 2.3. Distribuição de c_p em função v_3/v_1 .



Fonte: Cresesb (2008).

Os dois parâmetros adimensionais mais largamente utilizados para descrever estas relações são a relação de velocidades λ e o coeficiente de potência c_p .

A potência mecânica extraída do vento pelo aerogerador depende de vários fatores. Mas tratando-se de estudos elétricos, o modelo geralmente apresentado nas literaturas é simplificado pelas seguintes equações (PAVINATTO, 2005):

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

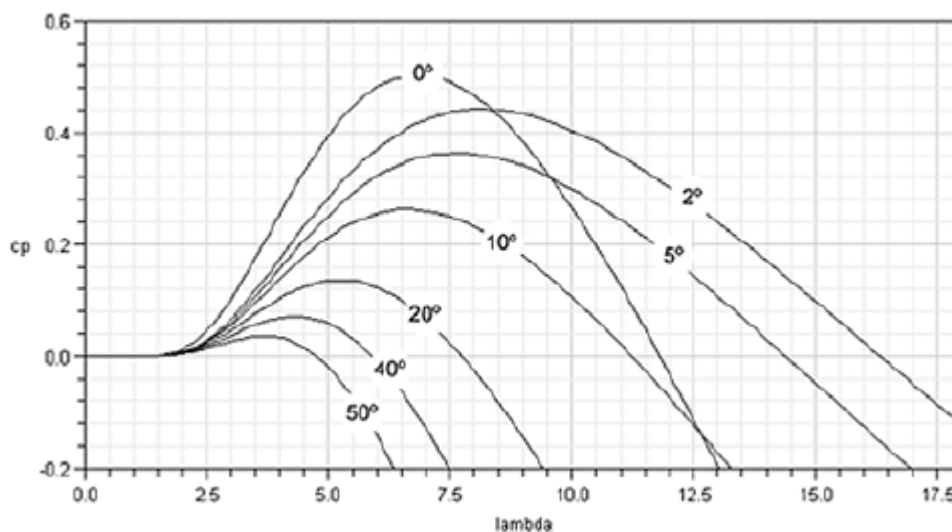
$$\lambda = \left(\frac{R w_{wt}}{V_w} \right), \quad (3)$$

onde c_p é o coeficiente de potência do aerogerador, λ é a razão entre a velocidade tangencial da ponta da pá e a velocidade do vento incidente (*tip speed ratio*), β é o ângulo de passo das pás (*pitch*) do aerogerado, w_{wt} é a velocidade angular do rotor [rad/s], R é o raio do rotor (comprimento da pá) [m], ρ é a densidade do ar [kg/m³], A é a área varrida pelo rotor [m²], e V_w é a velocidade do vento incidente no rotor [m/s].

Na equação (2), o coeficiente de potência $c_p(\lambda, \beta)$ depende das características do aerogerador, sendo função da razão de velocidades λ e do ângulo de passo β das pás. O $c_p(\lambda, \beta)$ é expresso como uma característica bidimensional.

Aproximações numéricas normalmente são desenvolvidas para o cálculo de c_p para valores dados de λ e β (RAIAMBAL e CHELLAMUTH, 2002). A Figura 2.4 mostra a característica $c_p(\lambda, \beta)$ traçada para valores de λ .

Figura 2.4. Característica $c_p(\lambda, \beta)$ traçadas em função de aproximações numéricas.



Fonte: Montezano (2008).

▪ Classificação das Turbinas Eólicas

Com o passar do tempo, na medida em que as turbinas eólicas foram comercializadas, conseguiu-se melhorar as características do projeto, eficiência, e capacidade instalada. As turbinas eólicas dos aerogeradores são aquelas que quando acionadas pelo vento transmitem energia mecânica ao eixo que, por sua vez, movimenta o gerador.

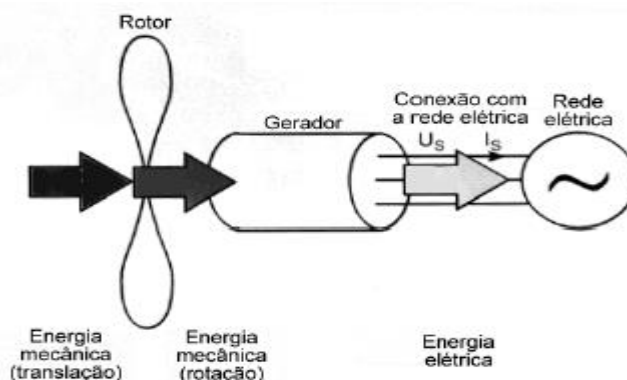
Sabe-se que as turbinas eólicas tiveram um crescimento nas suas dimensões. Elas podem ser classificadas em termos do eixo ao redor do qual as pás das turbinas giram. A maioria delas é de eixo horizontal (HAWT), porém existem algumas cujas pás giram na vertical (VAWT). Na literatura é dado maior atenção às turbinas de rotor de eixo horizontal, pelo fato de comercialmente serem mais atrativas e utilizadas.

▪ Componentes do Aerogerador de Eixo Horizontal

O princípio de funcionamento de um aerogerador compreende dois processos de conversão: a conversão de energia mecânica em energia elétrica, e depois a conversão de energia elétrica contínua em alternada, alimentando a rede elétrica. Esse princípio de funcionamento é descrito na Figura 2.5. Apesar do princípio de funcionamento de um aerogerador ser simples, essa máquina é um sistema complexo no qual diversas áreas do conhecimento estão interligadas.

No aerogerador, além da turbina, tem-se outras partes importantes, como a nacela, pás, cubo, eixo, caixa multiplicadora (geradores assíncronos), o gerador elétrico, e a torre.

Figura 2.5. Princípio de funcionamento básico de um aerogerador.



Fonte: Cabral (2015).

De acordo com a literatura, os mecanismos de controle podem ser mecânicos (velocidade, passo, freio), aerodinâmicos (posicionamento da turbina) ou eletrônicos (controle de carga).

Atualmente são utilizados os seguintes princípios de controle aerodinâmico para limitar a extração de potência nominal do gerador, o controle estol (*Stall*), controle de passo (*Pitch*), e o controle estol ativo.

▪ Aplicação dos Sistemas Eólicos

Os sistemas isolados, sistemas híbridos e sistemas interligados à rede são três aplicações distintas na qual um sistema eólico pode ser empregado. Todos esses sistemas possuem uma configuração básica, necessitam de uma unidade de controle de potência e, em alguns casos, de uma unidade de armazenamento.

As instalações *off-shore* (ver figura 2.6) vem ganhando cada vez mais aplicabilidade em diversos países, sendo aquelas instaladas no mar e que representam a nova fronteira da utilização da energia eólica. A indústria eólica tem investido bastante em tecnologias que viabilizem este tipo de sistema, exigindo o desenvolvimento de turbinas mais resistentes à maior umidade, estratégias especiais quanto ao tipo de transporte de máquinas, além de muito cuidado com a instalação, operação e manutenção dos sistemas *off-shore*, implicando também em um maior custo.

2.2 GERADORES SÍNCRONOS E ASSÍNCRONOS

A escolha do gerador síncrono ou assíncrono é função de uma série de fatores que

Figura 2.6. Parque eólico instalado no mar do Norte.



Fonte: Google Imagens (2019).

normalmente são levados em consideração, como: características de amortecimento, capacidade de consumo e/ou fornecimento de potência reativa, resposta dinâmica frente a curtos-circuitos, robustez de sua construção, possibilidade de projeto e construção de equipamentos com alto número de pólos, custos de aquisição e de operação, e as dificuldades de sincronismo com a rede elétrica.

▪ Geradores Síncronos

São tradicionalmente operados como geradores em usinas hidroelétricas e termoelétricas desde o início da história dos sistemas elétricos em corrente alternada. Essas máquinas possuem uma velocidade constante e rigorosamente definida pela frequência e pelo seu número de pólos.

Os rotores podem ser de 3 tipos:

- i. Rotor bobinado: provê excitação elétrica que induz as tensões no estator, regula tensões e os fluxos de reativos entre máquina e rede;
- ii. Rotor a ímãs permanentes: a excitação é provida por ímãs instalados no rotor em diversas configurações, permitindo projetos especiais para aplicações típicas;
- iii. Rotor em relutância variável: não possui excitação no circuito de rotor, logo irá consumir reativos, mas possui a vantagem de ter um rotor robusto e sem perdas elétricas.

Os geradores síncronos têm a capacidade de prover sua própria excitação, que pode ser obtida por meio de um eletroímã no rotor ou através de ímãs permanentes. O campo magnético do rotor é independente do campo magnético do estator. A representação em escala real de um rotor e de um estator pode ser vista nas figuras 2.7(a) e 2.7(b). Sabe-se que

Figura 2.7. (a) Rotor de um gerador síncrono.



Figura 2.7. (b) Estator de um gerador síncrono.



Fonte: Augusto (2007).

se o rotor sair de sincronismo, que é o mesmo de se desacoplar magneticamente, não é desenvolvido nenhum torque médio e o gerador para. Assim, conclui-se que ou o gerador síncrono funciona à velocidade síncrona ou não funciona.

Apesar da simplicidade da operação do gerador síncrono conectado à rede elétrica, este modo operativo não é possível para aerogeradores. A operação e a velocidade variável da turbina eólica são incompatíveis com a operação do gerador síncrono conectado diretamente na rede elétrica, que caracteriza uma operação a velocidade constante, logo problemas de sincronismo com a rede e de estresses dinâmicos devido a oscilações angulares tornam a operação impossível. Com a conexão de geradores síncronos à redes elétricas através de conversores estáticos, as questões de sincronismos com a rede, o controle dos fluxos de potência ativa e reativa são resolvidas naturalmente no controle dos conversores, representa uma operação completamente diferente. Como o gerador opera como fonte de tensão e é possível operar os conversores como fonte de corrente controlada, o controle de fluxos de ativos e reativos pode ser projetado para uma grande diversidade de objetivos (SILVA, 2013).

Com a utilização de conversores estáticos, maximizando sua capacidade, geralmente a potência ativa gerada aumenta em função da velocidade do vento que atinge o rotor eólico que o aciona, mantendo a potência reativa nos terminais do gerador nula, reduzindo assim as perdas no gerador elétrico. Ou seja, na presença de um conversor estático, várias estratégias operacionais podem ser desenvolvidas e o controle da potência gerada pode buscar atender a um dado objetivo operacional.

Comparar diversas tecnologias de geradores elétricos para turbinas eólicas, sem considerar aspectos específicos da energia, não é uma tarefa simples.

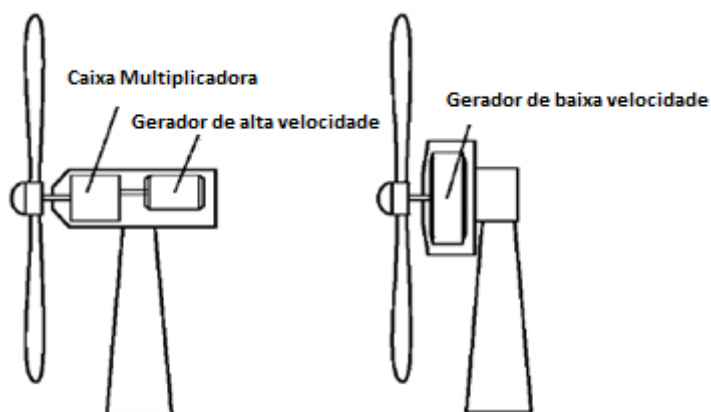
As turbinas eólicas operam em baixa rotação, e assim é necessária uma caixa de multiplicação de velocidades para sua adequada operação na conversão elétrica utilizando geradores convencionais. Contudo alguns geradores foram projetados para acionamento direto – *direct drive*, que não utilizam a caixa de multiplicação e utilizam duas estratégias para adequação com a faixa de rotação típicas em turbinas eólicas: grande número de polos e conversão em baixa frequência. A figura 2.8 mostra a arquitetura desses dois tipos de sistemas de geração (SILVA, 2013).

Os geradores de acionamento direto constituem uma possibilidade para melhoria da conversão em aerogeradores, desde que podem reduzir os custos da eletricidade produzida nestas máquinas. Estes geradores são diferentes de outras máquinas elétricas, porque são projetados para operação em baixa rotação e baixa frequência, além de possuir um ciclo de carga específico da conversão eólica, para o qual são otimizados.

O gerador *direct drive* é a solução de menor custo pois apresenta os fatores (SILVA, 2013):

- Eliminação da caixa de multiplicação de velocidades: o custo e as perdas deste equipamento são evitados;
- Manutenção reduzida: diminuindo o custo operacional que agrega o efeito de disponibilidade do aerogerador;
- Projeto da nacelle simplificado: simplificando o projeto total, com impacto nos custos.

Figura 2.8. Tipos de sistemas de geração.



Fonte: Silva (2013).

A escolha de geradores síncronos de ímãs permanentes a geradores síncronos a excitação elétrica, se deve ao fato de que as máquinas síncronas com excitação elétrica não se adequam a configurações de enrolamentos com passo encurtado, além de possuírem rotores mais pesados e mais volumosos que aqueles com ímãs permanentes, para criar a mesma densidade de fluxo no entreferro.

Apesar de serem mais caros, os geradores síncronos de ímãs permanentes eliminam as perdas da bobina de excitação e permitem menores passos polares do que aqueles obtidos pela excitação elétrica (SILVA, 2013).

▪ Geradores Assíncronos

Também chamados de motores de indução (ver figura 2.9), são aqueles em que tensões e correntes que circulam no enrolamento de rotor são produzidas por indução eletromagnética. Os enrolamentos do estator são trifásicos, distribuídos em ranhuras e alimentados por correntes alternadas trifásicas equilibradas. Nesse tipo de gerador a velocidade de rotação não é proporcional à frequência da sua alimentação, ou seja, a velocidade do rotor é menor que a do campo girante devido ao escorregamento.

O comportamento da máquina de indução, tanto no modo de operação como motor (escorregamento positivo) ou como gerador (escorregamento negativo), é normalmente determinado por circuitos equivalentes que expressam relações e dependências entre as grandezas dos dois enrolamentos da máquina e seus parâmetros de alimentação.

Existem dois tipos de motores de indução (ver figura 2.10): enrolamentos em gaiola (rotor constituído por barras de cobre curto circuitadas), e enrolamentos de rotor bobinado (rotor é constituído de enrolamentos trifásicos alimentados em corrente alternada curto circuitados e distribuídos em ranhuras na periferia do rotor).

A desvantagem do motor de indução é que quando se necessita de um rigoroso controle de velocidade, ele não é apropriado para tal uso, pois ele possui escorregamento variável, que é a redução de velocidade do motor de indução em relação a velocidade síncrona quando é acrescentada carga no seu eixo.

2.2.1 GERADOR SÍNCRONO DE IMÃ PERMANENTE

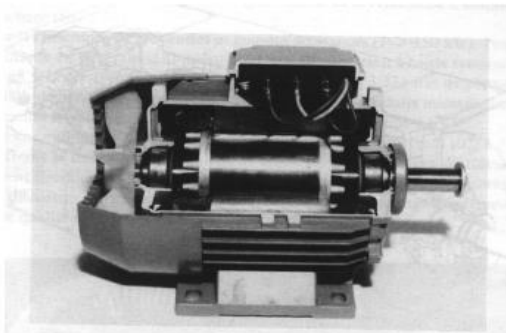
A utilização da tecnologia com o uso de geradores síncronos a ímãs permanentes em turbinas eólicas de médio e de grande porte vem crescendo por apresentar vantagens

Figura 2.9. Gerador assíncrono/Indução trifásico.

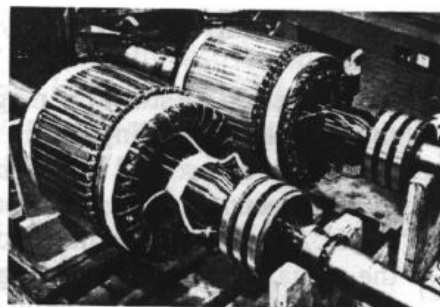


Fonte: Google Imagens (2019).

Figura 2.10. Tipos de geradores assíncronos.



Rotor em Gaiola



Rotor Bobinado

Fonte: Google Imagens (2019).

diferenciadas quando comparadas aos geradores de indução, e até mesmo em relação aos geradores síncronos com bobina de excitação. Dentre essas vantagens, destacam-se: Não necessitam de circuitos externos de excitação; Não apresentam perdas nos circuitos de campo; Possibilidade de operação em baixa velocidade, permitindo que o gerador seja acoplado diretamente com a turbina eólica; Não necessitam de caixa de engrenagens, operando em baixa rotação; Menor custo com manutenção (sem escovas e caixas multiplicadoras).

O PMSG baseado em *Wind Turbines* (WTs) são amplamente usados como fontes de energia conectado à rede. Geralmente, o PMSG baseado no sistema de energia eólica é conectado com a rede através de conversores do lado da máquina e do lado da rede (RAHIMI, 2017). O PMSG é o gerador eólico preferido devido a sua confiabilidade e tamanho para um sistema de conversão de energia eólica independente (TIWARI e BABU, 2016). Os WECS baseados em PMSG podem ser controlados para operação MPPT, em uma

ampla gama de velocidades de vento (FANTINO;SOLSONA;BUSADA, 2016). Nesses geradores, o fluxo magnético é gerado por um conjunto a ímãs permanentes, geralmente instalados no rotor, o qual opera na velocidade síncrona. Os geradores a ímãs permanentes são classificados, de acordo com a direção do fluxo magnético em relação ao seu eixo, em: radial (convencional), axial e transversal. Muitas configurações diferentes destas máquinas podem ser encontradas na literatura. Para os estudos neste trabalho, são levados em conta apenas os geradores síncronos a ímãs permanentes de fluxo radial (PMSG).

2.3 AEROGERADORES A VELOCIDADE FIXA E VELOCIDADE VARIÁVEL

A operação de um aerogerador é caracterizada por faixas de variação de velocidade de vento, sendo a referência a velocidade de vento nominal do equipamento.

Um aerogerador possui uma velocidade de vento mínima de partida que permite a conexão do gerador à rede, chamada de velocidade de acionamento " V_{cut-in} ", abaixo da qual não é razoável manter o gerador operando pela baixíssima potência gerada ou mesmo pela possibilidade de motorização. Existe também uma velocidade vento máxima " $V_{cut-out}$ " suportada pelo aerogerador que garante uma operação segura. Se ultrapassada, pode impor danos tanto à turbina quanto ao gerador e à caixa de transmissão.

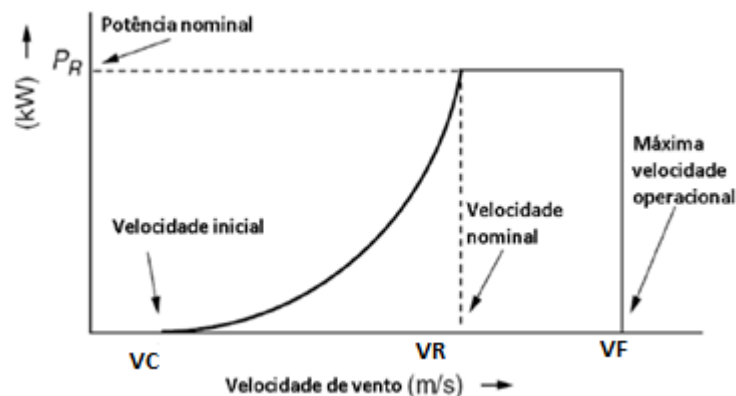
Pode-se definir algumas características operacionais necessárias para um aerogerador (SILVA, 2013):

- Operação em máxima eficiência aerodinâmica ($C_{p_{max}}$), principalmente em ventos baixos até o vento nominal;
- A partida de um aerogerador é bastante favorecida se o mecanismo de passo ajusta o ângulo β para valores elevados;
- Acima da velocidade nominal a potência gerada e rotação deve ficar limitada evitando sobrecarga no gerador ou sobrevelocidades que podem significar sobretensões;
- Além de um dado valor de velocidade de vento é importante desligar o aerogerador, reduzindo esforços excessivos sobre as pás.

Estas características estabelecem limites operacionais (Potência x Velocidade de vento) bem definidas, como é ilustrado na figura 2.11.

A característica de operação de uma turbina eólica fica definida pela determinação dos parâmetros VC, VR e VF. Sabe-se que para velocidades inferiores a VC e superiores a VF, a potência de saída é nula, e o sistema não deve estar acionado.

Figura 2.11. Característica operacional típica de uma turbina eólica.



Fonte: Silva (2013).

Para velocidades de vento compreendidas entre VC e VR, conhecido como região de otimização de potência, o gerador elétrico deve operar com potência ativa variável em função da velocidade do vento, podendo nas tecnologias a velocidade variável garantir máxima eficiência de conversão. No intervalo entre VR e VF, conhecido como região de limitação de potência, a potência gerada é igual à nominal, por ação de controle de passo (tecnologia a velocidade variável) ou regulação por estol (tecnologia a velocidade constante).

Estas características operacionais destacam, principalmente na região VC-VR, uma grande divisão das tecnologias: as arquiteturas a velocidade constante e as arquiteturas a velocidade variável. Esses modos de operação são função da tecnologia de conexão do gerador à carga ou à rede elétrica.

2.3.1 AEROGERADORES A VELOCIDADE FIXA

As turbinas a velocidade fixa caracterizam-se por ter um gerador diretamente conectado à rede através do enrolamento de um transformador. Nesse caso, o gerador sempre irá funcionar a velocidade constante, não importando quão rápido o vento possa soprar (PINTO, 2012).

A rotação do gerador é determinada pela frequência da rede, conseqüentemente a rotação do aerogerador.

A baixa rotação do aerogerador n_t é transmitida ao gerador, de rotação n_g por um multiplicador com relação de transmissão r . Conforme mostra a equação (4),

$$n_t = \frac{n_g}{r}. \quad (4)$$

O uso de geradores com um intervalo restrito de velocidade, normalmente afeta o aproveitamento energético.

O número de pólos (p) e a frequência do sistema elétrico (f) são variáveis que estão diretamente relacionadas a velocidade do gerador, conforme mostra a equação (5),

$$n_g = \frac{f}{p}. \quad (5)$$

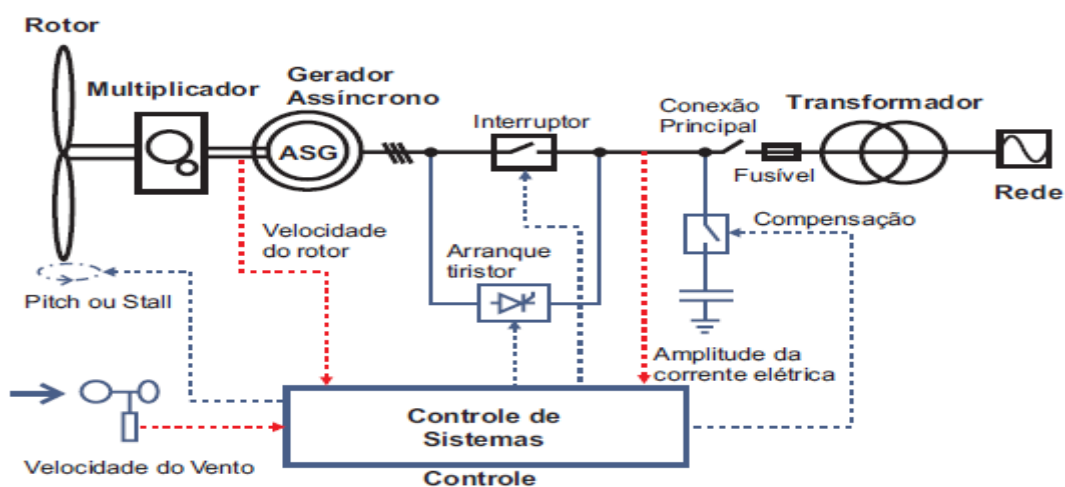
Então, o rendimento ótimo será obtido apenas na velocidade de vento nominal, reduzindo a capacidade energética do sistema. A relação entre as variáveis é mostrada na equação (6),

$$n_t = \frac{f}{rp}. \quad (6)$$

Um esquema elétrico de um aerogerador com velocidade constante é mostrado na figura 2.12. Estas máquinas usam geradores elétricos assíncronos ou de indução, onde a sua maior vantagem é a fabricação simples e de baixo custo. Outra vantagem é não precisar utilizar dispositivos de sincronismo.

Algumas das desvantagens destes geradores são: altas correntes de partida (essas altas correntes de partida, geralmente podem ser suavizadas com a utilização de um tiristor de partida), e sua demanda por potência reativa (se faz necessário um compensador de energia reativa para reduzir a demanda de reativos que a turbina eólica injeta na rede, sendo geralmente feito pela contínua comutação de um banco de capacitores que segue a variação da produção). Pelo fato de estarem rigidamente conectados às redes elétricas, são mais susceptíveis às variações de tensão e aos problemas de estabilidade.

Figura 2.12. Esquema elétrico de um gerador com velocidade constante.



Fonte: Dewi (2005).

Alguns artifícios são usados para otimizar o processo de geração, como o uso de geradores de dupla velocidade. Em baixa velocidade se tem um maior número de polos na máquina, e em alta velocidade se tem um número reduzido. As turbinas com velocidade fixa (chamado modelo dinamarquês) foram muito populares nos anos 1980, liderando o mercado até 2003, quando o DFIG passou a frente e vem desde então liderando, tendo 85% de participação no mercado até 2008. A Captura ótima de energia de um rotor exige que se tenha um valor constante da relação velocidade de ponta (TSR), sendo necessária uma operação de velocidade variável (PINTO, 2012).

