

Universidade de Brasília - UnB
Faculdade UnB Gama - FGA
Engenharia de Energia

SIMULAÇÃO DE UM CONVERSOR *BOOST* PARA RASTREAMENTO DE MÁXIMA POTÊNCIA EM SISTEMAS EÓLICOS

Autor: Tainara da Silva Costa

Orientador: Dr. Alex Reis

Brasília, DF

2018



Tainara da Silva Costa

**SIMULAÇÃO DE UM CONVERSOR *BOOST* PARA
RASTREAMENTO DE MÁXIMA POTÊNCIA EM
SISTEMAS EÓLICOS**

Monografia submetida ao curso de graduação em (Engenharia de Energia) da Universidade de Brasília, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em (Engenharia de Energia).

Universidade de Brasília - UnB

Faculdade UnB Gama - FGA

Orientador: Dr. Alex Reis

Brasília, DF

2018

Tainara da Silva Costa

SIMULAÇÃO DE UM CONVERSOR *BOOST* PARA RASTREAMENTO
DE MÁXIMA POTÊNCIA EM SISTEMAS EÓLICOS/ Tainara da Silva Costa.

– Brasília, DF, 2018-

88 p. : il. (algumas color.) ; 30 cm.

Orientador: Dr. Alex Reis

Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade de Brasília - UnB
Faculdade UnB Gama - FGA , 2018.

1. Energia eólica. 2. MPPT. I. Dr. Alex Reis. II. Universidade de Brasília. III.
Faculdade UnB Gama. IV. SIMULAÇÃO DE UM CONVERSOR *BOOST* PARA
RASTREAMENTO DE MÁXIMA POTÊNCIA EM SISTEMAS EÓLICOS

CDU 621.3

Tainara da Silva Costa

SIMULAÇÃO DE UM CONVERSOR *BOOST* PARA RASTREAMENTO DE MÁXIMA POTÊNCIA EM SISTEMAS EÓLICOS

Monografia submetida ao curso de graduação em (Engenharia de Energia) da Universidade de Brasília, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em (Engenharia de Energia).

Trabalho aprovado. Brasília, DF, 19 de setembro de 2018:

Dr. Alex Reis
Orientador

Dr. Luciano Gonçalves Noletto
Convidado 1

MSc. Pedro Henrique Franco Moraes
Convidado 2

Brasília, DF
2018

Dedico esse trabalho aos meus pais, por todo amor, dedicação e apoio durante a minha caminhada.

Agradecimentos

Agradeço aos meus pais e a minha irmã, minha família querida, por sempre estarem ao meu lado nessa jornada, incentivando e proporcionando todo o suporte para que eu pudesse traçar o meu caminho até aqui. O meu muito obrigada por todo amor, dedicação e confiança depositados em mim; e por compartilharem os momentos de alegria e compreenderem os momentos de dificuldade.

Agradeço ao meu grande amigo e parceiro Luan, por todas as palavras de incentivo e pelo carinho, que com certeza se transformaram em motivação, obrigada por me ajudar a enxergar além.

Gostaria de agradecer a todas as amigas que cultivei durante esses anos de graduação, por todas as horas de estudo e experiências compartilhadas, palavras de incentivo e conhecimento transmitido.

Agradeço ao meu orientador, professor Alex Reis, pela oportunidade de realizar esse trabalho e por me auxiliar com tamanha paciência e dedicação, transmitindo todo o conhecimento necessário para o desafio proposto.

Por fim, deixar registrada a minha gratidão por todas as pessoas que direta ou indiretamente colaboraram com meu trabalho.

*“Em algum lugar, alguma coisa incrível
está esperando para ser descoberta.
(Carl Sagan)”*

Resumo

Com notável potencial de crescimento na matriz energética brasileira e mundial, a energia eólica aliada a fatores socioambientais é alvo de políticas públicas voltadas à sua promoção e desenvolvimento, visando minimizar os impactos no meio ambiente causados pela geração de energia elétrica proveniente de fontes convencionais. Diante desse cenário, o presente trabalho tem como objetivo geral analisar a utilização de sistemas de controle na geração eólica, por meio do estudo e da simulação computacional de um conversor *boost*, afim de mostrar como essa metodologia pode otimizar a geração de energia controlando a potência mecânica da turbina eólica através do conjugado eletromagnético do gerador a ela associado. Com a finalidade de analisar diferentes algoritmos de MPPT para o rastreamento do máximo ponto de potência em sistemas eólicos, assim como implementar os algoritmos *Tip Speed Ratio Control* (TSRC) e *Optimal Torque Control* (OTC) e realizar uma comparação entre essas duas estratégias, analisando seus resultados. A implementação dos algoritmos foi realizada por meio da plataforma computacional ATP com a utilização de um modelo já existente na literatura.

Palavras-chave: Energia eólica; MPPT; conversor *boost*.

Abstract

With remarkable growth potential in the Brazilian and world energy matrix, wind energy combined with socio-environmental factors is the target of public policies aimed at its promotion and development, aiming at minimizing the impacts on the environment caused by the generation of electricity from conventional sources. Considering this scenario, the present work has as general objective to analyze the use of control systems in wind generation, through the study and computational simulation of a boost converter, in order to show how this methodology can optimize the power