2.3.2 AEROGERADORES A VELOCIDADE VARIÁVEL

A idéia básica do aerogerador com velocidade variável é o desacoplamento da velocidade de rotação e, conseqüentemente, do rotor do aerogerador, da frequência elétrica da rede. A condição ótima do rotor ocorre para a faixa de velocidade a qual ele foi construído para operar em um determinado intervalo de velocidade do vento, garantindo um desempenho aerodinâmico maximizado. Uma vantagem é a redução das flutuações de carga mecânica. As desvantagens são os altos esforços de construção e a geração de harmônicos, associados à conversão de frequência, que podem ser reduzidos significativamente com o uso de filtros, que por sua vez, aumentam os custos.

Em WECS que operam com velocidade variável, a conexão na rede elétrica é feita normalmente pela utilização de conversores estáticos e prioritariamente com uso de barramentos intermediários em corrente contínua, tecnologia que é dominante nos sistemas modernos de conversão de frequência utilizados nos acionamentos industriais. A conexão estática permite o controle desacoplado de potência ativa e reativa, o amortecimento efetivo das flutuações de potência, a operação com máxima eficiência energética e a minimização dos problemas de qualidade da energia gerada (dependente da tecnologia a ser utilizada), facilitando sua integração com outras redes (SILVA, 2013).

Um esquema elétrico de um aerogerador com velocidade variável (ver figura 2.13) utiliza um conversor de frequência para o controle da frequência da geração elétrica. Quando a velocidade é variável é possível utilizar geradores síncronos ou assíncronos.

O conjunto retificador/inversor forma o conversor de frequência eletrônico que é responsável pela conexão ao sistema elétrico.

A tensão produzida pelo gerador síncrono é retificada e a corrente contínua resultante

é invertida, e os IGBTs controlam eletronicamente a frequência de saída. Como a frequência produzida pelo gerador depende de sua rotação, esta será variável em função da variação da rotação da turbina eólica. Entretanto, por meio do conversor, a frequência da energia elétrica fornecida pelo aerogerador será constante e sincronizada com o sistema elétrico.

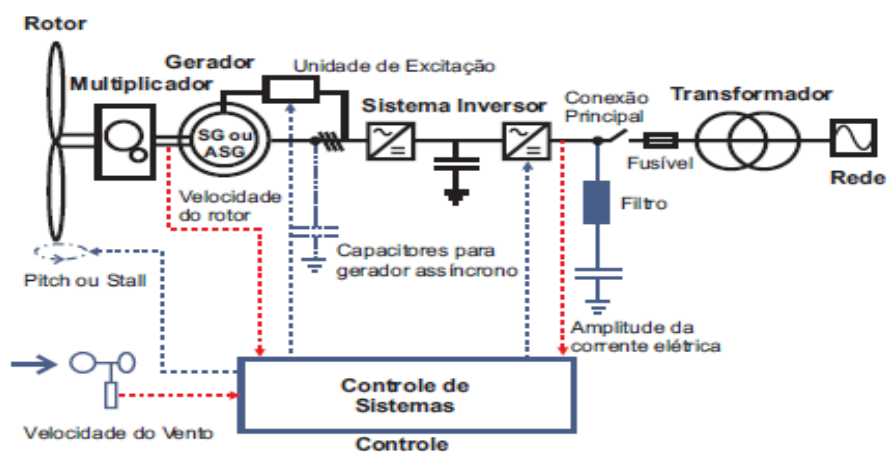
Quando são usados geradores assíncronos, ou de indução, é necessário prover energia reativa para a excitação do gerador, que pode ser feita por auto-excitação, usando-se capacitores adequadamente dimensionados de forma similar ao caso do aerogerador com velocidade constante (CUSTÓDIO, 2002).

Também é possível usar geradores assíncronos duplamente alimentado, isto é, com dois enrolamentos que apresentam velocidades diferentes. O uso de enrolamento rotórico associado a resistência variável em série, permite o controle da velocidade do gerador pela variação do escorregamento, mantendo a frequência elétrica do gerador no valor definido pelo sistema elétrico ao qual o aerogerador está conectado.

Apesar do aumento do custo inicial do projeto, diversos benefícios são decorrentes da utilização de topologias a velocidade variável. A capacidade de extração de potência com máximo rendimento, a redução dos esforços mecânicos, a capacidade do controle de injeções de reativos no sistema, mesmo em momentos de falta, a melhoria da qualidade da energia elétrica gerada são alguns dos fatores mais relevantes.

Em (BURTON, 2001) é realizado um cálculo comparativo da energia elétrica gerada por usinas a velocidade constante e a velocidade variável. Relata-se um ganho de 6% das topologias a velocidade variável. Os custos adicionais das turbinas a velocidade variável são decorrentes da utilização de dispositivos semicondutores de potência e da aplicação de

Figura 2.13. Esquema elétrico de um gerador com velocidade variável.



Fonte: Dewi (2005).

mecanismos para variação do ângulo de passo, garantindo regulação de potência próxima à curva ideal.

Em (SILVA, 2013), a figura 2.14 compara a característica típica de operação de uma turbina à velocidade variável, com limitação da potência máxima através da variação do ângulo de passo, e uma turbina a velocidade fixa, com controle por *stall*, podendo-se identificar o ganho de potência da primeira em relação à segunda.

2.4 DISPOSITIVOS SEMICONDUTORES

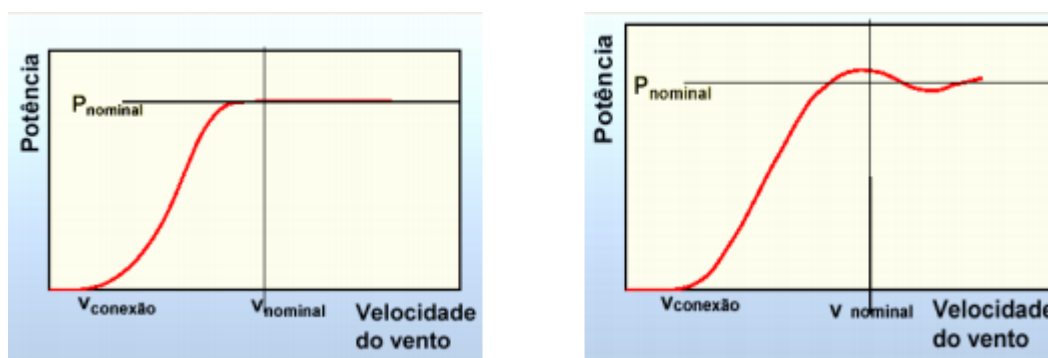
A passagem de corrente elétrica em um meio depende da aplicação de um campo elétrico e da existência de portadores livres neste meio.

Os chamados semicondutores, como o silício, tem densidades de elétrons livres intermediárias, na faixa de 10^8 a $10^{19}/\text{cm}^3$. Nos condutores, e nos isolantes, tais densidades são propriedades dos materiais, enquanto nos semicondutores estas podem ser variadas, seja pela adição de “impurezas” de outros materiais, seja pela aplicação de campos elétricos em algumas estruturas de semicondutores (POMILIO, 2001).

O “tempo de vida” dos portadores afeta significativamente o comportamento dos dispositivos de potência. A obtenção dos métodos que possam controlá-lo é importante e estão presentes na literatura a dopagem com ouro. Outro método é o da irradiação de elétrons de alta energia e tem sido preferido devido à sua maior controlabilidade e por ser aplicado no final do processo de construção do componente.

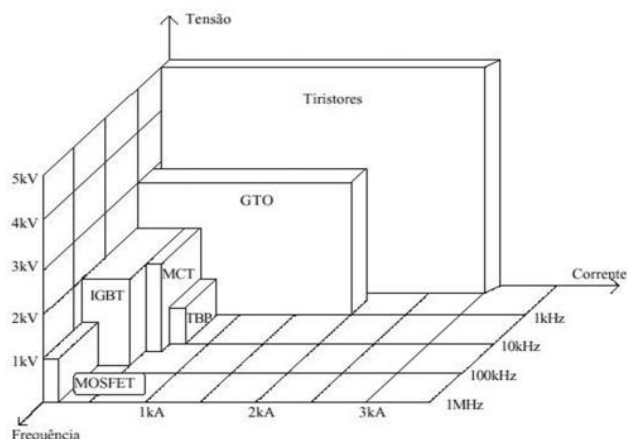
A figura 2.15 mostra os limites de operação dos componentes semicondutores de potência.

Figura 2.14. Comparação entre curvas de potências típicas de turbinas a velocidade constante e a velocidade variável.



Fonte: Silva (2013).

Figura 2.15. Limites de operação dos semicondutores.



Fonte: Pomilio (2001).

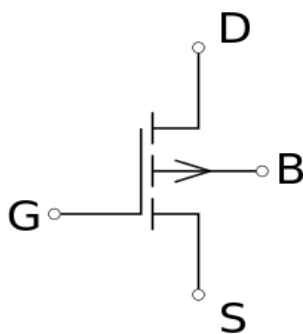
O presente trabalho aborda com mais detalhes os IGBTs pois são mais utilizados nos conversores cc-cc e ca-cc.

2.4.1 MOSFET

O *Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistor* (MOSFET) é o tipo mais comum de transístores de efeito de campo em circuitos tanto digitais quanto analógicos. Seu princípio básico foi proposto pela primeira vez por Julius Edgar Lilienfeld, em 1925.

O MOSFET é um dispositivo de 4 terminais (ver figura 2.16), dreno (D), fonte (S), porta (G), substrato (B), sendo que em circuitos discretos, normalmente só tem 3 terminais acessíveis, tendo o substrato ligado à fonte. Os parâmetros de dimensionamento mais importantes são a largura do canal, que condiciona a passagem de corrente no transistor, sendo proporcional a esta, e o comprimento do canal está relacionado com o tempo de trânsito dos elétrons no canal, restringindo assim a resposta em frequência do dispositivo.

Figura 2.16. Símbolo do esquema elétrico do MOSFET (canal-P).



Fonte: Pomilio (2001).

Geralmente, são mais utilizados em frequências acima de 50 kHz, tensões abaixo de 500 V, e potências abaixo de 1000 W.

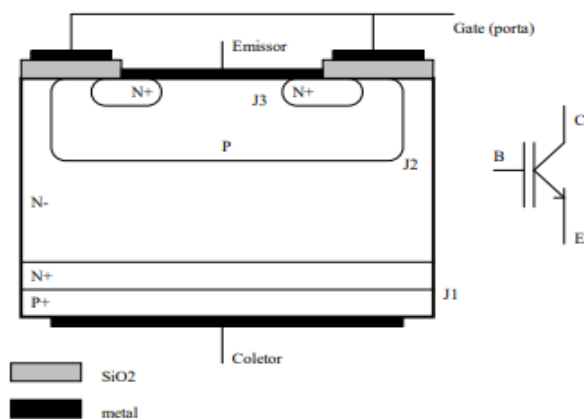
2.4.2 IGBT

O *Insulated Gate Bipolar Transistor* (IGBT) é o dispositivo de comutação nos conversores de potência. Suas características são entrada de MOSFET de potência (tensão) e saída de dispositivos bipolares (corrente). Suas vantagens são a rápida comutação (MOSFET) e perdas de condução baixas (bipolares). O uso dos IGBTs vem crescendo nos últimos anos, se tornando cada vez mais populares nos circuitos de controle de potência de uso industrial e até mesmo em eletrônica de consumo e embarcada, permitindo operação em dezenas de kHz, nos componentes para correntes na faixa de algumas dezenas de amperes.

A estrutura do IGBT é similar à do MOSFET, mas com a inclusão de uma camada P+ que forma o coletor do IGBT (ver figura 2.17). Em termos simplificados pode-se analisar o IGBT como um MOSFET no qual a região N tem sua condutividade modulada pela injeção de portadores minoritários (lacunas), a partir da região P+, uma vez que J1 está diretamente polarizada. Esta maior condutividade produz uma menor queda de tensão em comparação a um MOSFET similar.

O controle do componente é análogo ao do MOSFET, ou seja, pela aplicação de uma polarização entre gate e emissor. Também para o IGBT o acionamento é feito por tensão. A máxima tensão suportável é determinada pela junção J2 (polarização direta) e por J1 (polarização reversa). Como J1 divide duas regiões muito dopadas, conclui-se que um IGBT

Figura 2.17. Estrutura básica de IGBT.



Fonte: Pomilio (2011).

não suporta tensões elevadas quando polarizado reversamente.

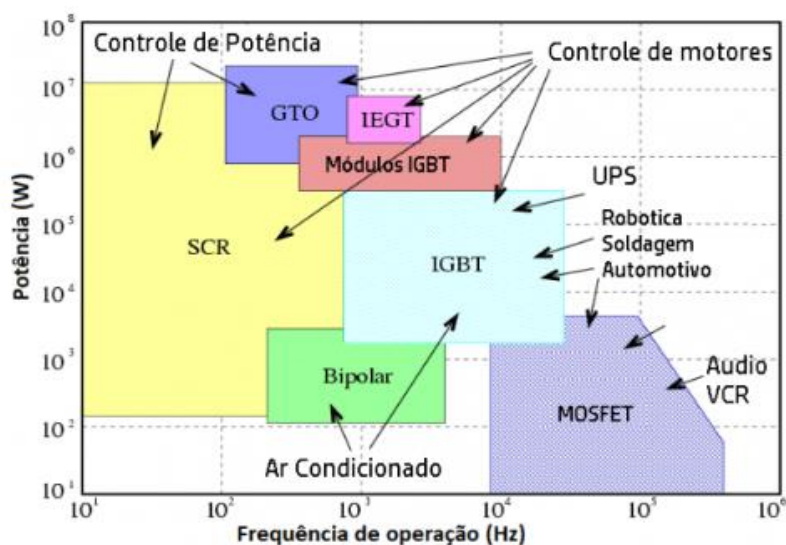
Existem atualmente no mercado dois tipos de IGBTs: os rápidos e os de baixas perdas. Este fato já indica que não existem IGBTs rápidos e com baixas perdas. A diferença está relacionada ao comportamento no desligamento. Os IGBTs de baixas perdas utilizam dopagem e materiais que reduzem as perdas em condução, no entanto, implicam em um maior tempo de desligamento. Para os dispositivos rápidos, não se consegue reduzir significativamente a queda de tensão sobre o componente quando em condução.

A partir dessas características foi criado o IGBT, que nasceu na década de 80 e vem evoluindo muito, principalmente no quesito velocidade de chaveamento. Os primeiros IGBTs tinham dificuldade de operar em frequências mais elevadas, porém hoje, com os avanços da microeletrônica e na capacidade das modernas fábricas de semicondutores, é possível encontrar IGBTs para as mais variadas aplicações com elevadas tensões e frequências. Quando tem-se aplicações com frequências baixas, menores que 50 kHz; tensões altas, maiores que 500V; e potências altas, maiores que 1 kW, utiliza-se o IGBT. A figura 2.18 mostra o intervalo característico em que os IGBTs são escolhidos.

Atualmente a indústria vem produzindo módulo IGBT que é capaz de aliar qualidades de chaveamento de transistores do tipo bipolar com alta impedância peculiar dos MOSFET, e apresenta tensão inferior de saturação além da capacidade elevada de corrente.

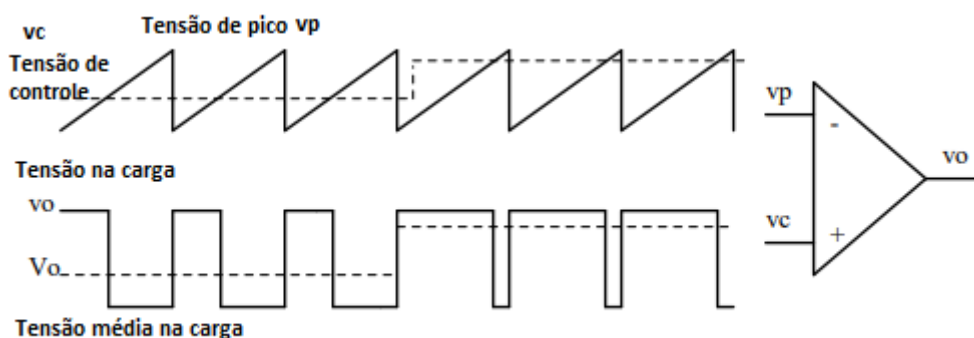
O módulo IGBT (figura 2.19) está sendo utilizado em aparelhos de última geração, como carros elétricos e do tipo híbridos, além dos trens, máquinas de ar, entre outros. Graças

Figura 2.18. Característica potência versus frequência – dispositivos semicondutores.



Fonte: Embarcados (2017).

Figura 2.20. Modulação por largura de pulso.



Fonte: Pomílio (2014).

se comparar a tensão de referência, com um sinal triangular simétrico, cuja frequência determine a frequência de chaveamento.

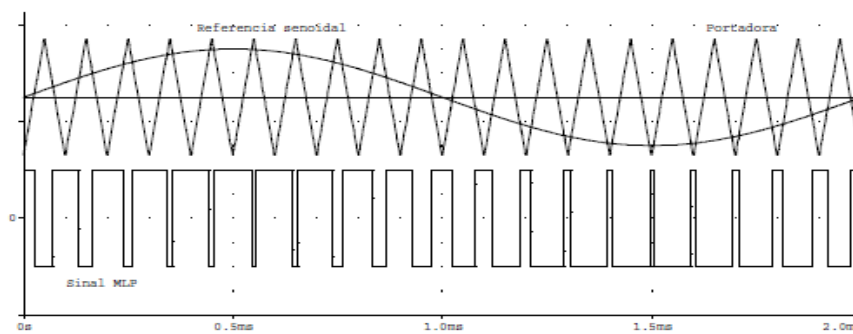
A tensão de saída, que é aplicada a carga, é formada por uma sucessão de ondas retangulares de amplitude igual à tensão de alimentação cc e duração variável. A figura 2.21 mostra a modulação de uma onda senoidal, produzindo na saída uma tensão com 2 níveis, na frequência da onda triangular.

2.6 CONVERSORES ESTÁTICOS

Os conversores estáticos desempenham papéis diversos em um sistema de conversão de energia eólica, podendo-se encontrar:

2.6.1 RETIFICADORES A DIODOS

Figura 2.21. Sinal MLP de 2 níveis.



Fonte: Pomílio (2014).

Em muitas aplicações a carga alimentada exige uma tensão contínua. A conversão ca/cc é realizada por conversores chamados retificadores.

Os retificadores podem ser classificados segundo a sua capacidade de ajustar o valor da tensão de saída (controlados x não controlados); de acordo com o número de fases da tensão alternada de entrada (monofásico, trifásico, hexafásico, etc.); em função do tipo de conexão dos elementos retificadores (meia ponte x ponte completa). Os retificadores não-controlados são aqueles que utilizam diodos como elementos de retificação, enquanto os controlados utilizam tiristores, transistores, IGBTs.

Para o retificador a diodos com carga indutiva (ver figura 2.22), a carga se comporta como uma fonte de corrente. Dependendo do valor da indutância, a corrente de entrada pode apresentar-se quase como uma corrente quadrada (POMÍLIO, 2014).

Diversas topologias são encontradas na literatura de eletrônica de potência, e cada uma delas tem suas particularidades, equacionamentos e características diferentes.

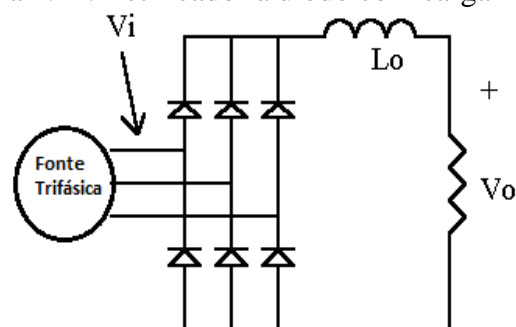
2.6.2 CONVERSORES cc/ca

O inversor é o circuito eletrônico de potência, que converte a tensão cc em tensão alternada. A fonte cc é normalmente uma bateria ou saída do retificador controlado.

Os inversores podem ser classificados em dois tipos:

Inversor de fonte de tensão – VSI (ver figura 2.23): Quando a tensão de entrada cc permanece constante; Quando a tensão de saída não depende da carga; Alimentado por uma fonte de tensão contínua com impedância insignificante; A forma de onda de corrente de carga, bem como sua magnitude, depende da natureza da impedância da carga; Requer capacitor de barramento cc, e indutores de filtro ca; Permite a utilização no circuito de

Figura 2.22. Retificador à diodo com carga indutiva.



Fonte: Pomílio (2014).

Bipolar Junction Transistor (BJT), MOSFET, IGBT, Gate Turn-Off Transistor (GTO).

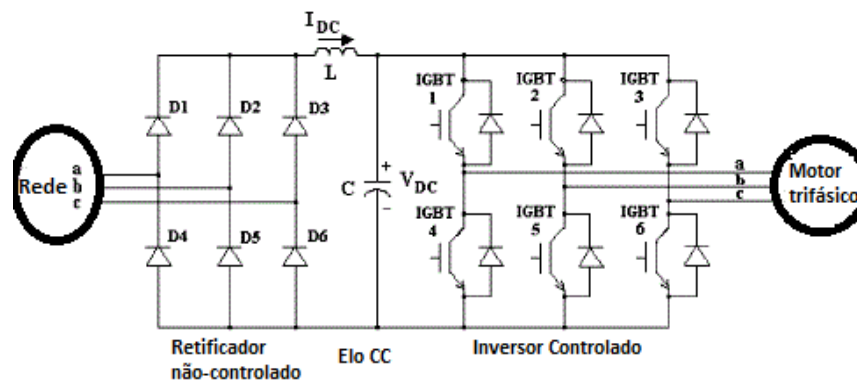
Inversor de fonte de corrente – CSI (ver figura 2.24): Quando a corrente de entrada é mantida constante, mas ajustável; A amplitude da corrente de saída é independente da carga; Alimentado com corrente ajustável de uma fonte de tensão contínua de alta impedância; A magnitude da tensão de saída e sua forma de onda dependem da natureza da impedância da carga; Exige indutor do barramento cc, e capacitores de filtro ca; Não utiliza no circuito BJT, MOSFET, IGBT, GTO, pois estes dispositivos precisariam suportar tensão reversa.

Para operação com a rede, é mais comum a utilização de inversores VSI do que os inversores CSI.

Quando as técnicas de modulação de largura de pulso são usadas em combinação com os vetores espaciais, para controlar a tensão de saída dos inversores, chama-se inversores *Space Vector Combined With Pulse-Width Modulation (SVPWM)*. É considerada como a melhor técnica pois apresenta as seguintes vantagens: melhor aproveitamento da tensão de barramento cc, frequência de chaveamento reduzida, baixa corrente de ondulação, melhor tensão de saída fundamental, útil em melhorar o desempenho harmônico e reduzir a taxa de distorção harmônica, extrema simplicidade de implementação em um DSP, e pode ser executado com eficiência em alguns microssegundos.

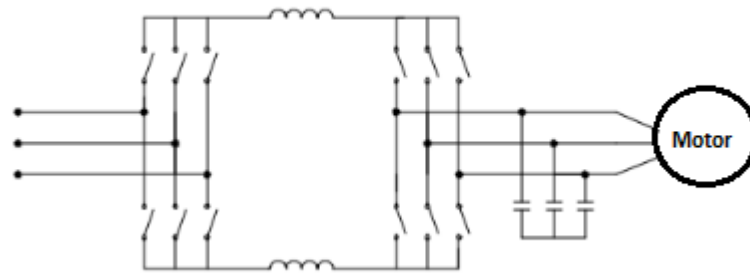
O SVPWM trata a tensão senoidal como um vetor de amplitude constante girando em frequência constante. Esta técnica PWM aproxima a tensão de referência por uma combinação de oito padrões de comutação (V0 a V7). Neste trabalho esse tipo de inversor não será abordado.

Figura 2.23. Estrutura de um sistema utilizando VSI.



Fonte: Própria (2019).

Figura 2.24. Estrutura do CSI.



Fonte: Própria (2019).

2.6.3 ESTRUTURAS DOS SISTEMAS DE CONVERSORES ESTÁTICOS DE POTÊNCIA

Para operação a velocidade variável, as usinas eólicas que utilizam geradores síncronos apresentam-se em duas estruturas distintas dos conversores estáticos de potência. Estas estruturas são:

- Aerogerador síncrono com retificador a diodos e conversor boost (figura 2.25);
- Aerogerador síncrono com retificador PWM (figura 2.26).

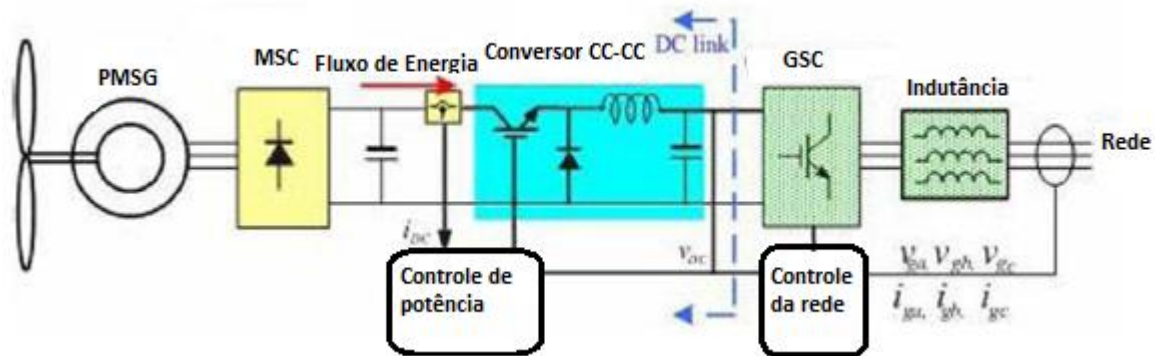
Estas alternativas apresentam diferenças apenas no estágio de retificação (conversão cc/ca) dos conversores de potência, mantendo-se o inversor PWM no estágio de inversão (conversão cc/ca). Estas diferenças nas características construtivas afetam o comportamento operacional destas tecnologias, com reflexos sobre o custo de instalação, e merecem, portanto, estudos técnicos-econômicos comparativos que apontem a estrutura mais vantajosa. Após verificação na literatura, a estrutura com retificador a diodos prepondera, tendo como principal parâmetro de decisão o seu baixo custo (SILVA, 2013).

A figura 2.25 apresenta a estrutura funcional básica da primeira tecnologia para aerogeradores síncronos, onde se destacam um conversor estático com retificador trifásico não controlado, conversor cc/cc boost, dois barramentos cc e um inversor trifásico PWM.

Os barramentos cc apresentam características diferentes: o barramento próximo ao retificador opera a tensão cc variável, enquanto aquele próximo ao inversor opera com tensão cc fixa ou aproximadamente constante.

Esta tecnologia ao apresentar um retificador a comutação natural ao lado do gerador elétrico, atribui ao gerador a necessidade de gerar tensões sempre superiores que a tensão no

Figura 2.25. Sistema de conversão estática com três conversores.



Fonte: Silva (2013).

primeiro barramento cc logo após o retificador. O conversor cc/cc *boost* cumpre a função de elevar a tensão para o segundo barramento cc, em função da velocidade de rotação da turbina, portanto, compatível com a potência a ser convertida (SILVA, 2013).

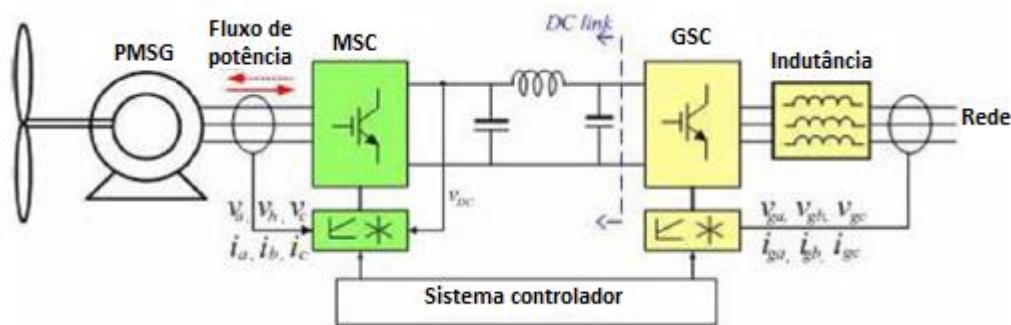
Na figura 2.26 tem-se a configuração com dois conversores PWM. Esta tecnologia apresenta grande versatilidade já que os dois conversores são de projeto equivalente e controles similares, permitindo explorar com grande flexibilidade a operação a velocidade variável do gerador com alto desempenho dinâmico.

Ao lado de uma estrutura simplificada e com reduzidas perdas de potência, esta topologia auxilia na partida do sistema de geração com acionamento direto do gerador a ímã permanente, já que permite injetar potência ativa em sentido inverso nos terminais do gerador. Para manter a tensão cc constante em larga faixa de velocidade, o retificador PWM trabalhará como elevador de tensão. Mas nesta situação, existe um grande compromisso entre o dimensionamento das chaves semicondutoras e as características de projeto do gerador (SILVA, 2013).

A conexão com a rede através de um transformador, é normalmente composta também de filtros para minimizar a penetração de harmônicos da ordem da frequência de chaveamento na rede elétrica. Destaca-se na literatura técnica a utilização de filtros RL série, LCL série-paralela ou filtros sintonizados nas frequências próximas à frequência do chaveamento (SILVA, 2013).

É possível implementar, com a topologia presente na figura 2.26, o controle da potência ativa gerada através do controle de corrente do conversor do gerador, a fim de extrair um ponto de máxima potência para uma dada velocidade de vento local. O controle do *Grid Side Converter* (GSC) possibilita entrega máxima da energia gerada para a rede,

Figura 2.26. Sistema de conversão estática com 2 conversores PWM.

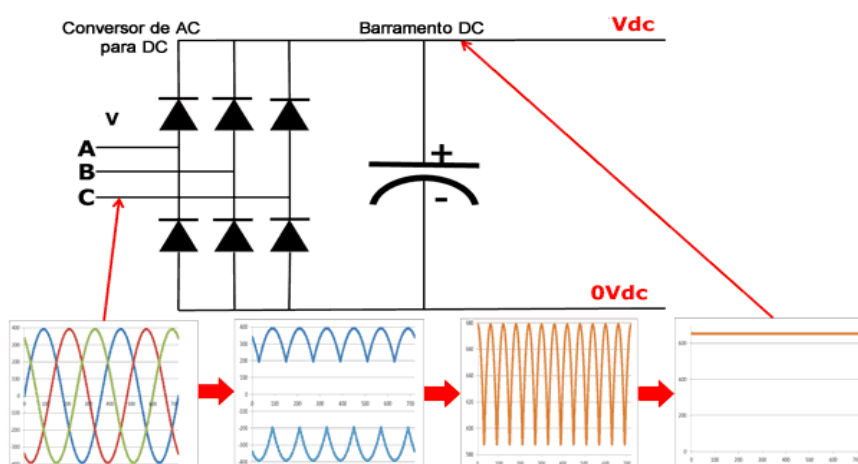


Fonte: Silva (2013).

podendo ainda, contribuir para compensação da potência reativa da rede elétrica aproveitando a ociosidade em sua potência aparente nominal ou pode minimizar distúrbios como flutuações de tensão, harmônicos e desequilíbrios, melhorando a qualidade da energia elétrica fornecida aos consumidores.

Para se livrar da ondulação ca no barramento cc, adiciona-se o capacitor conforme a figura 2.27. Um capacitor opera de forma semelhante a um reservatório, absorvendo a ondulação de corrente alternada e fornecendo uma tensão contínua cc com uma pequena ondulação ca no barramento cc que tipicamente é menor do que 3 volts. Assim, a tensão no barramento cc “torna-se aproximadamente” constante. A tensão real dependerá do nível de tensão da linha de alimentação ca, do nível de desequilíbrio de tensão no sistema de potência, da carga do gerador, da impedância do sistema de alimentação e de quaisquer reatores ou filtros harmônicos que houver no conversor (SILVEIRA, 2018).

Figura 2.27. Capacitor de barramento cc.



Fonte: Silveira (2018).

2.6.4 CONVERSOR DO LADO DA MÁQUINA

O uso de conversores de potência, entre o gerador elétrico e a rede elétrica, tem aumentado nos últimos tempos tanto por causa dos requisitos de proteção quanto da integração à rede (BONFIGLIO et al, 2017).

Geralmente, o sistema de conversão de energia eólica com o PMSG é conectado com a rede via conversores ca/cc e cc/cc, conhecidos como *Machine Side Converter* (MSC) e *Grid Side Converter* (GSC), ver figura 2.28.

Como o objetivo deste trabalho é aplicar técnicas de controle para rastreamento do ponto de máxima potência para uma dada velocidade de vento, será abordado com mais detalhes apenas o conversor do lado do gerador.

O MSC controla a operação do PMSG, ou seja, controla a potência extraída da turbina eólica, executando o chamado MPPT, e a tensão nos terminais da máquina. Esse controle é realizado com o ajuste de parâmetros do MSC.

Na literatura, três principais objetivos de controle para o MSC são destacados: controle de tensão do estator, controle de fator de potência e controle de torque (BONFIGLIO et al, 2017).

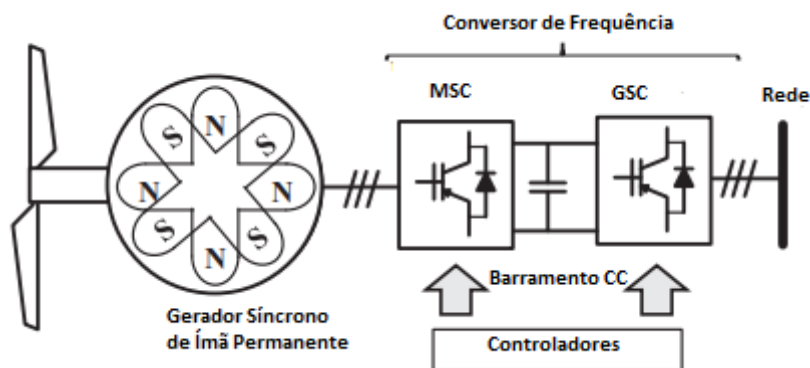
A estratégia de controle de tensão no estator visa manter uma relação constante entre a tensão na máquina e a velocidade (se possível). Por esta razão, esta estratégia de controle precisa reduzir a tensão na máquina de acordo com a velocidade e limitá-la no caso de condição de velocidade acima da velocidade nominal.

A estratégia de controle de fator de potência controla a corrente no eixo d-q do estator do PMSG, permitindo compensações da produção de potência reativa (BONFIGLIO et al, 2017).

A estratégia de controle de torque para o MSC deve ser muito rápida e precisa. A literatura relata que um dos objetivos possíveis é garantir o MPPT da turbina eólica. O controle da geração de torque fornece várias vantagens: operação de alta eficiência, redução dos estresses dos componentes mecânicos, redução das ondulações do torque no eixo do gerador e redução da distorção harmônica total (BONFIGLIO et al, 2017).

Do ponto de vista do conversor do lado da máquina, há dois tipos de PMSG baseado em WTs: PMSG com conversores fonte de tensão *back-to-back*, e PMSG assistido com retificador de diodos e conversor *boost* (RAHIMI, 2017). A figura 2.29 mostra o diagrama de bloco do sistema de turbinas eólicas (WTs) com PMSG e retificador com ponte de diodos.

Figura 2.28. Configuração típica WECS com PMSG de acionamento direto.



Fonte: Bonfiglio (2017).

A solução menos onerosa é provavelmente um conversor ca/cc feito de ponte de diodos trifásica associados com circuito *boost* (AUBRÉE et al, 2016).

A função do retificador a diodos é converter a tensão ca de saída variável do PMSG para a tensão cc, com objetivo de eliminar os harmônicos nele presentes devido à não-linearidade. Já a função do conversor *boost* é aumentar a tensão cc de saída do retificador para um nível de tensão cc regulado mais alto, adequado para a operação GSC.

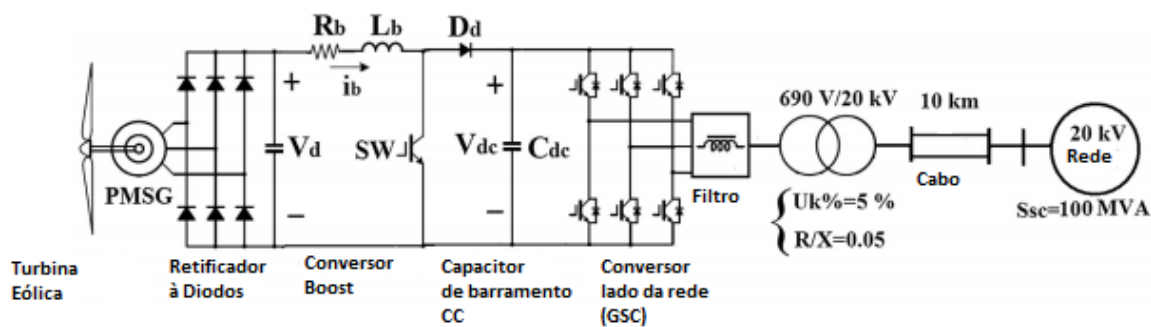
O retificador a diodos é amplamente usado para conversão de tensão em WECS independentes devido à sua simplicidade e baixo custo.

Os retificadores demandam correntes não-senoidais do PMSG. Para resolver esse problema, um capacitor cc de barramento é usado, podendo mitigar as harmônicas de corrente, alcançando assim uma corrente próxima senoidal (TIWARI, 2016).

O conversor *boost* controla a velocidade do gerador, ou a potência ativa do gerador para capturar a máxima potência eólica disponível (RAHIMI, 2017).

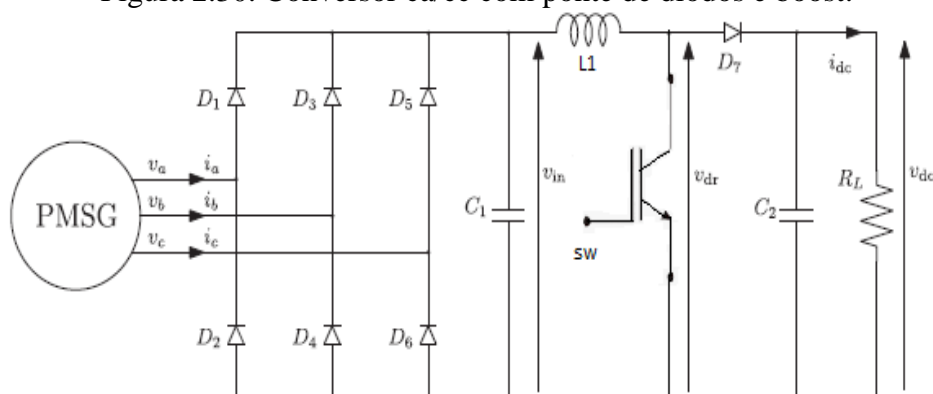
O GSC é usado para controlar a tensão de barramento cc e transferir a potência ativa

Figura 2.29. Sistema WECS/PMSG assistido com retificador a diodos e conversor boost.



Fonte: Rahimi (2017).

Figura 2.30. Conversor ca/cc com ponte de diodos e boost.



Fonte: Aubrée (2016).

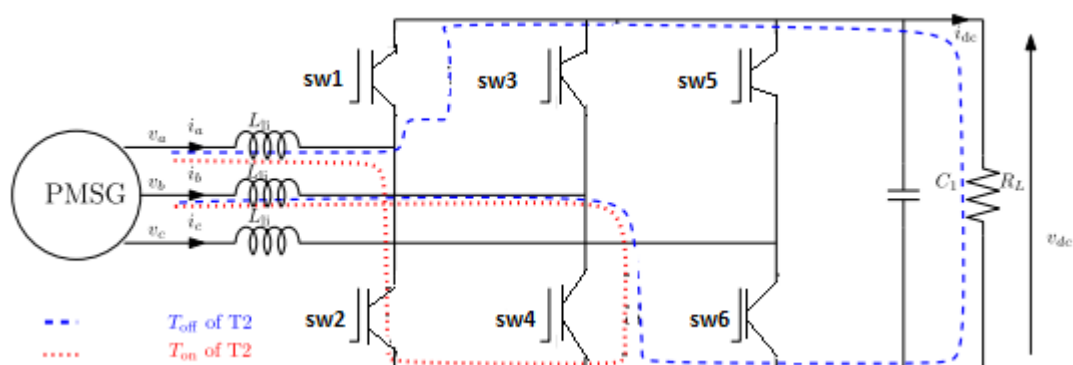
alimentada do MSC para a rede. Enquanto isso, ele também regula a potência reativa que a turbina eólica troca com a rede.

O conversor ca/cc baseado em chaveamento ativamente controlado, mostrado na figura 2.31, é mais oneroso do que o anterior, porém é mais eficiente pois é feito de um retificador ativo trifásico usando 6 chaves de potência controladas pelo sinal PWM (AUBRÉE, 2016).

Cada braço do inversor é conectado com a indutância de linha e age como um circuito *boost*, a corrente retorna para o PMSG por uma das outras pernas, dependendo da tensão de fase. Desde que os braços sejam conduzidos por 3 sinais independentes, as correntes de fase podem ser controladas separadamente, permitindo a extração da potência máxima do PMSG.

2.6.5 CONVERSOR BOOST

Figura 2.31. Retificador ativamente controlado.



Fonte: Aubrée (2016).

Para o conversor baseado em diodo (ver figura 2.30), quando a chave (SW) está ligada, a corrente máxima é dada por,

$$i_{max} = i_{min} + v_{in}T_{on}/L, \quad (7)$$

onde T_{on} é o período em que a chave está ligada, L o valor da indutância, i_{min} é a corrente mínima, e v_{in} é a tensão de entrada do conversor *boost*. Quando a chave está desligada, a corrente mínima é dada por,

$$i_{min} = i_{max} - (v_{dc} - v_{in})(T - T_{on})/L. \quad (8)$$

A potência fornecida à carga (R_L) é,

$$P_L = \frac{v_{dc}^2}{R_L} = \frac{v_{in}^2}{(1-D)^2 R_L}. \quad (9)$$

Este resultado mostra que para a ponte de diodos, o circuito *boost* pode ser considerado uma carga resistiva variável com valor equivalente $R_{eq} = (1 - D)^2 R_L$. Desde que esta resistência equivalente determine a corrente fornecida pelo gerador e daí a velocidade do rotor, a razão cíclica D pode ser usada para maximizar a potência fornecida à carga. A segunda vantagem desta estrutura é, portanto, controlar a potência fornecida ao PMSG pelo único sinal de PWM da chave SW.

Tipicamente, o conversor da figura 2.31 opera no *Continuous Conduction Mode* (CCM), desde que a corrente do indutor é contínua devido a que o indutor é suficientemente grande na entrada do conversor *boost*. Então, a corrente através da indutância nunca atinge zero e é um sinal periódico linear por partes, variando entre a corrente mínima e máxima. Cada braço do inversor é conectado a uma indutância de linha e age como um circuito *boost*, a corrente retorna para o PMSG por um dos outros braços, dependendo das tensões de fase. Como os braços são conduzidos por 3 sinais PWM independentes, as correntes de cada fase podem ser controladas separadamente, permitindo a extração da potência máxima do PMSG graças a um controle por campo orientado.

A corrente cc de saída do retificador também é regulada pela variação da razão cíclica da chave IGBT no conversor *boost*.

Os conversores elevadores são usados para controle ótimo da velocidade da turbina, através da corrente cc, i_{dc} (ver figura 2.31).

A figura 2.32 mostra as duas etapas de chaveamento do conversor *boost*. Um estado corresponde quando a chave SW é ligada (diodo D_d não conduz) e o outro quando a chave SW é desligada (diodo D_d conduz). Sabe-se que R_b e L_b são a resistência e indutância do filtro do conversor *boost*, V_{dc} é a tensão de barramento cc, como a tensão de saída do

conversor *boost*.

Como o conversor *boost* opera em CCM, a corrente de saída do retificador i_b é relativamente constante. Nos estudos propostos por (RAHIMI, 2017), a velocidade do gerador pode ser diretamente controlada por i_b .

Para o conversor *boost*, a relação de tensão de saída para a tensão de entrada, é chamada de ganho estático, dada por:

$$G = \frac{V_{dc}}{V_d} = \frac{1}{1-D}, \quad (10)$$

sendo D a razão cíclica, $D = t_{on}/T$.

O valor do indutor do conversor *boost* pode ser encontrado por:

$$L_b = \frac{V_d D}{2\Delta i_L f_s}, \quad (11)$$

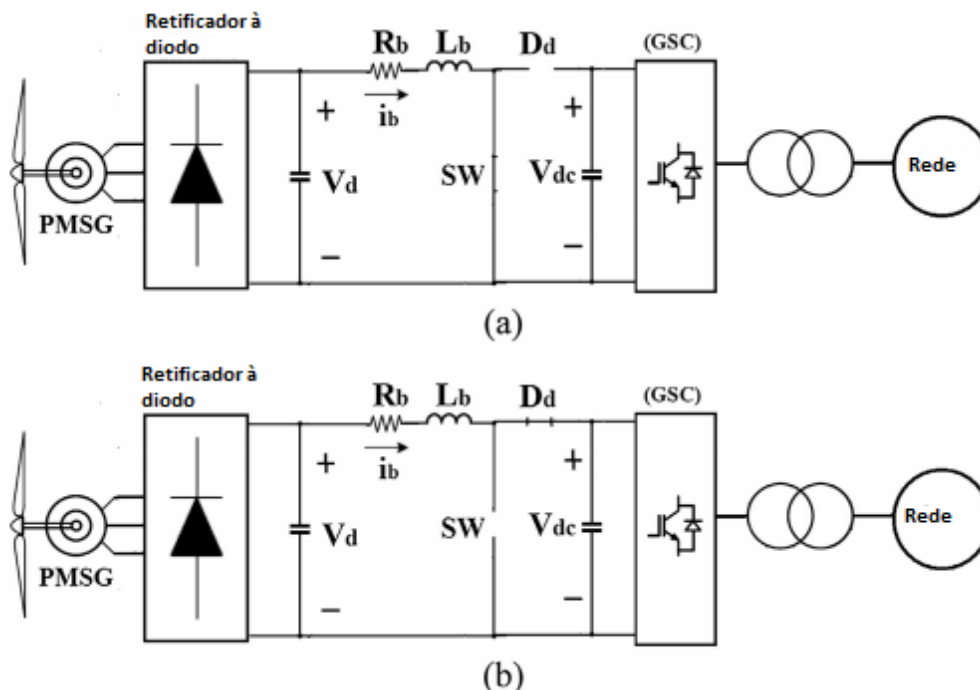
onde Δi_L é a ondulação da corrente de pico desejada do indutor, e f_s é a frequência de chaveamento do conversor.

O capacitor do conversor *boost* é dado por:

$$C = \frac{V_{dc} D}{2\Delta V_o R f_s}, \quad (12)$$

onde ΔV_o é a ondulação da tensão de pico de saída desejada, R é a resistência da carga

Figura 2.32. Etapas de chaveamento do conversor *boost*, (a) SW=on, D_d =off, (b) SW=off, D_d =on.



Fonte: Rahimi (2017).

mínima para garantir o modo de operação de condução contínua do conversor, e f_s é a frequência de chaveamento do conversor.

Em (RAHIMI, 2017), é desenvolvido o modelo dinâmico médio do conversor *boost*. De acordo com a figura 2.32 (a), quando a chave SW é ligada, e o diodo é não conduz, a equação dinâmica associada com a corrente dc de saída do retificador, dessa forma i_b é dada por,

$$v_d = R_b i_b + L_b \frac{di_b}{dt}. \quad (13)$$

De acordo com a figura 2.34 (b), quando a chave SW é desligada, o diodo conduz, e a equação dinâmica correspondente a i_b pode ser escrita como,

$$v_d = R_b i_b + L_b \frac{di_b}{dt} + v_{dc}, \quad (14)$$

onde R_b e L_b são a resistência e a indutância do filtro do conversor *boost*; v_d é a tensão cc do diodo da saída do retificador; e v_{dc} é a tensão de barramento cc, como a tensão de saída do conversor *boost*. Portanto, a descrição média da tensão cc de saída do retificador através do período de chaveamento, dado por,

$$v_d = R_b i_b + L_b \frac{di_b}{dt} + v_{dc}(1 - d), \quad (15)$$

onde d é a variável de controle ciclo de trabalho da chave SW.

Dessa forma, no modelo dinâmico médio entende-se que a chave SW é representada por uma fonte dependente de corrente, e o diodo representado como uma fonte dependente de tensão.

2.7 CONTROLE DE CICLO ÚNICO - OCC

Este método de controle é muito geral e aplicável a todos os tipos de conversores de comutação de largura de pulso modulada, com base em ressonância ou com comutação suave para controle de tensão ou corrente no modo de condução contínua ou descontínua (SMEDLEY; CUK; 1995).

Além disso, ele pode ser usado para controlar qualquer variável física ou sinal abstrato que esteja na forma de uma variável comutada ou possa ser convertido para a forma de uma variável comutada.

O controle de “*one-cycle*”, técnica de controle não-linear, permite o controle da tensão de um conversor com saída cc/cc ciclo a ciclo, de modo que o sistema se torna praticamente imune a variações na alimentação e na carga (POMÍLIO, 2014).

Esse controle opera com frequência constante a modulação da largura de pulso, mas o instante da comutação é determinado por uma integração de tensão que é aplicada ao estágio de saída do conversor.

Nessa técnica não há erro de estado estacionário, nem erro dinâmico, entre a referência de controle e o valor médio da variável comutada (SMEDLEY; CUK; 1995).

Esta técnica fornece resposta dinâmica rápida, excelente rejeição de perturbação da fonte de alimentação, desempenho robusto e correção automática de erros de comutação. O OCC pode ser estendido para controlar chaves de frequência variáveis.

Sabe-se que no conversor *boost*, a tensão sobre o diodo, no entanto, variará entre praticamente zero (quando o componente conduz) e a tensão de saída. O valor médio a cada ciclo é obtido pela integração da tensão de saída do conversor. O sinal integrado é comparado com a referência, enquanto não atingi-la, a chave permanece ligada. Quando a tensão de referência é igualada o capacitor do integrador é descarregado e o comparador muda de estado, desligando o transistor, até o início do ciclo seguinte, determinado pelo *clock*.

Observa-se que qualquer variação na referência, na tensão de entrada ou na carga afeta o intervalo de tempo que a chave semicondutora permanece conduzindo, mas sempre de maneira a manter a tensão média sobre o diodo igual ao valor determinado pela referência.

Teoricamente, conversores com controle de ciclo único são capazes de rejeitar as perturbações de tensão de entrada, e a tensão do diodo é capaz de seguir o sinal de controle instantaneamente, dentro de um ciclo. Assim sendo, o conversor de ciclo único controlado é equivalente a um conversor fonte de tensão com um filtro de saída. No entanto, na prática, os interruptores, as chaves semicondutoras e os diodos não são interruptores ideais e a integração não é instantânea. Portanto, a precisão do controle de ciclo único depende muito do desenho do circuito (SMEDLEY; CUK; 1995).

Com o controle de ciclo único, a dinâmica do conversor é insensível ao filtro de entrada; portanto, o controle para a função de transferência de saída é equivalente a um sistema de segunda ordem do filtro de saída. Assim, uma malha de realimentação de saída pode ser facilmente implementada quando necessário (SMEDLEY; CUK; 1995).

Sabe-se que o comutador opera de acordo com a função de chaveamento $k(t)$ na frequência $f_s = \frac{1}{T_s}$,

$$k(t) = \begin{cases} 1 & 0 < t < T_{ON} \\ 0 & T_{ON} < t < T_s \end{cases} \quad (16)$$

Em cada ciclo, a chave é ligada por um período de tempo T_{ON} , e está desligada por

um período de tempo T_{OFF} , onde $T_{ON} + T_{OFF} = T_s$. A razão cíclica $d = \frac{T_{ON}}{T_s}$, é modulada por uma referência de controle analógico $v_{ref}(t)$. O sinal de entrada $x(t)$ no nó de entrada é fatiado pela chave e transferido para o nó de saída do comutador para formar uma variável chaveada $y(t)$. A frequência e a largura de pulso do chaveamento variável, $y(t)$, é o mesmo que o da função de chaveamento $k(t)$, enquanto o envelope da variável comutada $y(t)$ é o mesmo que o sinal de entrada $x(t)$ (ver figura 2.33). Então,

$$y(t) = k(t)x(t). \quad (17)$$

Suponha que a frequência do conversor f_s seja muito maior do que a largura de banda de frequência do sinal de entrada $x(t)$ ou a referência de controle $v_{ref}(t)$; então o sinal efetivo levado na saída do comutador, ou seja, a média da variável chaveada é,

$$y(t) = \frac{1}{T_s} \int_0^{T_{ON}} x(t) dt \approx x(t) \frac{1}{T_s} \int_0^{T_{ON}} dt \quad (18)$$

$$y(t) = x(t)dt. \quad (19)$$

A variável comutada $y(t)$ no nó de saída do comutador é o produto do sinal de entrada $x(t)$ e da razão cíclica; Portanto, a opção não é linear. Se a razão cíclica da chave for modulada de tal forma que a integração da variável chaveada na saída da chave é exatamente igual à integração da referência de controle em cada ciclo, como segue,

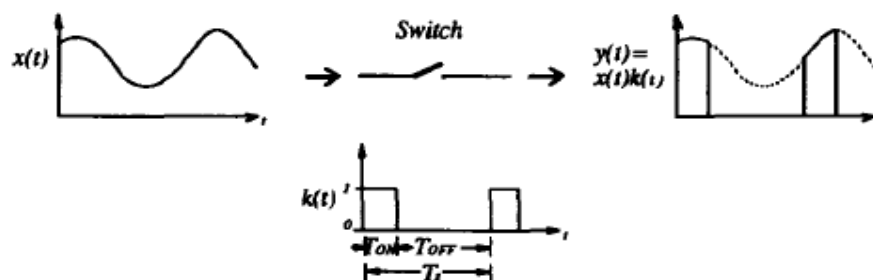
$$\int_0^{T_{ON}} x(t) dt = \int_0^{T_s} v_{ref}(t) dt. \quad (20)$$

O valor médio da variável comutada na saída da chave é exatamente igual à referência de controle em cada ciclo, e o período de comutação é constante. Portanto, a média da variável comutada é instantaneamente controlada dentro de um ciclo.

$$y(t) = \frac{1}{T_s} \int_0^{T_{ON}} x(t) dt \quad (21)$$

$$y(t) = \frac{1}{T_s} \int_0^{T_s} v_{ref}(t) dt = v_{ref}(t). \quad (22)$$

Figura 2.33. Função de chaveamento.



Fonte: Smedley e Cuk (1995).

A técnica para controlar chaves de acordo com este conceito é definida como a técnica de controle de ciclo único. Com o controle de ciclo único, o sinal de saída efetivo da chave é,

$$y(t) = v_{ref}(t). \quad (23)$$

A chave rejeita completamente o sinal de entrada e passa linearmente a referência de controle v_{ref} ; portanto, a técnica de controle de ciclo único transforma uma chave não linear em um caminho linear.

O circuito de implementação para controle de ciclo único com interruptor de frequência constante é mostrado na figura 2.34. A componente chave da técnica de controle de ciclo único é o integrador e o *reset*. A integração começa no momento quando o interruptor é ligado pelo pulso do relógio de frequência fixa. O valor de integração, é $v_{int} = k \int_0^t x(t) dt$, é comparado instantaneamente com a referência de controle $v_{ref}(t)$, onde k é uma constante.

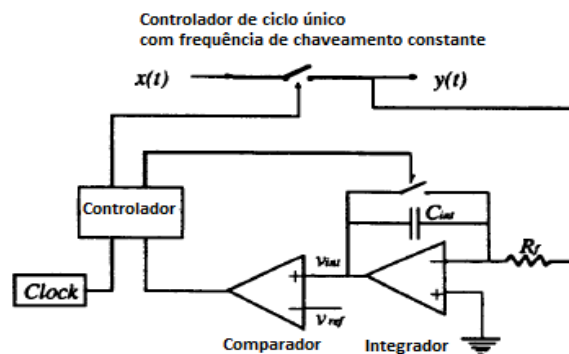
No instante em que o valor de integração v_{int} alcança a referência de controle $v_{ref}(t)$, o controlador envia um comando para o comutador para alterá-lo do estado ligado para o estado desligado. Ao mesmo tempo, o controlador redefine o integrador para zero. A razão cíclica $d = \frac{T_{ON}}{T_s}$ do presente ciclo é determinada por,

$$k \int_0^{dT_s} x(t) dt = v_{ref}(t). \quad (24)$$

Como o período de chaveamento T_s é constante e $K = \frac{1}{kT_s}$ é uma constante, o valor médio da variável chaveada na saída do comutador $y(t)$, em cada ciclo, é,

$$y(t) = \frac{1}{T_s} \int_0^{dT_s} x(t) dt = K v_{ref}(t). \quad (25)$$

Figura 2.34. Controlador de ciclo único (frequência de chaveamento constante).



Fonte: Smedley e Cuk (1995).

A figura 2.35 mostra as formas de onda de operação do circuito, quando v_{ref} é constante.

Note que qualquer chave física ou de sinal pode ser ciclo único controlado, ou seja, a variável comutada pode ser qualquer variável física ou abstrata.

Para a análise, assume-se que as chaves dos conversores são ideais. Na realidade, as chaves terão tempo de comutação finito e tensão finita no estado ON. Com o controle de ciclo único, esses erros de comutação são automaticamente corrigidos, fornecendo o tempo *reset* do integrador que é substancialmente menor do que o tempo de comutação da chave.

A técnica de controle de ciclo único concebida para o conversor de chaveamento de frequência constante é estendida para controlar qualquer tipo de chave. Quatro tipos de chaves são consideradas aqui (ver tabela 2.1):

Tabela 2.1. Tipos de chaves método OCC.

Tipo de Chave	T_{ON}	T_{OFF}	T_s
Frequência constante	Variável	Variável	Constante
Tempo ON constante	Constante	Variável	Variável
Tempo OFF constante	Variável	Constante	Variável
Variável	Variável	Variável	Variável

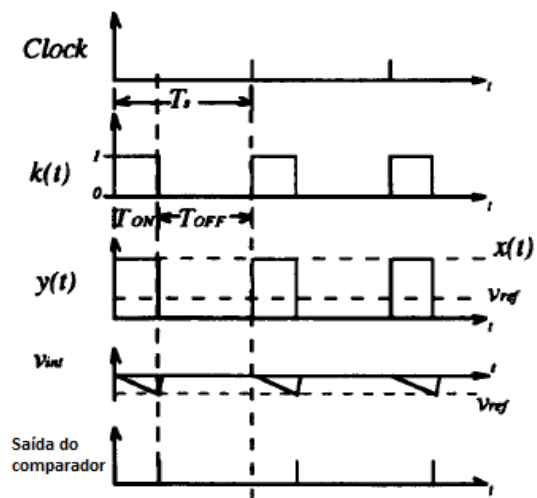
Fonte: Smedley e Cuk (1995).

Um interruptor constante de tempo OFF é usado para descrever a extensão desta técnica. A constante de tempo ON e as chaves variáveis podem ser implementadas de maneira semelhante.

Para a chave de tempo OFF constante, o T_{OFF} é constante. O objetivo do controle de ciclo único é ajustar o tempo ON, T_{ON} , em cada ciclo, de tal forma que o valor médio da variável chaveada é exatamente igual à referência de controle (SMEDLEY; CUK; 1995).

Para uma chave variável, existem dois parâmetros de controle ajustáveis, T_{ON} e T_{OFF} . Geralmente, um parâmetro é governado pela aplicação específica. Se uma aplicação em particular requer que o tempo ON varie em um padrão específico, então o controle de ciclo único pode ser implementado em uma abordagem similar àquela descrita para os interruptores de tempo ON constantes. Se uma aplicação específica restringir o tempo OFF por alguma função, então o controle de ciclo único pode ser implementado em uma abordagem semelhante à descrita para as chaves de tempo OFF constante.

Figura 2.35. Formas de onda do OCC com frequência de chaveamento constante.



Fonte: Smedley e Cuk (1995).

3 TÉCNICAS DE CONTROLE MPPT

Com a rápida penetração dos geradores eólicos na rede do sistema de energia, é essencial utilizar a potência máxima disponível para operar a turbina eólica em sua máxima conversão de energia de saída. Para isto, os WECS têm que rastrear ou operar no MPP. A figura 3.1 mostra o esquema geral de WECS baseados em PMSG.

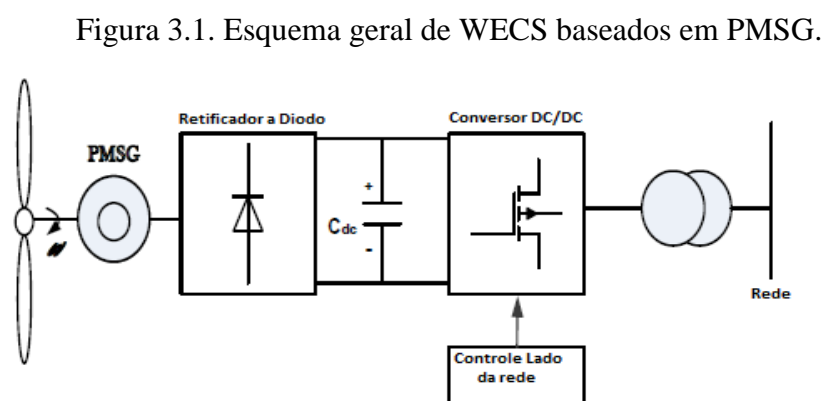
Embora a energia eólica seja disponível em abundância, a velocidade do vento varia rapidamente. Assim, é necessário que a velocidade angular do gerador seja variada para operar o sistema no ponto de máxima potência sob todas as condições de operação. A eficiência do WECS depende da precisão em que a máxima potência é extraída pelo controlador MPPT.

O objetivo do bloco de controle MPPT é fazer a turbina operar na curva correspondente ao ponto de máxima potência de transferência.

O PMSG baseado em controle MPPT se concentra principalmente na conversão da tensão e frequência, variáveis, em tensão e frequência fixas.

Uma variedade de técnicas MPPT foram empregadas para os WECS na literatura científica. Portanto, fazer uma escolha por um algoritmo MPPT para um caso particular requer proficiência suficiente, porque cada algoritmo tem seus méritos e deméritos. Os algoritmos de controle MPPT podem ser empregados para capturar a máxima potência do vento disponível, mantendo a tensão estável na carga.

De acordo com a maximização da potência capturada, os algoritmos MPPT são amplamente categorizados em: *Indirect Power Controller (IPC)* e *Direct Power Controller (DPC)*.



Fonte: Tiwari e Babu (2016).

3.1 CONTROLADOR INDIRETO DE POTÊNCIA

O IPC maximiza a potência eólica mecânica capturada (P_{wind}), e não a potência elétrica de saída (P_o). A relação de P_o e P_{wind} é definida na equação (26), onde η_g e η_c são eficiências do gerador e conversor respectivamente, variando com a velocidade do rotor.

$$P_o = \eta_g \eta_c P_{wind}. \quad (26)$$

portanto, mesmo quando a potência ótima é obtida P_{wind} , não se garante a P_o ideal.

De acordo com a literatura, 3 diferentes tipos de algoritmo MPPT podem ser considerados: *Tip-Speed Ratio* (TSR), *Power Signal Feedback* (PSF), e *Optimal Torque* (OT).

3.1.1 TSR

Neste algoritmo de controle é necessário manter o TSR em um valor ótimo em que a potência extraída é maximizada para regular a velocidade rotacional do gerador. Este algoritmo requer valor medido da velocidade do vento, bem como da velocidade do gerador para obter o TSR ótimo da turbina λ_{opt} de modo que o sistema esteja em uma posição para extrair a máxima potência atingível.

Sabe-se que a relação velocidade de ponta é definida por:

$$\lambda = \frac{Rw_m}{V_w}, \quad (27)$$

onde R é o raio do rotor [m], w_m é a velocidade rotacional do rotor [rad/s], e V_w é a velocidade do vento [m/s].

Então da eq. (27), a velocidade rotacional ótima é determinada por:

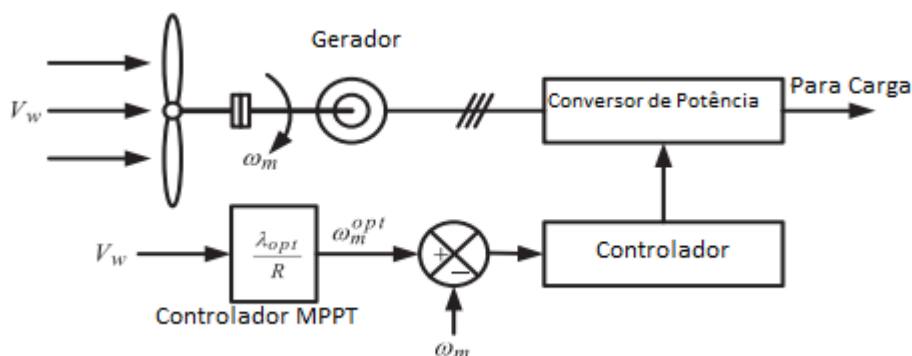
$$w_m^{opt} = \frac{\lambda_{opt} V_w}{R}. \quad (28)$$

O esquema da figura 3.2 mostra um WECS com controle TSR. Neste diagrama a velocidade rotacional ótima é comparada com o valor atual e a diferença é então entregue no controlador, que muda a velocidade do gerador para reduzir este erro. Conclui-se que este algoritmo obriga a potência mecânica do gerador a rastrear a potência mecânica máxima.

Por fim, o algoritmo é eficiente e tem rápida resposta (NASIRI; MILIMONFARES; FATHI; 2014).

Entretanto, a necessidade de um anemômetro para medir a velocidade do vento faz com que o sistema fique mais oneroso, particularmente para WECS de pequena escala. Além

Figura 3.2. Algoritmo MPPT TSR do WECS.



Fonte: Thongam e Ouhrouche (2011).

disso, sistema sem sensor mecânico reduz custo e aumenta a confiabilidade do sistema, e algoritmos sem sensores podem ser usados para estimá-los (FANTINO; SOLSONA; BUSADA; 2016).

O anemômetro, no entanto, é impreciso devido a turbulência das turbinas e da variação da velocidade do vento ao longo do comprimento da turbina (PAU; JOHNSON; 2009).

3.1.2 PSF

Esse algoritmo requer o conhecimento da curva de máxima potência, que é rastreada por sensores mecânicos.

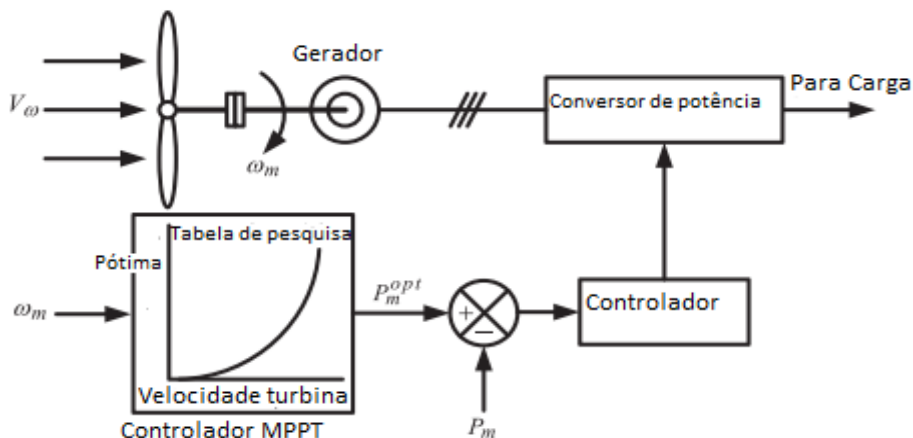
A curva de máxima potência pode ser obtida através de simulações ou testes experimentais em cada turbina eólica. A Figura 3.3 mostra o diagrama de bloco do WECS com o controle PSF (THONGAM; OUHROUCHE; 2011).

Neste método, a potência ótima p_m^{opt} é gerada usando a curva potência-velocidade (pré-obtida), da figura 3.4, ou usando a expressão da potência da saída da turbina, onde a velocidade do vento ou velocidade da turbina é usada como entrada. O controlador reduz o erro entre a potência ótima e a potência atual.

3.1.3 OT

Os métodos PSF e OT não precisam de anemômetro, mas ainda requerem parâmetros específicos da turbina.

Figura 3.3. Algoritmo MPPT PSF do WECS.



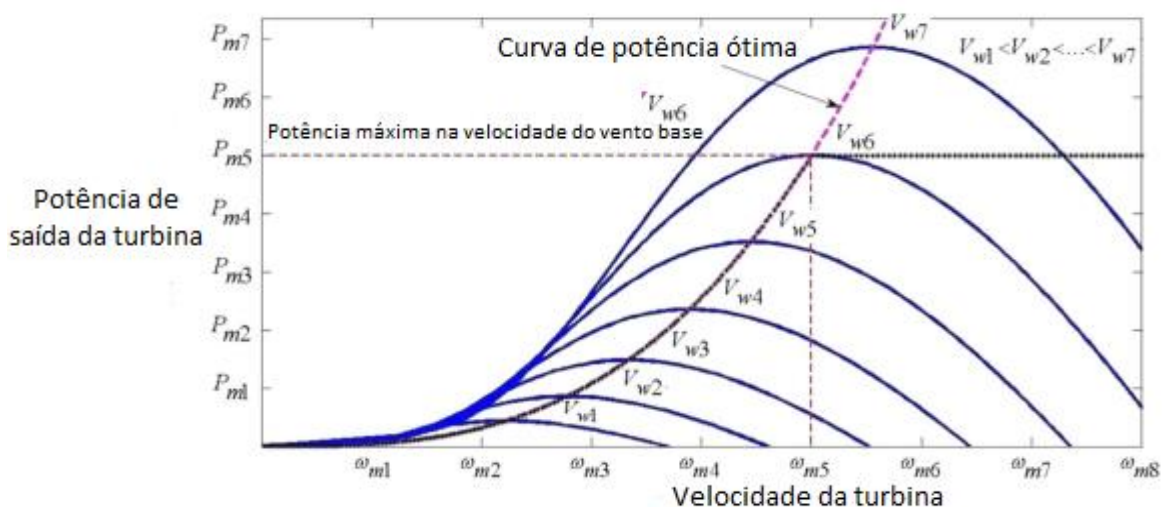
Fonte: Thongam e Ouhrouche (2011).

Neste algoritmo, o torque do gerador é controlado para obter a curva de referência do torque ótimo de acordo com a potência máxima da turbina eólica em uma dada velocidade do vento. Sabe-se que o torque mecânico é representado por:

$$T_m = \frac{P_m}{\omega_m} = \frac{\frac{1}{2} C_p \rho A V_w^3}{\omega_m}. \quad (29)$$

Das equações (27) e (29), o torque mecânico pode ser determinado como função de λ e w_m . Se o rotor é executado com $\lambda = \lambda_{opt}$, ele também será executado em $C_p = C_p^{max}$. Assim, a expressão para o torque mecânico ótimo da turbina pode ser escrito como:

Figura 3.4. Características da potência versus velocidade, da turbina, para diferentes velocidades de vento.



Fonte: Kumar e Chatterjee (2016).

$$T_m^{opt} = \frac{1}{2} \rho \pi R^5 \frac{C_p^{max}}{\lambda_{opt}^3} w_m^2 = K_{opt} w_m^2, \quad (30)$$

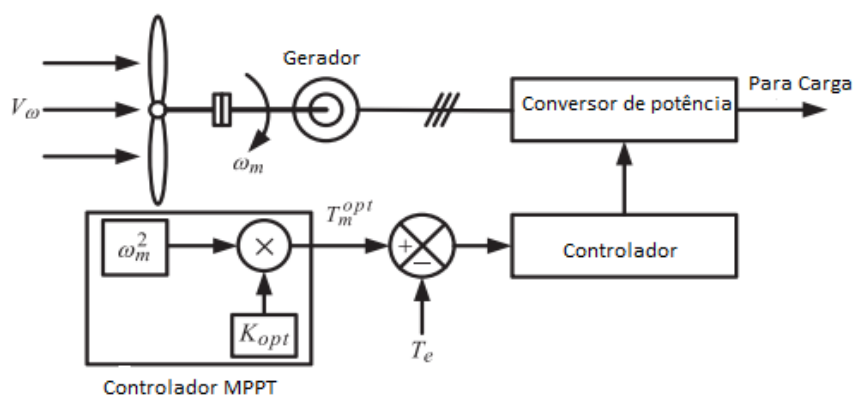
onde R é o raio das pás, K_{opt} é a constante ótima, e w_m é a velocidade do rotor.

A expressão do torque ótimo na equação (30) é dada como um torque de referência para o controlador MPPT que é conectado com a turbina eólica. Este torque ótimo de referência é subtraído do torque atual para dar o sinal de erro para o controlador que, em seguida, minimiza a diferença entre eles.

O diagrama de blocos da figura 3.5 mostra um WECS com controle de torque ótimo, onde a característica da curva de torque ótimo é apresentada na figura 3.6.

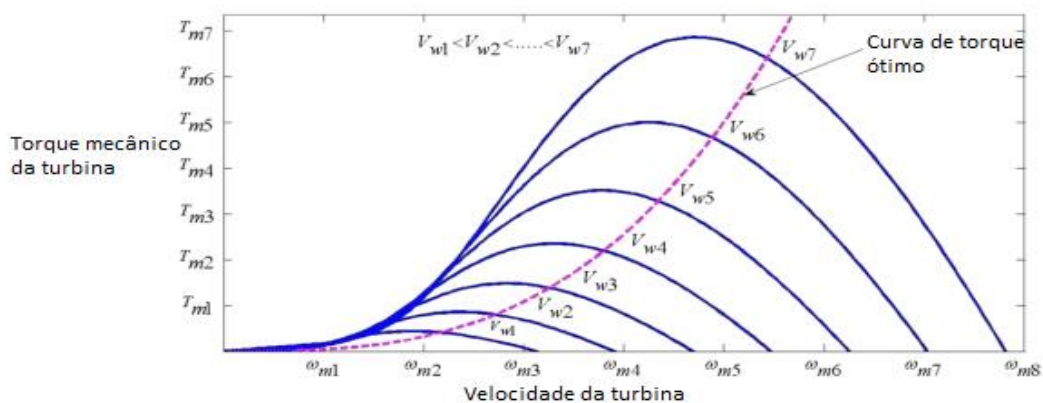
Embora esse algoritmo seja largamente usado nos WECS, ele requer a informação da densidade do ar e dos parâmetros mecânicos da turbina, que varia em diferentes sistemas. Além disso, a curva OT, que é principalmente obtida via testes experimentais, pode mudar com a idade do sistema. Isso também afeta a eficiência do MPPT.

Figura 3.5. Algoritmo MPPT OT do WECS.



Fonte: Kumar e Chatterjee (2016).

Figura 3.6. Características do torque versus velocidade, da turbina, para diferentes velocidades de vento.



Fonte: Kumar e Chatterjee (2016).

3.2 CONTROLADOR DIRETO DE POTÊNCIA

O DPC maximiza diretamente a potência elétrica de saída (P_o). De acordo com a literatura, alguns algoritmos MPPT são considerados: *Incremental Conductance* (INC), *Optimal-Relation-Based* (ORB), *Hill Climb Search* (HCS), *Fuzzy Logic Control* (FLC), *Neural Network* (NN), *Multivariable Perturb and Observe* (MVPO).

3.2.1 INC

Este algoritmo é independente da exigência de sensores e especificações da turbina e gerador, o que melhora a confiabilidade e reduz o custo do sistema (KUMAR; CHATTERJEE; 2016).

A potência de saída da turbina pode ser representada como uma função da tensão cc (V_{dc}). Existe também um V_{dc} ótimo (V_{ref}) que maximiza a potência de saída do gerador usando o algoritmo INC.

Como a potência é igual ao produto da corrente (I_{dc}) pela tensão (V_{dc}), o cálculo dessa inclinação é dado por:

$$\frac{dP_{dc}}{dV_{dc}} = \frac{d(vi)_{dc}}{dv_{dc}} = i_{dc} + v_{dc} \frac{di_{dc}}{dv_{dc}}, \quad (31)$$

onde P_{dc} é a potência de saída da turbina, i_{dc} a corrente, e v_{dc} é a tensão.

A expansão desta derivação para o MPP é dada por:

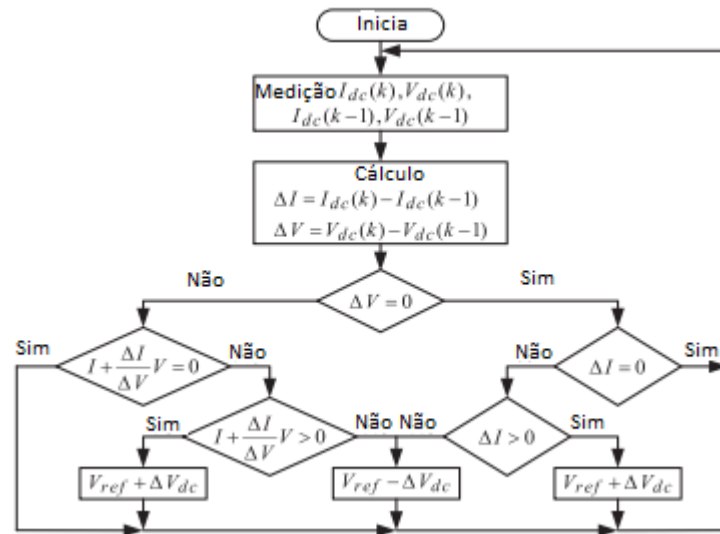
$$\frac{i_{dc}}{v_{dc}} + \frac{di_{dc}}{dv_{dc}} = 0. \quad (32)$$

O princípio básico é definido como a inclinação da tangente ($i/v + di/dv$) da característica potência-tensão sendo zero no MPP, positivo no lado esquerdo, e negativo no lado direito do MPP como descrito na figura 3.7.

O que resulta que em vez de observar o tempo dos parâmetros dependentes como velocidade e direção do vento, o MPP pode ser rastreado procurando a potência de saída do retificador.

O algoritmo INC modificado melhora a performance do algoritmo INC considerando uma etapa variável para ΔV_{dc} (ver figura 3.7). Automaticamente ajusta o tamanho da etapa para rastrear o MPP no WECS, que melhora a precisão do sistema e a velocidade de convergência.

Figura 3.7. Fluxograma do algoritmo MPPT INC modificado.



Fonte: Kumar e Chatterjee (2016).

A implementação do modelo de controle preditivo nos controladores MPPT de turbinas eólicas melhora a velocidade e confiabilidade, e também atenua o problema de oscilações em torno de MPP. O intervalo das variações V_{dc} (ΔV_{dc}) são limitados, mudando dependendo dos parâmetros do projeto do sistema e tamanho do gerador. Introduzir etapas variáveis neste algoritmo, faz com que o funcionamento do ponto de operação chegue mais rapidamente no pico de potência e reduz a flutuação de potência em torno do MPP.

3.2.2 ORB

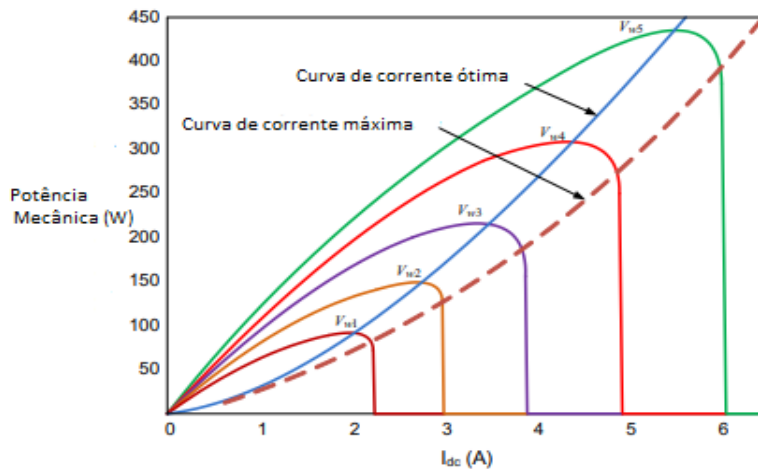
Este algoritmo MPPT depende da relação ótima entre quantidades como velocidade do vento, potência de saída da turbina, tensão do conversor cc, corrente, potência, etc.

Esse método tem a vantagem de não precisar de nenhum sensor para medidas de velocidade, nem há qualquer necessidade para tabela de pesquisa (KUMAR; CHATTERJEE; 2016). Opera baseado em curva do sistema pré-obtida. A curva corrente cc *versus* potência, na figura 3.8, claramente mostra que o MPP pode ser rastreado pelo trabalho da curva de corrente ótima todo o tempo.

Também é mostrado na figura 3.8 que o comando da corrente para uma específica velocidade de vento não deve exceder a curva de corrente máxima para continuar a geração.

Quando o sistema está em MPP, a relação aproximada entre a corrente cc ótima (I_{dc-opt}) e a tensão cc ótima (V_{dc-opt}) é:

Figura 3.8. Características da potência da turbina *versus* corrente cc para diferentes velocidades de vento.



Fonte: Kumar e Chatterjee (2016).

$$I_{dc-opt} = kV_{dc-opt}^2 \quad (33)$$

$$k = \frac{I_{dc-pico}}{V_{dc-pico}^2}, \quad (34)$$

onde $I_{dc-pico}$ e $V_{dc-pico}$ são a corrente e a tensão cc correspondente para o MPP em um vento específico.

A partir das equações (33) e (34) se k é conhecida pela ação de controle, então é possível obter a curva ótima e para implementar o algoritmo MPPT ORB eficientemente.

Esses algoritmos possuem versões modificadas, nas quais buscam eliminar as desvantagens dos métodos originais.

3.3 ALGORITMOS ESPECIAIS

Uma simples e efetiva solução para superar os inconvenientes do algoritmo MPPT convencional é a hibridização de dois ou mais algoritmos MPPT.

Além dos algoritmos mencionados, várias outras estratégias de controle MPPT como a computação suave e algoritmos adaptáveis (lógica *fuzzy*, redes neurais, multivariáveis perturba&observa) são baseados para desempenhar um papel vital para extração da máxima potência por causa dessas técnicas não precisarem de qualquer modelo matemático do sistema e serem independentes dos parâmetros do sistema.

3.3.1 HCS

O HCS é uma estratégia matemática de otimização para localizar o ponto máximo local de uma determinada função. Nesta estratégia, se o ponto de operação está do lado esquerdo do ponto de pico, o controlador deve movê-lo para a direita, para estar mais perto do ponto de pico, e vice-versa se estiver do outro lado.

É amplamente usado nos WECS para extrair a potência máxima procurando o ponto de operação ótimo. É um algoritmo comum e simples para implementar porque não precisa de qualquer medição de quantidades mecânicas como velocidade do rotor, velocidade da turbina, ou velocidade do vento. É um algoritmo independente do sistema e seu controle não é afetado pela turbina ou mudança nos parâmetros do gerador. Ao ser utilizado, a potência máxima correspondente para qualquer velocidade de vento pode ser obtida.

O algoritmo MPPT HCS é baseado em perturbar um controle variável em alguma etapa e observar os resultados das mudanças na função objetivo até que a inclinação se torne zero (dP/dt). No entanto, durante uma rápida variação do vento, o algoritmo é lento e pode detectar errado a direção para encontrar o MPP, principalmente quando o passo da perturbação é grande. Esse problema é efetivamente resolvido com o algoritmo HCS modificado (KUMAR; CHATTERJEE; 2016).

O algoritmo HCS também depende do tamanho apropriado do passo, menor tamanho do passo causa lentidão na resposta do sistema e maior tamanho do passo causa oscilação perto do ponto de pico. Este demérito pode ser superado por uma etapa fixa e adaptada do algoritmo HCS.

O algoritmo modificado HCS faz equilíbrio adequado entre rastreamento de velocidade e eficiência de controle e resolve o problema de direcionalidade errada do HCS durante mudanças das condições do vento. O tamanho variável do passo e a direção da próxima perturbação são determinados por observar a distância entre o ponto de operação e a curva ótima (KUMAR; CHATTERJEE; 2016).

Devido as mudanças nas condições do tempo, a densidade do ar também varia, afetando o valor de k_{opt} , assim como a curva de potência ideal caracterizado por $P_{opt} = k_{opt}w_m^3$. Então, o algoritmo modificado combina as duas partes. A primeira parte usa o algoritmo HCS para rastrear o MPP baseado no valor preciso de k_{opt} . Após a obtenção do ponto de pico, o parâmetro k_{opt} está atualizado na segunda parte do algoritmo.

O fluxograma da figura 3.9 mostra as 3 etapas de operação. A etapa 1 pesquisa o valor de k_{opt} com objetivo de acompanhar o ponto de pico, através do método HCS inteligente. A etapa 2 mantém o sistema para detectar o MPP para a velocidade de vento

constante. Sob velocidade variável do vento, o valor k_{opt} atualizado é implementado na etapa 3. No caso de velocidade variável do vento, não é possível controlar perfeitamente o MPP, por causa do valor k_{opt} ser distinto para diferentes velocidades de vento; no entanto ele move o ponto de operação em torno muito próximo do pico de potência. Portanto, esta estratégia é muito útil para o rastreamento rápido.

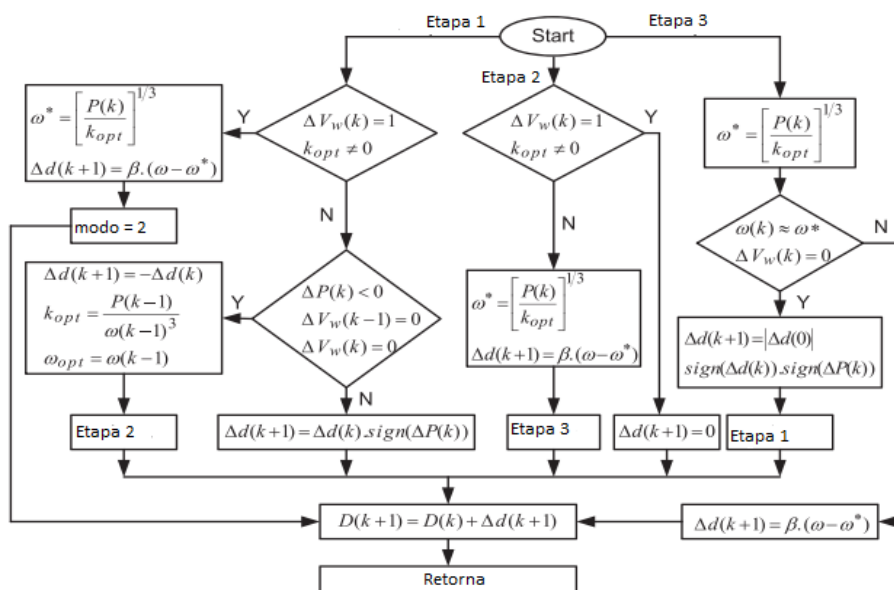
3.3.2 FLC

Muitas estratégias de controle foram propostas utilizando o controle lógico *fuzzy* para aplicações MPPT independentemente ou junto com outros métodos. A performance do algoritmo MPPT *fuzzy* é forte, mesmo as condições climáticas mudando, sua força depende muito do conhecimento das funções e seleção da base de regras. A exigência de memória representa limitação em sua implementação.

Esse método tem como vantagem a rápida convergência, ainda quando a entrada é imprecisa e em presença de não-linearidades. O controlador por lógica difusa geralmente consiste em 3 estágios: *fuzzification*, tabela de consulta da base de regras, e *defuzzification* como mostrado na figura 3.10.

Um FLC é o controlador de tomada de decisão artificial que opera em malha fechada. As entradas para o controlador *fuzzy* são o sinal de erro e a mudança no sinal de erro. Uma vez que os sinais são calculados e variáveis linguísticas são obtidas, a saída do FLC é a razão

Figura 3.9. Fluxograma do algoritmo MPPT HCS modificado.



Fonte: Kumar e Chatterjee (2016).

cíclica para o conversor que é gerada usando regras.

Para (TIWARI; BABU; 2016), as regras são projetadas com base no conhecimento prévio do sistema.

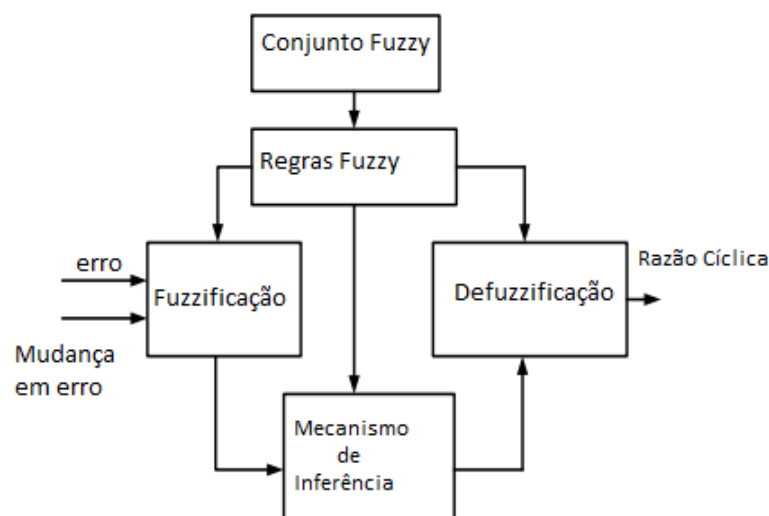
As regras geralmente são enquadradas em 5 níveis, nomeados de: Grande Negativo (NB), Pequeno Negativo (NS), Zero (ZE), Pequeno Positivo (PS), e Grande Positivo (PB).

O mecanismo de inferência é basicamente definido pelas funções de associação de FLC que determinam a relevância das regras da tabela.

O FLC pode rastrear a não-linearidade do sistema e fornecer a saída máxima para o vento disponível. A eficiência do FLC é puramente dependente do conhecimento prévio do sistema e cálculo de erro e enquadramento corretos da tabela baseada em regras.

Dessa forma, o FLC rastreia a mudança repentina na velocidade do vento com mais rapidez e precisão. O ponto de máxima potência é traçado pelo controlador do sistema de inferência que é mapeado pelo conhecimento humano anteriormente em forma de regras. O controlador rastreia a mudança na tensão de saída, corrente e gera um sinal de erro que é dado como entrada para o processo *fuzzification*, aqui os dados de entrada são convertidos em conjuntos linguísticos. Então o conjunto *fuzzy* é processado em um sistema de inferência onde uma saída *fuzzy* apropriada é obtida usando regras *fuzzy*. Então a saída difusa é convertida para o valor nítido sistemático como forma de razão cíclica em *defuzzification*. Então, a razão cíclica é usada para controlar o padrão de comutação do conversor chaveado.

Figura 3.10. Estrutura básica do FLC.



Fonte: Tiwari e Babu (2016).

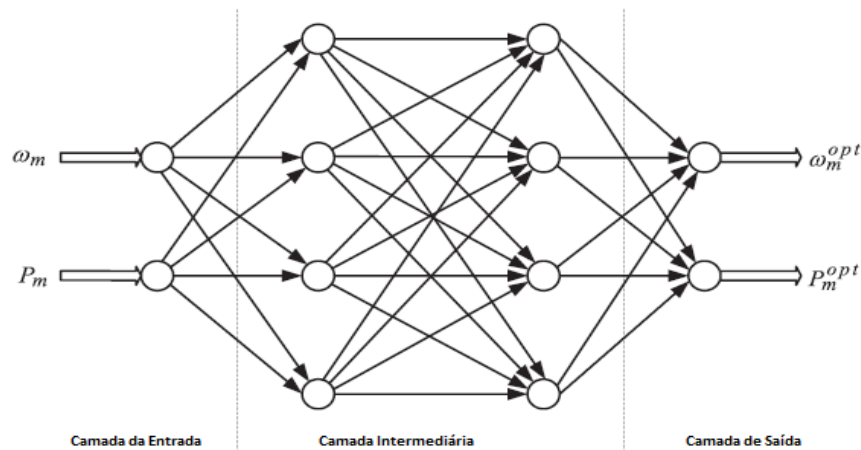
3.3.3 NN

Similar ao controlador *fuzzy*, as NN têm se tornado popular e expandido com o desenvolvimento da tecnologia de computação. A arquitetura das redes neurais consiste em 3 camadas: entrada, intermediária, e a saída; o número de nós em cada camada varia e são dependentes do usuário como mostrado na figura 3.11 (ESRAM; CHAPMAN; 2007).

As variáveis de entrada podem ser ângulo de campo, tensão terminal, torque na saída, velocidade do vento, velocidade do rotor, ou qualquer combinação dessas e outras variáveis. A saída é geralmente um sinal de referência, como potência de referência, velocidade do rotor, torque de referência, ou outra variável que é usada para conduzir o circuito eletrônico de potência da turbina perto do MPP. A convergência do ponto de operação para o ponto de pico depende dos pesos atribuídos para as camadas, o tipo do algoritmo usado na camada intermediária, e o treinamento dado a rede neural para um sistema particular para diferentes padrões de entrada-saída.

A figura 3.11 mostra o algoritmo MPPT com NN baseado em sensor de velocidade do vento para turbinas eólicas, em que se usa a velocidade do rotor (w_m) e a potência de saída (P_m) da turbina como variáveis de entrada. Devido a inércia do sistema, a velocidade do rotor não pode mudar de repente. Portanto, na saída da NN é necessária uma mudança gradual, na qual a velocidade ideal do rotor, (w_m^{opt}) para o modo de controle de velocidade é obtida e então é ajustada para controlar o gerador para obter a potência ótima, (P_m^{opt}) para o modo de controle de potência. Do processo acima, w_m e P_m podem ser usadas diretamente obtendo w_m^{opt} e P_m^{opt} . Tais associações são aprendidas na NN usando os dados do treinamento. Esse procedimento diminui o tempo de resposta da velocidade, de modo que o sistema se estabeleça para o estado estável mais rápido do que o modo de controle de potência e proporcione uma transição de energia no modo controle de velocidade durante variações de velocidade do vento. Portanto, este controle MPPT representa uma melhor troca em termos de velocidade do sistema dinâmico e respostas de potência.

Figura 3.11. Estrutura de NN para estimação da potência e velocidade ótimas da turbina.



Fonte: Kumar e Chatterjee (2016).

3.3.4 MVPO

O objetivo deste algoritmo é maximizar a potência de saída gerada no parque eólico, reduzindo os requisitos das unidades de controle e dos sensores. Tal solução faz com que os sistemas de energia eólica sejam economicamente atrativos por causa da potência extraída, é o mesmo que comparar com parques eólicos de potência clássica; porém, no algoritmo MPVO é reduzido o número dos componentes necessários.

Para maximizar a potência de saída no parque eólico, uma extensão do algoritmo P&O é adotado para otimizar correntes de todos geradores presentes. O algoritmo multivariável P&O, é projetado para otimizar cada ponto de operação do gerador usando determinado princípio. Esse algoritmo precisa de uma unidade de controle única otimizando o ponto de operação de todos os geradores a todo tempo.

3.3.5 MEMÓRIA INTELIGENTE

Algoritmo proposto em (WANG;CHANG; 2004) que busca extrair máxima potência para sistemas de geração de energia eólica com velocidade variável baseado em inversores, melhorando o desempenho do sistema e facilitando a implementação de controle. Esse método tem a capacidade de fornecer demanda inicial de energia com base no controle acionado por erro, buscando a máxima potência das turbinas eólicas para diferentes velocidades de vento, construindo uma memória inteligente, e aplicando os dados da memória inteligente para controlar o inversor para extração da máxima potência eólica, sem

a necessidade de conhecimento das características da turbina eólica ou medidas das quantidades mecânicas tais como velocidade do vento e velocidade do rotor da turbina.

Como o controle HCS não consegue atingir os pontos máximos de potência sob variações rápidas do vento, quando a inércia é grande, limita-se severamente a utilidade do método HCS para grandes turbinas eólicas.

Para estender o método HCS com diferentes níveis de inércia da turbina, o *Advanced Hill-Climbing Search Method* (AHCS) foi proposto para maximizar a potência mecânica, através da detecção da potência de saída do inversor e da tensão de barramento CC do inversor.

O algoritmo memória inteligente, utiliza uma combinação do método AHCS, do *Direct Current Demand Control* (DCDC), e controles do inversor (WANG; CHANG; 2004).

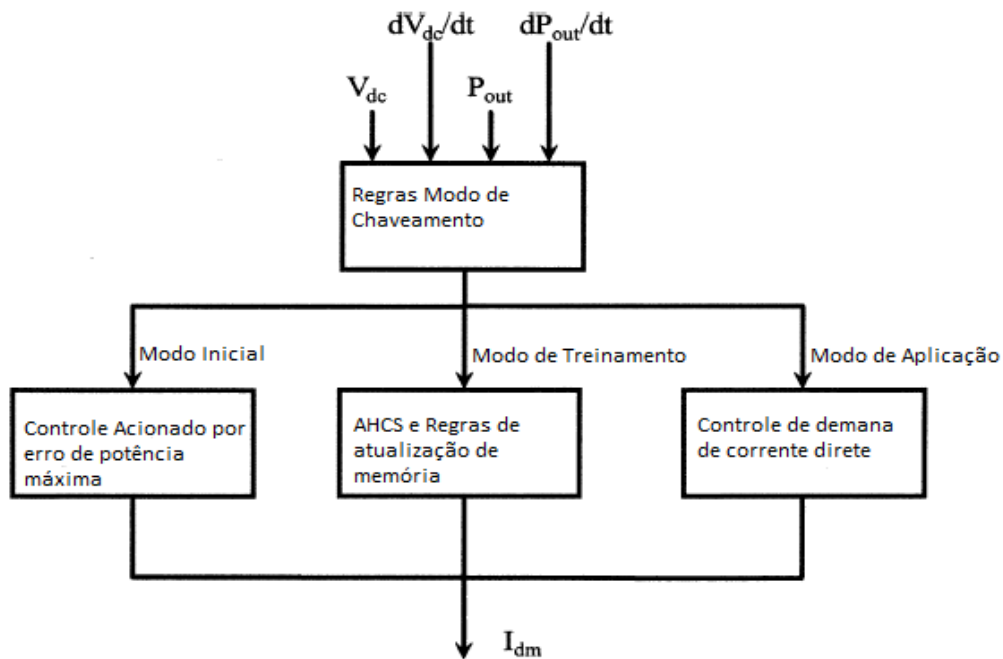
A estrutura do algoritmo é mostrada na figura 3.12. Cada ciclo de execução começa com amostragem de V_{dc} e P_{out} , e o cálculo de seus diferenciais. Assim, as regras do modo de chaveamento controlam diretamente um dos 3 modos de execução (modo inicial, modo de treinamento, e modo de aplicação). Independente da escolha do modo do algoritmo, a corrente de demanda do inversor (I_{dm}) vai ser calculada nesse modo e alimentado ao inversor para regular a potência de saída do sistema. O controlador repete o processo acima para atualizar continuamente a corrente de demanda. I_{dm} é definido como o valor de pico solicitado da corrente de saída do inversor senoidal.

Quando a memória inteligente está vazia para o presente V_{dc} e o sistema está no estado transitório, as regras do modo de chaveamento mudam o controle do sistema para o modo inicial, onde os valores I_{dm} inicial são determinados pelo controle acionado por erro de potência máxima (WANG; CHANG; 2004).

Quando o sistema está no estado estacionário, as regras do modo de chaveamento mudam o controle do sistema para o modo de treinamento, onde AHCS é aplicado para cálculo de I_{dm} no processo de pesquisa. Assim, as regras de atualização de memória são testadas para preencher os dados na parte vazia ou para otimizar a parte existente da memória inteligente. O modo de treinamento age como um otimizador de sistema não-linear com capacidade de treinamento *online*.

Quando o sistema está no estado transitório e a memória inteligente tem dados de demanda de corrente correspondendo ao valor V_{dc} , o modo de aplicação é ativado para determinação rápida de I_{dm} pelo DCDC.

Figura 3.12. Estrutura do algoritmo memória inteligente.



Fonte: Wang e Chang (2004).

O algoritmo vai começar a partir de uma memória inteligente vazia com um desempenho baixo. Durante a execução, o modo de treinamento usará os dados pesquisados por AHCS para gradualmente treinar a memória inteligente para registrar a experiência do treinamento. O algoritmo irá gravar os dados no modo de aplicação para execução rápida. Esse “*search remember reuse*” vai se repetir até que uma memória precisa das características do sistema seja estabelecida. Portanto, depois que o algoritmo é adequadamente treinado, o desempenho da extração de potência é otimizado. Desde que a memória inteligente é treinada *online* durante a operação do sistema, tal processo também é referido como “*online training process*” (WANG; CHANG; 2004).

Em (TIWARI; BABU; 2016), as seguintes técnicas de controle de rastreamento do ponto de máxima potência são comparadas: PI, P&O, FLC, onde FLC é empregado com o objetivo de extrair a máxima potência do vento e superar as desvantagens de outros métodos. Além do mais, os parâmetros considerados para análise da eficiência do controlador MPPT são a tensão cc de saída e a potência através da carga.

Por fim, levanta-se uma tabela que compara os algoritmos MPPT baseados em características diferentes.

Tabela 3.1. Comparação dos algoritmos MPPT baseada em diversas características.

Algoritmo	Complexidade	Velocidade de Convergência	Exigência de Memória	Medição da Velocidade do Vento	Desempenho sob variações de condições do vento	Prioridade de Treinamento/Conhecimento
TSR	Simples	Rápida	Não	Sim	Mediano	Não exige
OT	Simples	Rápida	Não	Não	Mediano	Exige
PSF	Simples	Rápida	Sim	Sim	Mediano	Exige
HCS	Simples	Baixa	Não	Não	Mediano	Não exige
HCS com FS&AS	Alta	Média	Não	Não	Bom	Não exige
HCS Modificado	Alta	Rápida	Não	Não	Ótimo	Não exige
INC	Simples	Baixa	Não	Não	Médio	Não exige
INC Modificado	Média	Média	Não	Não	Bom	Não exige
ORB	Simples	Média	Não	Não	Médio	Não exige
Híbrido	Média	Rápida	Não	Não	Bom	Não exige
FLC	Alta	Média	Sim	Depende	Ótimo	Exige
NN	Alta	Média	Sim	Depende	Ótimo	Exige
Adaptado	Alta	Média	Sim	Depende	Ótimo	Exige
MVPO	Alta	Baixa	Não	Não	Bom	Não exige
Outros	Moderado	Média	Depende	Tipicamente não	Bom	Depende

Fonte: Kumar e Chatterjee (2016).

4 MÉTODO PROPOSTO

A técnica HCS-OCC proposta não utiliza sensor de velocidade do vento para extrair o ponto de máxima potência para um gerador síncrono de ímã permanente usado em WECS. A configuração de WECS sem caixas multiplicadoras, evita vibrações e ruídos que introduzem oscilações criando deterioração da qualidade de energia elétrica, além de exigir menos manutenção reduzindo os custos. A técnica também atinge máxima potência elétrica, mantendo o *Unit Power Factor* (UPF) visto do lado da máquina (MSC, Figura 2.30) durante toda a faixa de velocidade do rotor; neste trabalho não será abordado o GSC (conversor do lado da rede). Isto é feito usando-se um corretor de fator de potência, PFC, retificador controlado por controle de ciclo único. O presente trabalho estuda essa possibilidade por meio de simulações.

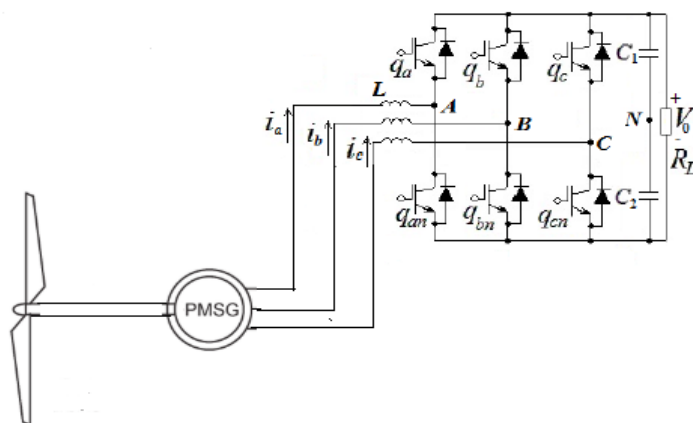
O método MPPT proposto é baseado no HCS combinado com OCC, para o retificador PFC mostrado na figura 4.1.

Reescrevendo a equação (2) em (35), sabe-se que a potência mecânica que a turbina eólica extrai do vento é calculada por (QIAO et al, 2009)

$$P_m = \frac{1}{2} \rho A_r V_t^3 C_p(\lambda, \beta), \quad (35)$$

onde P_m é a potência mecânica; ρ é a densidade do ar em kg/m^3 ; $A_r = \pi R^2$ é a área varrida pelas pás do rotor em m^2 ; R é o raio do rotor da turbina eólica em m; V_t é a velocidade do vento em m/s; e C_p é o coeficiente de potência, que é uma função da razão de velocidade de ponta λ e o ângulo de inclinação da lâmina β .

Figura 4.1. Retificador PFC trifásico.



Fonte: Própria (2019).

Neste trabalho, a representação matemática de C_p é dada por (QIAO et al, 2009)

$$C_p = 0,5(\lambda - 0,022\beta^2 - 5,6)e^{-0,17\lambda}, \quad (36)$$

onde λ é definido por $\omega_t R/V_t$ e ω_t é a velocidade rotacional da turbina eólica em rad/s.

A figura 4.2, mostra a curva $C_p - \lambda$ descrita por (36) para a turbina eólica. Nos termos da figura 4.2 e na definição de λ , a qualquer velocidade de vento dentro da faixa de operação, há uma velocidade de rotação do eixo da turbina eólica exclusiva para alcançar o coeficiente de potência máxima $C_{p_{m\acute{a}x}}$. Em termos da equação (35), quando C_p é controlado no valor máximo, a potência mecânica máxima é extraída da energia eólica.

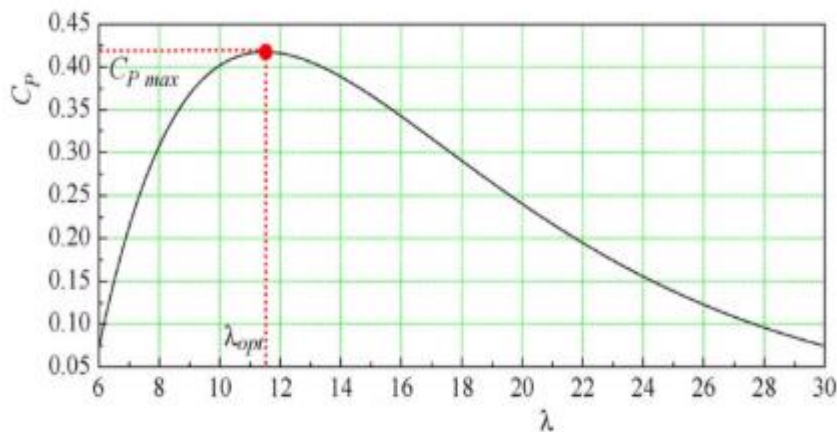
O retificador PFC que estará do lado do conversor, converte a tensão CA de saída variável PMSG para a tensão CC, a fim de eliminar os harmônicos nele presentes devido a não-linearidade. Cada braço do PFC baseado em chaveamento ativamente controlado, mostrado na Figura 4.1, é conectado com a indutância de linha e age como um circuito *boost*, a corrente retorna para o PMSG por uma das outras pernas, dependendo da tensão de fase. Desde que os braços sejam conduzidos por 3 sinais independentes, as correntes de fase podem ser controladas separadamente, permitindo a extração da potência máxima do PMSG.

Para o PMSG com fluxo constante, o valor eficaz da força eletromotriz de fase E é uma função linear da velocidade rotacional do gerador (XIA et al, 2013)

$$E = \frac{1}{\sqrt{2}}\Omega p\Phi, \quad (37)$$

onde p é o número de pares de pólos; Φ = fluxo do gerador; Ω = velocidade rotacional do gerador.

Figura 4.2. Coeficiente de Potência x Razão entre velocidade tangencial da ponta da pá e velocidade do vento incidente.



Fonte: Qiao e Qu e Harley (2009).

O método MPPT HCS é uma estratégia matemática de otimização para localizar o ponto máximo local de uma determinada função, amplamente usado nos WECS para extrair a máxima potência. O algoritmo é comum e simples para implementar porque não precisa de qualquer medição de quantidades mecânicas como velocidade do rotor, velocidade da turbina ou velocidade do vento. O algoritmo é baseado em perturbar uma variável de controle em alguma etapa e observar os resultados das mudanças na função objetivo até que a inclinação se torne zero (dP/dt). Quando comparada a outras técnicas, se destaca por não exigir qualquer conhecimento prévio de turbinas eólicas, é independente, flexível, não exigência de memória, ótimo desempenho sob variações de condições do vento (QIAO et al, 2009).

Já o controle de ciclo único (OCC) é uma técnica de controle não-linear, que permite o controle da tensão de um conversor com saída CC-CC ciclo a ciclo, de modo que o sistema se torna praticamente imune a variações na alimentação e na carga (LOCK et al, 2012). Esse controle (Figura 4.3) fornece resposta dinâmica rápida, excelente rejeição de perturbação da fonte de alimentação, desempenho robusto e correção automática de erros de comutação.

Além disso, a tensão de fase em um PFC é dada por

$$V_g = R_{in}i_g, \quad (38)$$

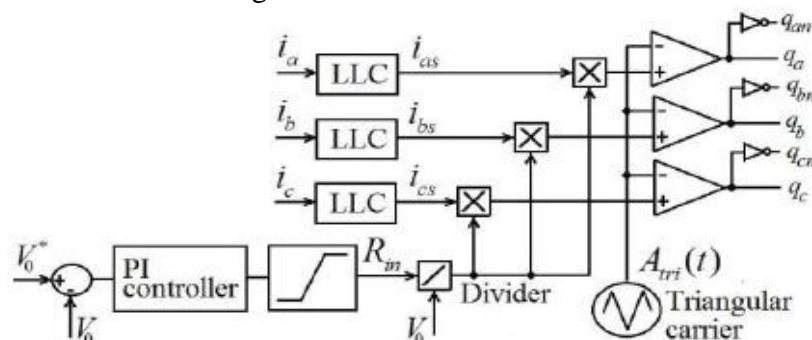
onde i_g é a corrente de fase.

Vale o destaque para R_{in} (equação 39) que ajuda no controle do fator de potência, pois por meio dessa resistência de entrada é que controlamos a corrente de fase, que vai aumentar para máxima potência.

$$R_{in} = K_p(V_O^* - V_O) + K_i \int (V_O^* - V_O) dt, \quad (39)$$

onde V_O é a tensão de barramento CC; V_O^* é a tensão de referência do barramento CC; K_p, K_i

Figura 4.3 Sistema de Controle OCC.



Fonte: Lock et al (2016).

são constantes proporcional e integral (PI).

A equação do movimento para um gerador eólico, referido ao eixo do rotor, é dada por,

$$T_m - T_0 = J \frac{d\omega_t}{dt} + B\omega_t, \quad (40)$$

onde J é o momento de inércia das pás; B é o coeficiente de atrito viscoso.

Uma vez que a potência P é igual ao torque T multiplicado por ω_t , $P = T\omega_t$. Então,

$$P_m - P_0 = \omega_t \left(J \frac{d\omega_t}{dt} + B\omega_t \right), \quad (41)$$

onde P_0 é a potência elétrica de entrada ativa.

Logo, a equação (41) torna-se

$$P_m - P_0 = \frac{J}{2} \frac{d\omega_t^2}{dt} + B\omega_t^2. \quad (42)$$

Sendo a potência elétrica de entrada ativa representada pela equação (43)

$$P_0 = P_m - \frac{J}{2} \frac{d\omega_t^2}{dt} - B\omega_t^2. \quad (43)$$

5 SIMULAÇÕES E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

O método proposto se dá através da formulação na equação do movimento, combinadas com as equações do OCC (38) e (39).

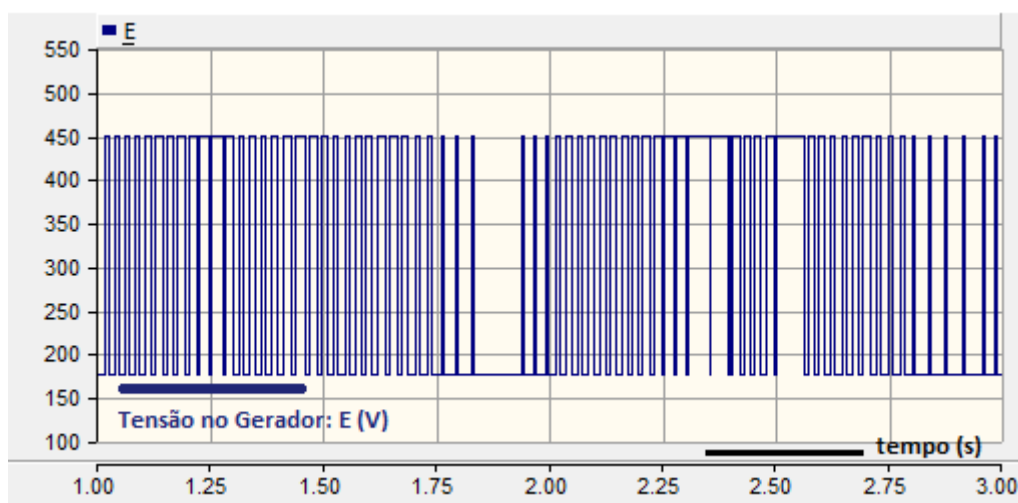
Quando a referência de tensão é a maior possível, garante-se a máxima potência elétrica, e o FP unitário. Além do mais, sendo a impedância de entrada do sistema representada por $Z_{in} = R_{in} + sL$, e R_{in} muito maior do que ωL , o sistema corresponde a FP unitário; ou seja, mesmo alterando a frequência, o FP será sempre unitário.

A simulação é esquematizada com o circuito de força e o circuito de controle, que podem ser visualizadas nas figuras do apêndice A. O circuito de força é um conversor fator de potência trifásico, com frequência do gerador em 60 Hz. Este PFC é comandado por 6 chaves do tipo IGBT. Já o circuito de controle é composto por diversas malhas, por exemplo, tem-se uma malha para obtenção de R_{in} , relacionada com a tensão do barramento e a sua referência (sendo essa gerada por uma malha secundária que possui um oscilador controlador de tensão em sua estrutura) assim como com as constantes proporcional e integral. Tem-se outra malha que modela a velocidade rotacional do rotor, e que depende de variáveis como a potência mecânica e a potência elétrica em sua entrada. Essa malha é importante no sistema pois é a representação da função objetivo do método. A potência mecânica possui uma malha em que variáveis como coeficiente de potência e velocidade do vento estão diretamente relacionadas. E a potência elétrica possui em sua malha, a tensão do barramento e a corrente. O coeficiente de potência, e a segunda derivada da velocidade angular também possuem suas malhas no esquema geral.

A figura 5.1 representa a tensão obtida no gerador do sistema elétrico simulado. Essa tensão está relacionada com a potência mecânica.

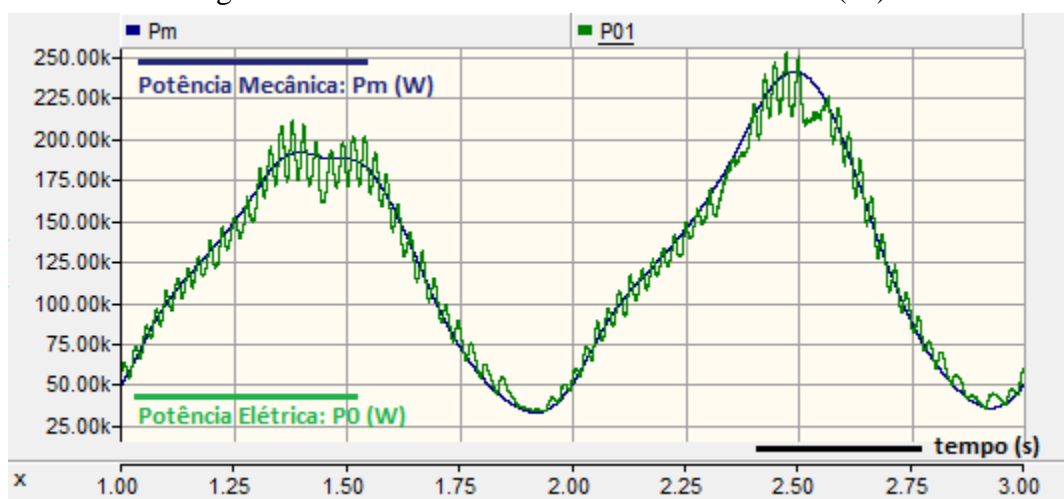
A potência mecânica na simulação é variável. Já a potência elétrica, que também pode ser vista na figura 5.2, está relacionada com a tensão do barramento, que é controlada pelo controle de ciclo único, e é a essência do método proposto. Além disso, a potência mecânica e a potência elétrica são influenciadas ao inserir bobinas adicionais em cada fase. Na simulação entendeu-se que o valor médio da potência elétrica é próximo do valor médio da potência mecânica; além disso, ao observar a figura 5.2, percebe-se que ambas potências estão próximas, ou seja, existe um rastreamento da potência elétrica em torno da mecânica. Sabe-se que quanto mais próximo de 1 mais potência útil está disponível no sistema, e mais o

Figura 5.1. Tensão no gerador (V).



Fonte: Própria (2020).

Figura 5.2. Potência Mecânica e Potência Elétrica (W).



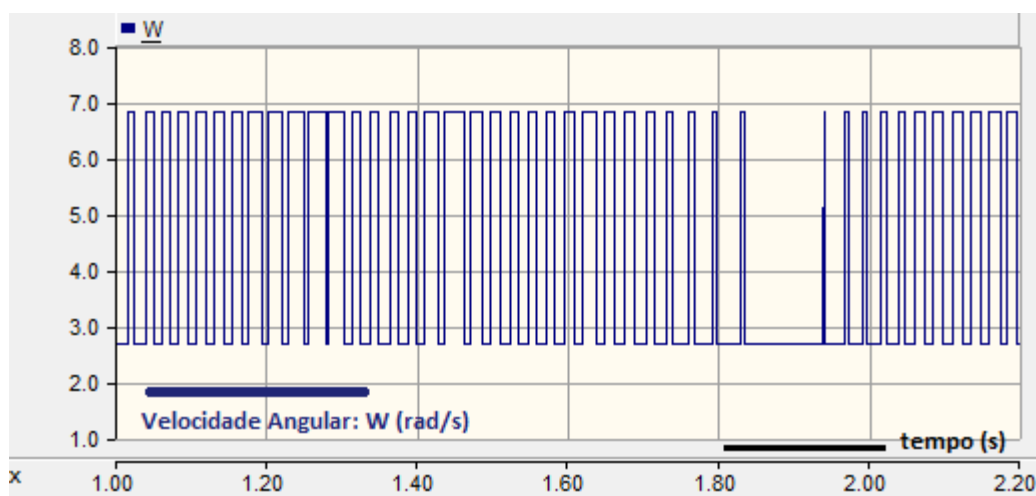
Fonte: Própria (2020).

ângulo de defasagem estará próximo de 0. Dessa forma, comprovando que o método consegue FP próximo da unidade.

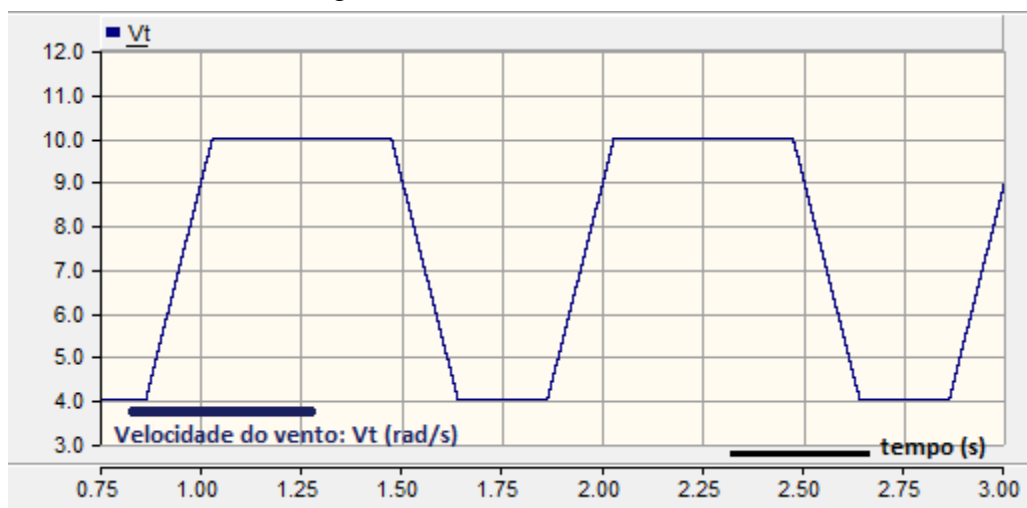
A variação do método se deve à variação de velocidade do vento e à variação de velocidade do rotor do gerador. A velocidade angular do rotor pode ser verificada na figura 5.3. A figura 5.4, mostra o intervalo da variação da velocidade do vento, que se mantém entre 4 e 10 m/s, com relevante permanência em 10 m/s. Estes resultados estão dentro da faixa esperada, porém sabe-se que na situação real vão existir interferências e consequentemente essa velocidade poderá ser mais lenta do que a apresentada na simulação.

Quando a derivada da velocidade angular é zero, tem-se o ponto de máxima potência elétrica, e a velocidade deve permanecer constante, validando o método proposto deste

Figura 5.3. Velocidade angular (rad/s).



Fonte: Própria (2020).

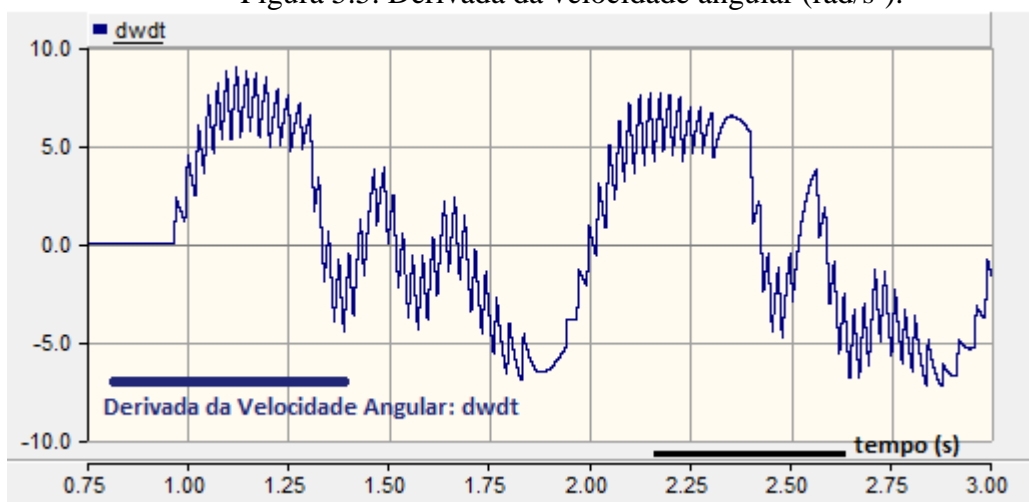
Figura 5.4. Velocidade do vento (m/s) V_t .

Fonte: Própria (2020).

trabalho. A derivada da velocidade angular pode ser verificada na figura 5.5.

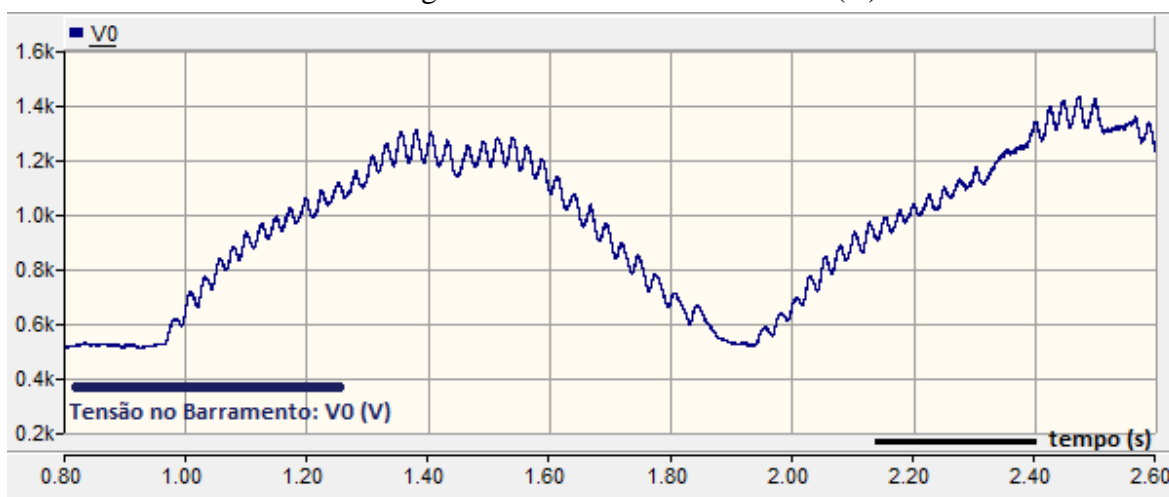
A tensão no barramento cc, presente na figura 5.6, deve aumentar até atingir sua referência. Essa tensão no barramento é relacionada diretamente com a corrente, resultando na potência elétrica.

O coeficiente de potência da simulação, figura 5.7, no regime permanente está próximo e coerente com o gráfico da figura 4.2, que é definido pela literatura.

Figura 5.5. Derivada da velocidade angular (rad/s²).

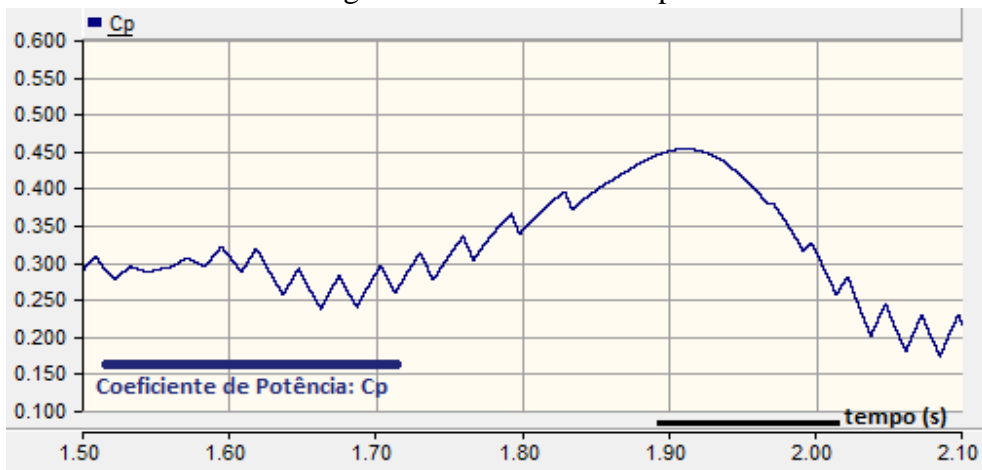
Fonte: Própria (2020).

Figura 5.6. Tensão de barramento (V).



Fonte: Própria (2020).

Figura 5.7. Coeficiente de potência.

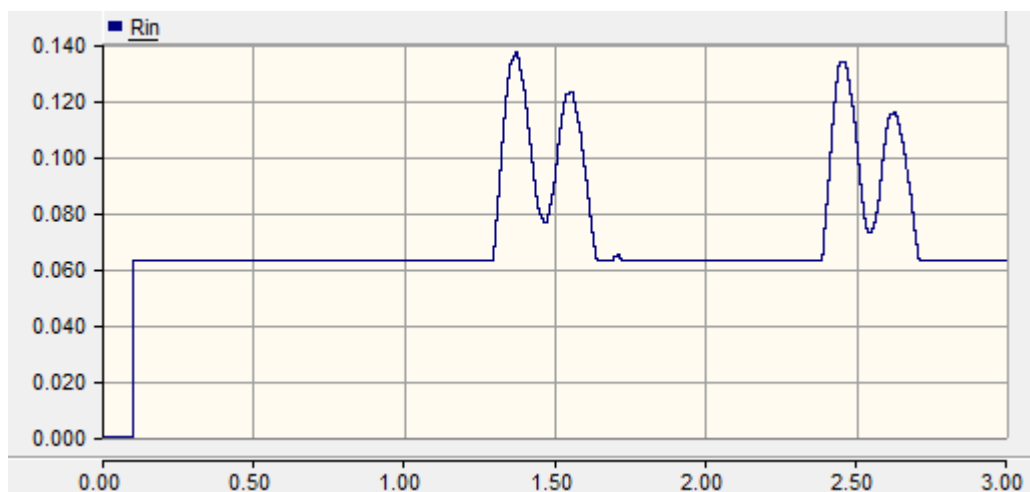


Fonte: Própria (2020).

Na figura 5.8 temos a resistência de entrada, que é a variável de controle do controle de ciclo único, esse valor pode ser ajustado para que o conjunto enxergue conversor-rede de maneira mais efetiva. Entende-se que o OCC possui uma eficiência 5 vezes maior quando comparado com métodos usuais, como o PWM.

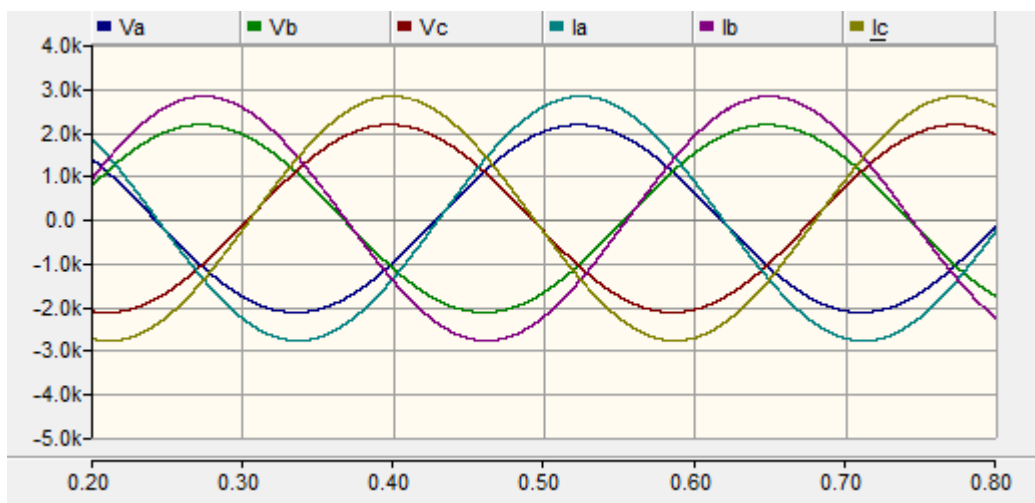
Na figura 5.9 temos as tensões e correntes de entrada trifásicas. Como estão em fase, notamos que além da rápida estabilidade proveniente do uso do OCC em 1 ciclo de 60 Hz, temos o FP unitário. Essas formas de onda continuam em fase mesmo quando o controle do sistema perde brevemente a estabilidade.

Figura 5.8. Resistência de entrada.



Fonte: Própria (2020).

Figura 5.9. Tensões e correntes de fase da entrada.



Fonte: Própria (2020).

Quando a derivada da velocidade angular é zero, deve-se ter o ponto de operação mais próximo do ponto de pico da potência elétrica. Dessa forma, foi observado seis pontos onde o ponto de operação (derivada) é zero, e conseqüentemente em todos eles, a potência elétrica está muito próxima do ponto de pico da curva. A tabela 5.1 mostra 6 pontos onde o método atinge o MPP. O regime permanente acontece na simulação por volta de 1 s, e logo em 1,34 s tem-se o primeiro rastreamento do MPP, confirmando que a busca do método é rápida. O ponto 5, que ocorre em 2,42 s, obteve o melhor desempenho do método. Nele encontrou-se o maior pico da potência elétrica para simulação.

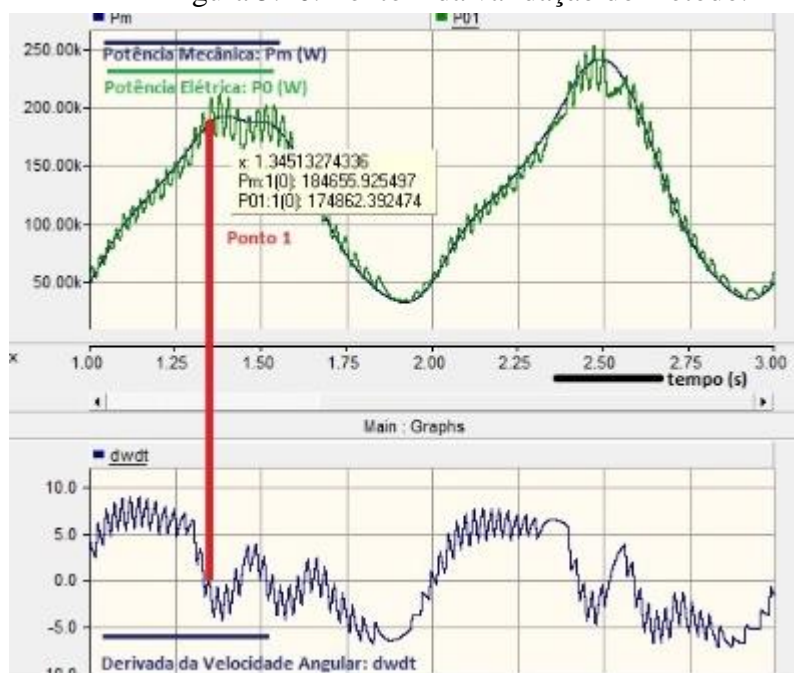
Tabela 5.1. Pontos de Pico.

	Instante S	Potência Mecânica kW	Potência Elétrica kW
Ponto 1	1,34	184,655	174,862
Ponto 2	1,44	188,337	162,459
Ponto 3	1,51	186,875	200,888
Ponto 4	1,60	155,265	151,450
Ponto 5	2,42	227,235	226,529
Ponto 6	2,51	238,481	207,757

Fonte: Própria (2020).

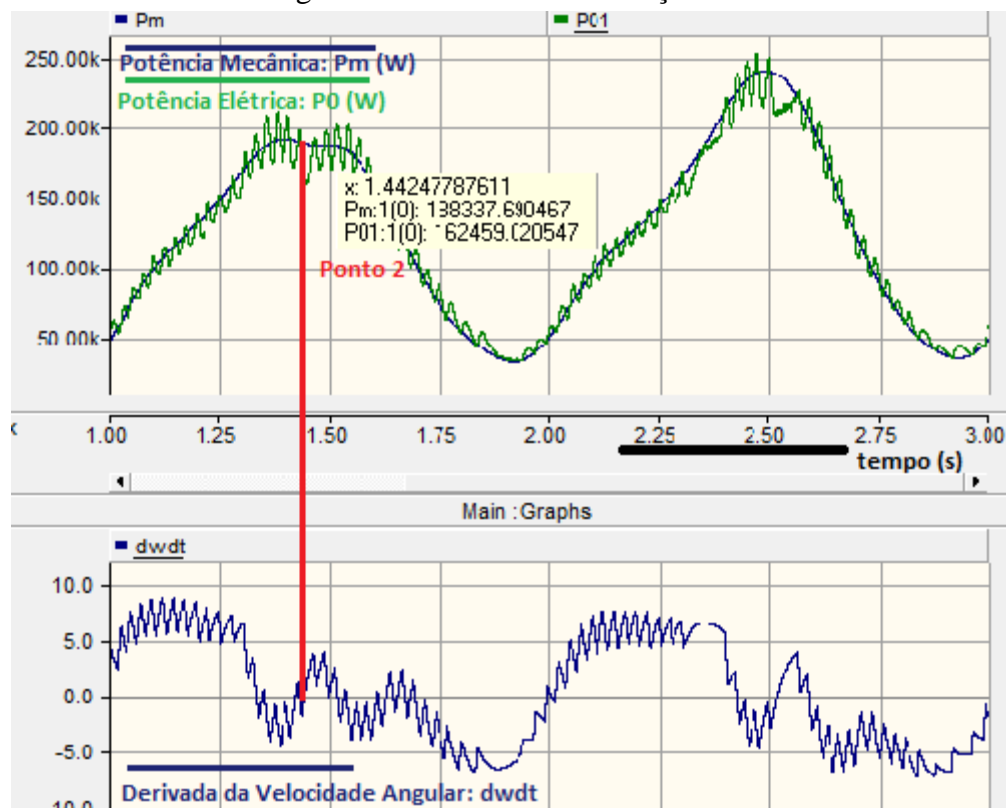
A sequência de imagens de 5.10 a 5.15, valida o método HCS-OCC proposto.

Figura 5.10. Ponto 1 da validação do método.



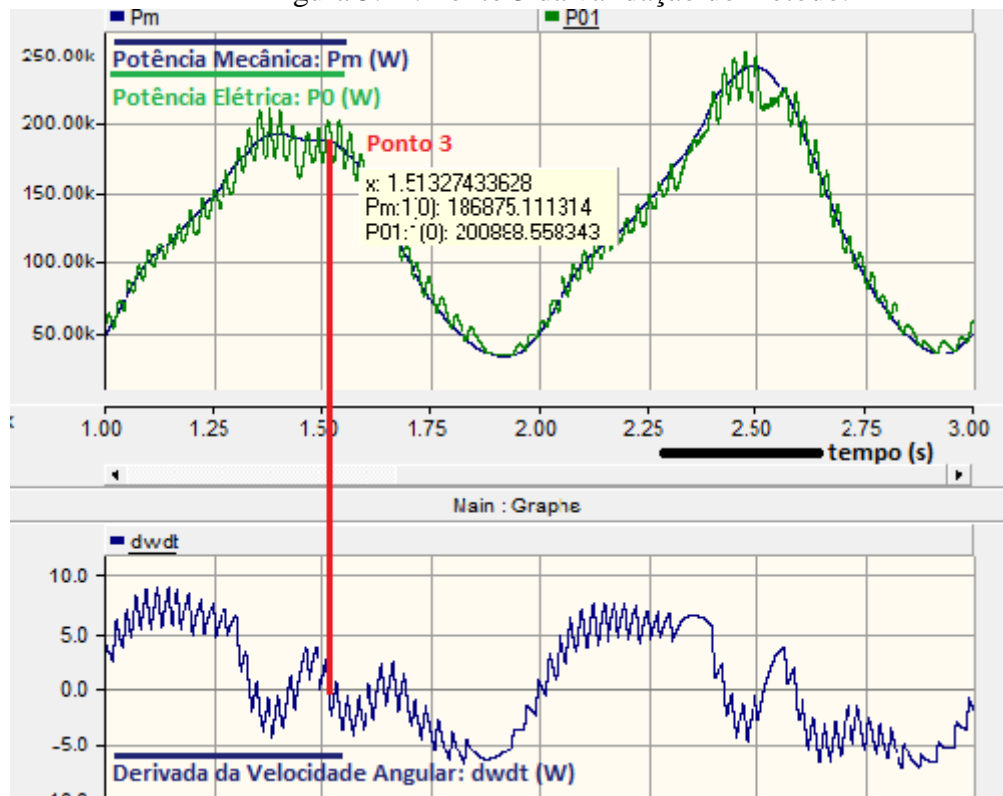
Fonte: Própria (2020).

Figura 5.11. Ponto 2 da validação do método.



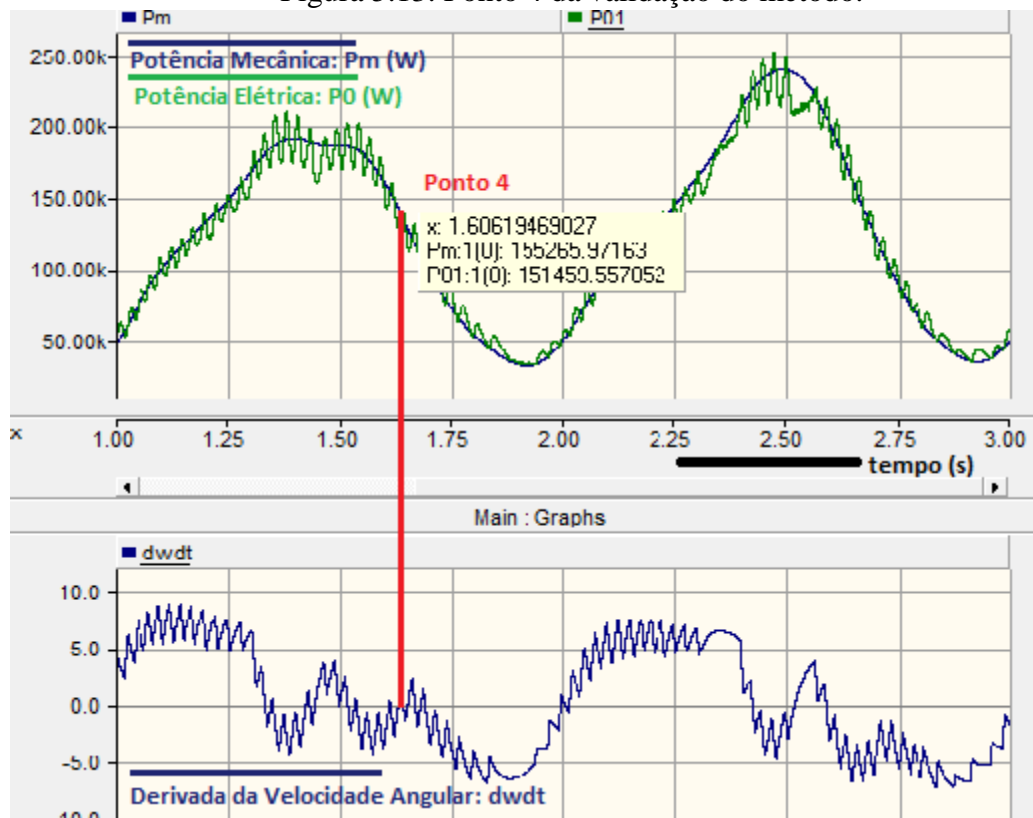
Fonte: Própria (2020).

Figura 5.12. Ponto 3 da validação do método.



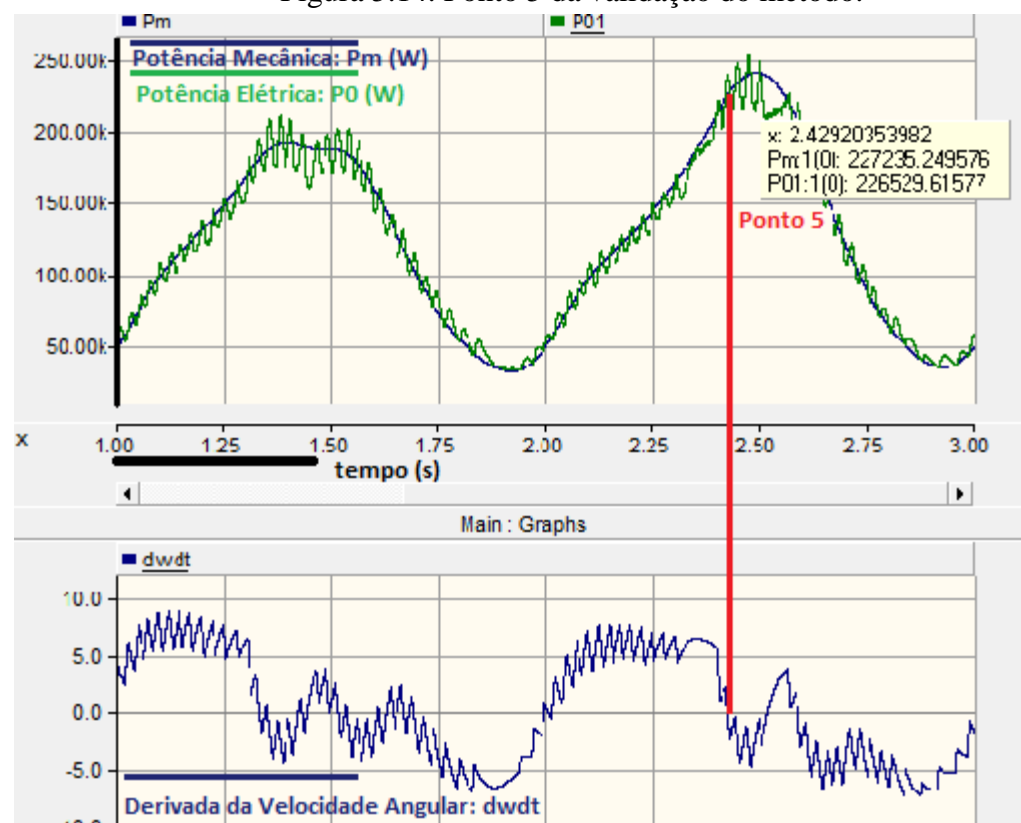
Fonte: Própria (2020).

Figura 5.13. Ponto 4 da validação do método.



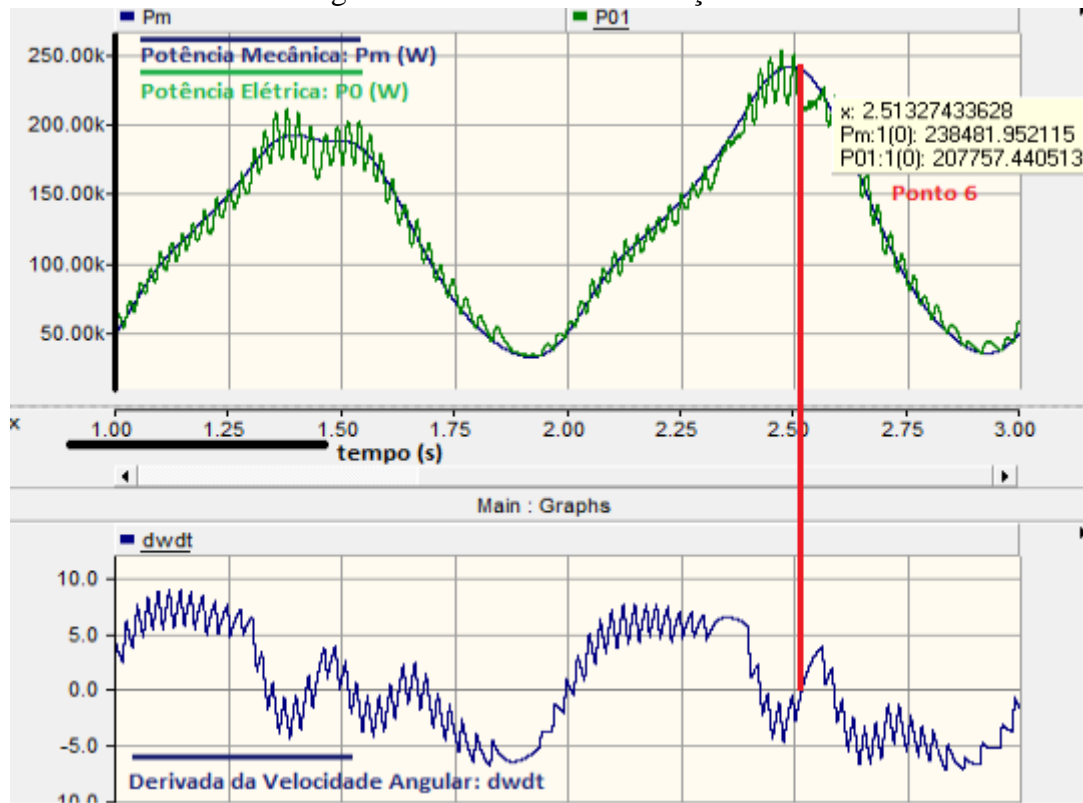
Fonte: Própria (2020).

Figura 5.14. Ponto 5 da validação do método.



Fonte: Própria (2020).

Figura 5.15. Ponto 6 da validação do método.



Fonte: Própria (2020).

Ao analisar as imagens 5.10 a 5.15 que o método funciona como o esperado, na subida encontra rapidamente o MPP, no semiciclo de descida da curva tem-se uma redução do valor da velocidade do vento, do valor de potência mecânica e elétrica.

Para manter o rastreamento da potência elétrica em função da potência mecânica de forma estável, sem essa queda em aproximadamente 2,5 segundos, possivelmente uma redução adequada do passo pode melhorar essa busca. Ao trabalhar com uma frequência elevada, entende-se que todas as buscas MPPT são afetadas. Esse é um ponto que pode ser visto com a continuidade da pesquisa.

Se comparado com métodos MPPT, como TSR, PSF, e OT, ao ser utilizado o método HCS-OCC tem-se a vantagem de não ser necessário o uso de sensores mecânicos ou conhecimento de parâmetros específicos e curvas da turbina. Quando comparado com métodos de controle com transformadas, por exemplo, o método DTC, o proposto torna-se melhor pois não precisa de atualização de parâmetros e nem utilização de transformadas matemáticas simplificando o circuito; também preferível quando comparado com o DTC por histerese que tem como desvantagem ruído elétrico.

Foi aplicado o método MPPT perturba e observa (P&O) a fim de comparar a eficácia do método HCS-OCC proposto. A tabela 5.2 faz um comparativo entre os pontos em que foi rastreado o pico quando a derivada da velocidade angular é zero, e a técnica P&O não se manteve estável durante o mesmo período. O rastreamento da potência elétrica em torno da potência mecânica não se manteve constante, mostrando a ineficácia do P&O quando comparado a técnica de controle proposta HCS-OCC para os WECS. Outro ponto que pode ser observado, na tabela 5.2, é que para a técnica proposta, a proporção de vezes que a derivada da velocidade angular fica em zero é o dobro quando comparada com a técnica usual P&O. Além disso, a técnica proposta consegue um maior nível de potência elétrica nos pontos analisados.

Tabela 5.2. Comparativo entre técnica MPPT P&O e técnica HCS-OCC.

	Instante S	Potência Elétrica kW P&O	Potência Elétrica kW HCS-OCC
Ponto 1	1,34	-	174,862
Ponto 2	1,44	-	162,459
Ponto 3	1,51	110,242	200,888
Ponto 4	1,60	101,907	151,450
Ponto 5	2,42	-	226,529
Ponto 6	2,51	139,366	207,757

Fonte: Própria (2020).

A influência do OCC no gerador eólico: menos componentes, possibilidade de trabalho com velocidade mais elevada, ausência de harmônico de corrente no lado do gerador não sendo necessária utilização de filtro na saída. Uma importante vantagem que se pode destacar do método apresentado é que, além de rastrear o MPP quando a derivada da velocidade angular é nula, o fator de potência é próximo da unidade. Caso o fator de potência não fosse próximo da unidade, o algoritmo MPP deve fazer o rastreamento da máxima potência disponível.

6 CONCLUSÕES

Este trabalho teve como objetivo a validação do método proposto HCS-OCC, que é a junção de dois métodos já encontrados na literatura, de forma isolada; mas até então não encontrado essa junção dos dois métodos aplicados para sistemas de conversão de energia eólica (WECS), caracterizando o trabalho como inovador.

O progresso da geração da energia eólica é um apoio para ajudar a atender a demanda de energia elétrica no dia-a-dia. A eletrônica de potência é elemento essencial para os sistemas de conversão de energia eólica aliada ao desenvolvimento da aerodinâmica da turbina eólica e as configurações de geradores elétricos para garantir a qualidade de energia. A escolha por geradores ca se dá ao fato de que os geradores cc não são populares nos sistemas WECS devido à sua maior despesa e manutenção.

O método de controle proposto consegue rastrear o ponto de máxima potência, mantendo o fator de potência unitário, e isso é confirmado quando $d\omega_t/dt$ é zero, representado por meio da figura 5.5. Ou seja, a junção do método de MPPT HCS com o controle de ciclo único, OCC valida o principal objetivo da pesquisa que é o rastreamento do ponto de máxima potência com fator de potência unitário. Além do mais, tem como vantagens: simplicidade, não precisar das transformadas de clark e de park, também não precisa de atualização periódica de parâmetros e possui uma boa resposta dinâmica desde que o passo do método possa ser pequeno e constante.

Uma contribuição significativa dessa pesquisa é que em 1 ciclo de 60 Hz, o controle de ciclo único faz rápida estabilidade. Ao atingir potência máxima encontra-se fator de potência unitário, porém a simulação apresenta problemas para encontrar fator de potência unitário para baixas frequências e isso é um ponto que pode ser melhorado futuramente no trabalho.

7 REFERÊNCIAS

ABEEÓLICA. **Annual Wind Energy Report**. <http://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2019/06/Boletim-Anual_2018_Ingl%C3%AAs.pdf>. Acesso em: 18/05/2020.

ABBOTT, Derek. **Keeping the Energy Debate Clean: How Do We Supply the World's Energy Needs?** Proceedings of the IEEE | Vol. 98, No. 1, pp. 42-66, January 2010.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Atlas de Energia Elétrica no Brasil**. Parte III. Capítulo 8. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/atlas_par2_cap3.pdf> Acesso em: 16/11/2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Atlas de Energia Elétrica no Brasil**. Parte II. Capítulo 3. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/atlas_par2_cap3.pdf> Acesso em: 16/11/2018.

AMBIENTE BRASIL. **Metas Ambientais movimentam energias renováveis no Brasil**. Disponível em: <<http://noticias.ambientebrasil.com.br/clipping/2018/09/12/146192-metas-ambientais-movimentam-energias-renovaveis-no-brasil.html>> . Acesso em: 12/08/2018.

AKAGI H. "**Trends in Active Power Line Conditioners**", IEEE/Trans. Power. Elec. No 3, Vol 9 pp 263-268, 1994.

AKHMATOV, V. **Modelling and Ride-through Capability of Variable Speed Wind Turbines with Permanent Magnet Generators**. *Wind Energy*, vol. 9, no. 4, pp. 313–326, Julho/Agosto, 2006.

AREDES M.; **Active Power Line Conditioners**, Tese de Doutorado, Universidade Técnica de Berlim, Berlim, 1996.

AUBRÉE, R.; AUGER, F.; MACÉ, M.; LORON, L.; **Design of na efficient small wind-**

energy conversion system with na adaptive sensorless MPPT strategy. Renewable Energy 86 (2016) 280-291.

BADAWI, A. S.; HASBULLAH, N. F.; YUSOFF, S. H.; HASHIM, A.; KHAN, S.; ZYOUD, A. M.; **Paper Review: maximum power point tracking for wind energy conversion system.** 2020 2nd International Conference on Electrical, Control and Instrumentation Engineering, pp. 1-6, 2020.

BONFIGLIO, A.; DELFINO, F.; LONGATT, F.; PROCOPIO, R.; **Steady-state assessments of PMSGs in wind generating units.** Electrical Power and Energy Systems, (90) pp. 87-93, 2017.

BUJA, G. S.; KAZMIERKOWSKI, M.P.; **Direct Torque Control of PWM Inverter-Fed AC Motors – A Survey.** IEEE Transactions on industrial electronics, vol. 51, NO. 5, pp. 744-757, August 2004.

BURTON, et al.; **Wind Energy Handbook.** 1ª ed., John Wiley & Sons, 2001.

CARVALHO P. A., ESTANQUEIRO A. I., FEITOSA E. A., PEREIRA A. L. **Guia de Projeto Elétrico de Centrais Eólicas - Volume 1 – Projeto Elétrico e Impacto de Centrais Eólicas na Rede Elétrica.** Recife, 2003.

CAUS, T. R.; MICHELS, A.; **Energia Hidrelétrica: Eficiência na Geração.** Universidade Federal de Santa Maria – UFSM, 2015.

CAVALCANTI, M. C.; AZEVEDO, G. M. S.; AMARAL B. A.; NEVES F. A. S.; **"Unified Power Quality Conditioner in a Grid Connected Photovoltaic System"**, Power Electronics and Intelligent Control for Energy Conservation-Pelincec 2005.

CHEN, J.; CHEN, J.; GONG, C.; **New Overall Power Control Strategy for Variable-Speed Fixed-Pitch Wind Turbines Within the Whole Wind Velocity Range.** IEEE Transactions on industrial electronics, VOL. 60, NO. 7, pp. 2652-2660, July 2013.

CUSTÓDIO, R.S., 2002. **Parâmetros de Projeto de Fazendas Eólicas e Aplicação Específica no Rio Grande do Sul**. Tese de Mestrado – Pontíficia. Universidade Católica do Rio Grande do Sul – PUCRS Fac. de Engenharia, Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica.

CYPRESS, embedded in tomorrow. **Coordinate Transform in Motor Control**. AN205345. Documento Nº 002-05345 Rev. *B.

DUTRA, R. **Energia Eólica – Princípios e Tecnologias**. CRESESB, CEPEL. 2008.

ELETRÔNICA DE POTÊNCIA DE A a Z. **Comparação de inversores VSI vs CSI**. <<http://www.completepowerelectronics.com/vsi-vs-csi-comparison-inverters>>. Acesso em: 07 de fevereiro de 2019.

ESRAM, T.; CHAPMAN, PL.; **Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking techniques**, IEEE Trans Energy Convers, (22) pp. 439-449, 2007.

FANTINO, R.; SOLSONA, J.; BUSADA, C.; **Nonlinear observer-based control for PMSG wind turbine**. Energy 113, pp. 248-257, 2016.

GOLDEMBERG, J.; LUCON, O. **Energia e meio ambiente no Brasil**. Estudos Avançados 21 (59). 2007.

GRUBB, M.; MEYER, I.N., 1994, **Wind Energy: Resources, Systems, and Regional Strategies**. *Renewable Energy Sources for Fuels and Electricity* Cap. 4, Island Press, Washington DC. *apud* GREENPEACE, 1999 *Op. cit.*

HANSEN, A. D. & HANSEN, L. H., **Market Penetration of Different Wind Turbine Concepts over the Years**, European Wind Energy, EWEA, Milão, 2007.

HANSEN, A. D.; MICHALKE, G. **Modelling and Control of Variable-speed Multi-pole Permanent Magnet Synchronous Generator Wind Turbine**. *Wind Energy*, vol. 11, no. 5, pp. 537-554, Setembro/Outubro, 2008.

HARI, P. K.; NARAYANAN, G.; **Theoretical and Experimental Evaluation of Pulsating Torque Produced by Induction Motor Drives Controlled With Advanced Bus-Clamping Pulsewidth Modulation.** IEEE Transactions on industrial electronics, VOL. 63, NO. 3, March 2016.

HOSSAIN, M. M.; ALI, M. H.; **Future research directions for the wind turbine generator system.** Renewable and Sustainable Energy Reviews 49, pp. 481-489, 2015.

KUMAR, D.; CHATTERJEE, K.; **A review of conventional and advanced MPPT algorithms for wind energy systems.** Renewable and Sustainable Energy Reviews, (55) pp. 957-970, 2016.

KUMAR, R.; AGRAWAL, H. P.; SHAH, A.; BARISAL, H. O.; **Maximum power point tracking in wind energy conversion system using radial basis function based neural network control strategy.** Sustainable Energy Technologies and Assessments, vol. 36, 2019.

LIMONGI, L. R.; **Filtros Ativos de Potência para Compensação de Harmônicos de Corrente e Potência Reativa.** Universidade Federal do Pernambuco. Recife, 2006.

LOCK, A. et al; **A Hybrid Current Control For a Controlled Rectifier.** Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), IEEE, p. 920-926, 2010.

LOCK, A. et al; **An APF-OCC Strategy for Common-Mode Current Rejection.** IEEE Transactions on Industry Applications, v. 52, p. 4935-4945, 2016.

LOPEZ, R. A.; **Energia Eólica.** 2ª Edição – São Paulo: Artliber Editora, 2012.

LUCENA, J. A. Y.; LUCENA, K. A. A.; **Wind energy in Brazil: an overview and perspectives under the triple bottom line.** Clean Energy, Volume 3, Junho de 2019.

MAHELA, O. P.; SHAIK, A. G.; **Comprehensive overview of grid interfaced wind**

energy generation systems. Renewable and Sustainable Energy Reviews, (57), pp. 260-281, 2016.

MAHER, R. A.; ABDELSALAM, A. K.; DESSOUKY, Y. G.; NOUMAN, A.; **High Performance state-flow based MPPT technique for micro WECS.** IET Renewable Power Generation. Pp. 3009- 3021, 2019.

MISHRA, A.; TRIPATHI, P. M.; CHATTERJEE, K.; **A Review of harmonic elimination techniques in grid connected doubly fed induction generator based wind energy system.** Renewable and Sustainable Energy Reviews (89), pp. 1-15 ,2018.

MOHTASHAM, J.; **Review Article – Renewable Energies.** Energy Procedia, Science Direct, Vol. 74, pp. 1289-1297, August 2015.

MONTEZANO, B.E.M., 2007. **Modelo Dinâmico de Visualização de um Aerogerador com Velocidade de Rotação Variável e Controle de Passo em VRML.** Projeto de Graduação, Departamento de Engenharia Elétrica, UFRJ , Rio de Janeiro, Brazil, 137 pp.

NASIRI M, MILIMONFARED J, FATHI SH. **Modeling, analysis and comparison of TSR and OTC methods for MPPT and power smoothing in permanent magnet synchronous generator-based wind turbines.** Energy Convers Manag, (86) pp. 892-900, 2014.

NETO, C. O. F.; BARROS, L. S.; **Maximum Power Point Tracking of Squirrel-Cage Induction Generator-based Wind Energy Conversion Systems.** IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM). pp. 1-5, 2020.

ONS. **Capacidade Instalada de Geração.** <http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/capacidade_instalada.aspx>. Acesso em: 20 de maio de 2020.

PAU LY, JOHNSON KE. **A tutorial on the dynamics and control of wind turbines and wind farms.** Am Control Conf, pp. 2076-2089, 2009.

PAVINATTO, Eduardo Fiorini. **Ferramenta para auxílio à análise de viabilidade técnica**

da conexão de parques eólicos à rede elétrica. Dissertação de M.Sc., Programa de Engenharia Elétrica, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil, 2005.

PIMKUMWONG, N.; WANG, M.; **Full-order observer for direct torque control of induction motor based on constant V/F control technique.** ISA Transactions xxx, pp. 1-12, 2017.

PINTO, Milton. **Fundamentos de Energia Eólica.** 1ª Edição - Rio de Janeiro: LTC Editora, 2012.

POMILIO, J. A.; **Componentes Semicondutores de Potência.** Apostila da disciplina IT302 – Eletrônica de Potência I, Disponível em: <<http://www.dsce.fee.unicamp.br/~antenor/pdf/eltpot/cap1.pdf>>. DSCE/FEEC – UNICAMP. 2001.

POMÍLIO, J.A.; **Conversores CA-CC – Retificadores.** Eletrônica de potência – Capítulo 3. Universidade Estadual de Campinas – SP. Julho de 2014.

POMÍLIO, J.A.; **Conversores CA-CC – Retificadores.** Eletrônica de potência – Capítulo 2. Universidade Estadual de Campinas – SP. Julho de 2014.

PORTAL ENERGIA. **Fontes de Energias Renováveis e não-renováveis.** <<https://www.portal-energia.com/fontes-de-energia>>. Acesso em: 20 de maio de 2020.

QIAO, W.; QU, L.; HARLEY, R.; **Control of IPM Synchronous Generator for Maximum Wind Power Generation Considering Magnetic Saturation.** IEEE Transactions on industry applications, VOL. 45, NO. 3, pp. 1095-1105, May/June 2009.

RAHIMI, M. **Modeling, control and stability analysis of grid connected PMSG based wind turbine assisted with diode rectifier and boost converter.** Electrical Power and Energy Systemas 93, pp. 84-96, 2017.

RAIAMBAL, K., CHELLAMUTH, C. **Modeling and Simulation of Grid Connected**

Wind Electric Generating System, In: *Proceedings of IEEE TENCON'02*, pp. 1847-1952, 2002.

SALLES, M. B. de C.; **Modelagem e análises de geradores eólicos de velocidade variável conectados em sistemas de energia elétrica**. EPUSP. São Paulo, 2009.

SILVA, S. **Tecnologia em Aero geradores**. Curso de Especialização em Energia Eólica. 19 de Junho de 2013. Apostila. Universidade Federal de Minas Gerais.

SINGH B.; AL-HADDAD K.; CHANDRA A. "**A Review of Active Filters for Power Quality Improvement**", IEEE/Trans. Ind. Elect. No 5, Vol 46 pp. 960-971, 1999.

SMEDLEY, K. M.; CUK, S.; **One-Cycle Control of Switching Converters**. IEEE Transactions On Power Electronics, VOL. 10, NO. 6, pp. 625-633, November 1995.

THONGAM JS, OUHROUCHE M. **MPPT Control methods in wind energy conversion systems**. In: Carriveau R, editor. Adv. Top. Wind Power, InTech, pp. 339-60, 2011.

TIWARI, R.; BABU, R.; **Fuzzy Logic based MPPT for permanent magnet synchronous generator in wind energy conversion system**. ScienceDirect, IFAC – PapersOnLine 49-1, pp. 462-467, 2016.

TubeMaster. **Módulo IGBT**. < <http://www.tubemaster.com.br/modulo-igbt>>. Acesso em: 07 de fevereiro de 2019.

U.S. Energy Information Administration. **International Energy Statistics**(link is external).

USP, LEB244; **Energia Eólica**. Recursos Energéticos e Ambiente. Universidade de São Paulo, Piracicaba, 2013.

WANG, Q.; CHANG, L.; **An Intelligent Maximum Power Extraction Algorithm for Inverter-Based Variable Speed Wind Turbine Systems**. IEEE Transactions on power electronics, VOL. 19, NO. 5, pp. 1242-1249, September 2004.

XIA, Y.; AHMED, K. H.; WILLIAMS, B. W.; **Wind Turbine Power Coefficient Analysis of a New Maximum Power Point Tracking Technique**. IEEE Transactions on industrial electronics, VOL. 60, NO. 3, pp. 1122-1132, March 2013.

ZAMMIT, D.; STAINES, C. S.; MICALLEF, A.; APAP, M.; LICARI, J.; **Incremental current based MPPT for a PMSG Micro Wind Turbine in a Grid-Connected DC Microgrid**. Energy Procedia 142, pp. 2284-2294, 2017.

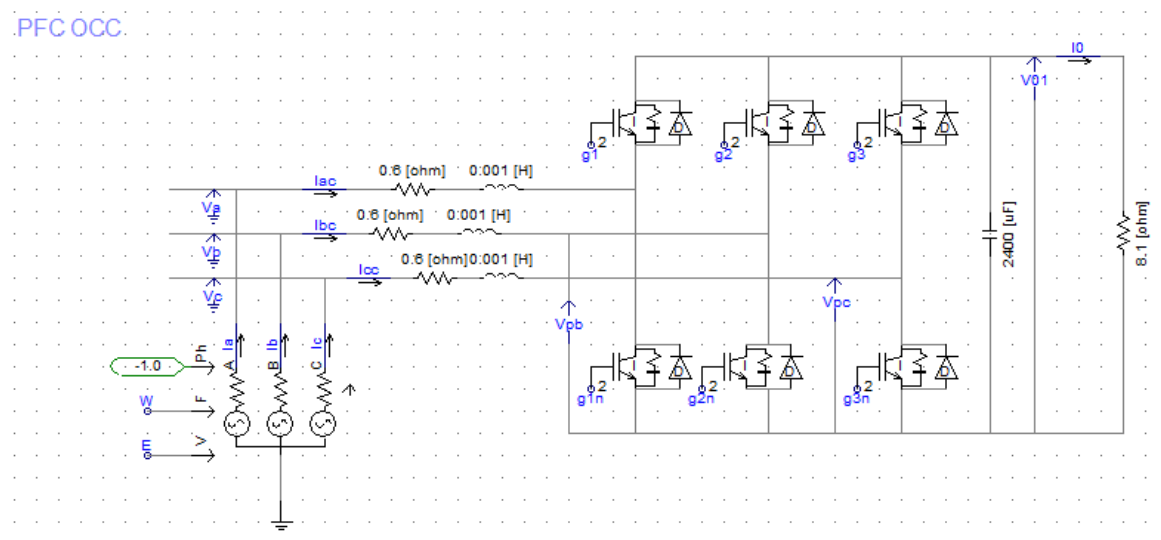
ZHANG, X.; FOO, G. H. B.; **A Constant Switching Frequency-Based Direct Torque Control Method for Interior Permanent-Magnet Synchronous Motor Drives**. IEEE Transactions on mechatronics, VOL. 21, NO. 3, pp. 1445-1456, June 2016.

ZHANG, Z.; ZHAO, Y.; QIAO, W.; QU, L.; **A Space-Vector-Modulated Sensorless Direct-Torque Control for Direct-Drive PMSG Wind Turbines**. IEEE Transactions on industry applications, VOL. 50, NO. 4, pp. 2331-2341, July/August 2014.

8 APÊNDICE A

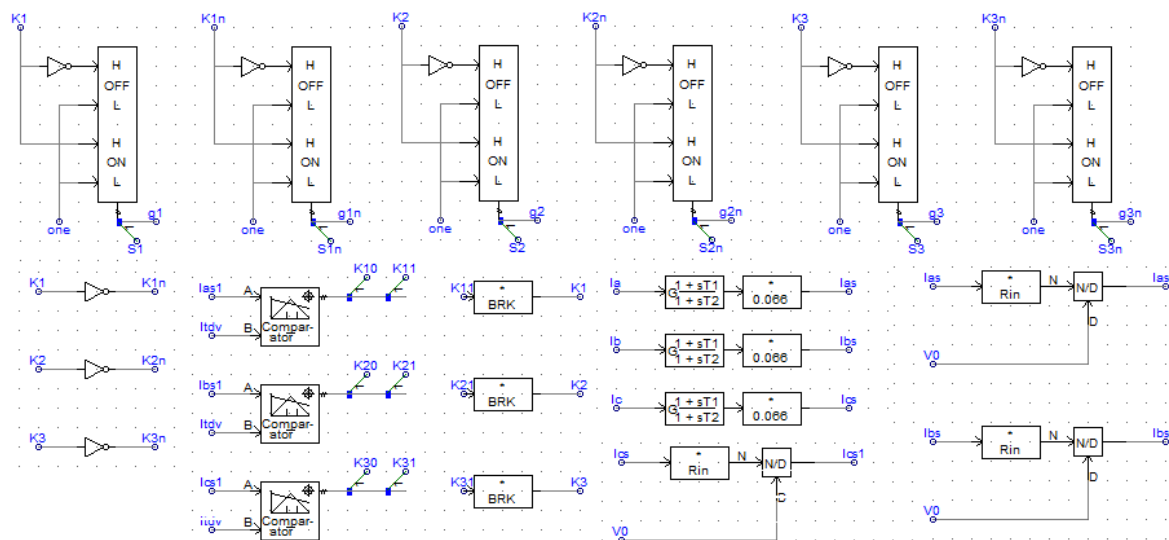
Segue imagens das estruturas do circuito de força e do circuito de controle do método de controle proposto, HCS-OCC, para rastreamento da máxima potência elétrica em sistemas de conversão de energia eólica (WECS). Essa simulação foi realizada via *software* PSCAD.

Figura 8.1. Retificador PFC – Circuito de força.



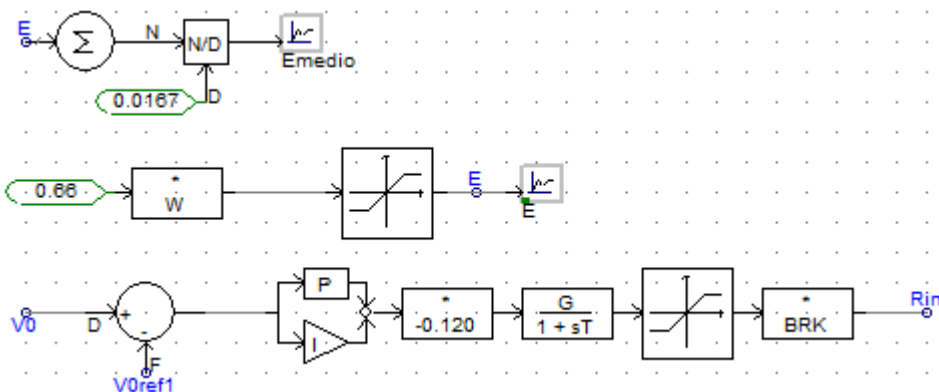
Fonte: Própria (2020).

Figura 8.2. Acionamento dos IGBTs.



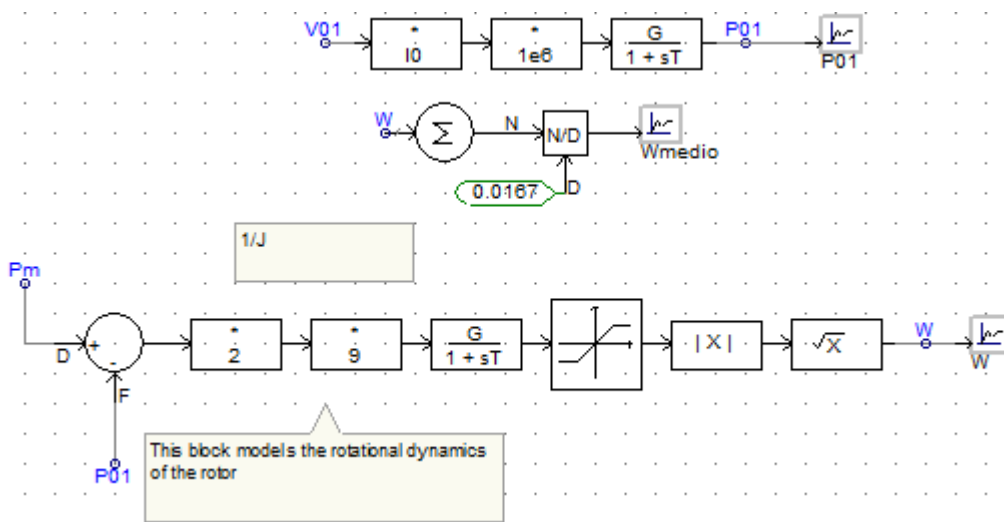
Fonte: Própria (2020).

Figura 8.3. Malha de controle da tensão do gerador e resistência de entrada.



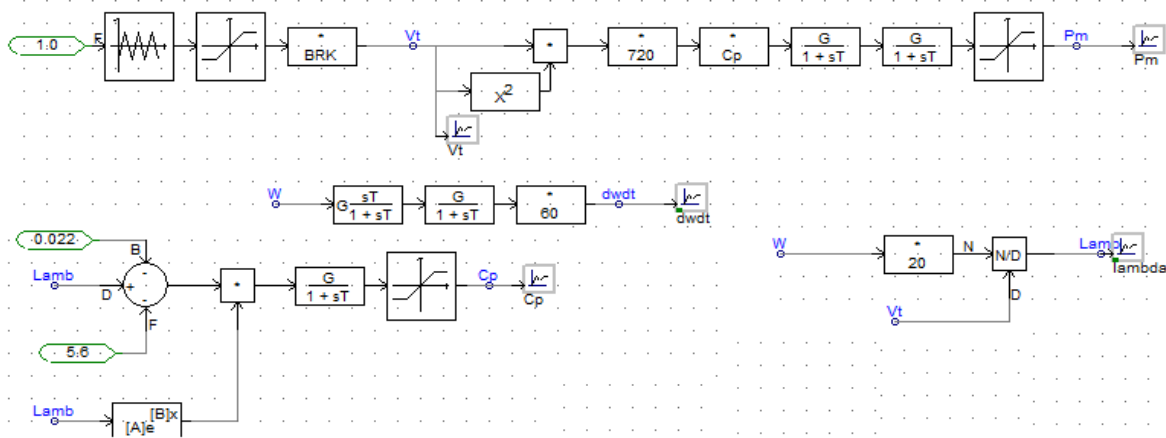
Fonte: Própria (2020).

Figura 8.4. Malha de controle da potência elétrica e da velocidade angular.



Fonte: Própria (2020).

Figura 8.5. Malha de controle da potência mecânica, derivada da velocidade angular, coeficiente de potência e razão entre velocidades.



Fonte: Própria (2020).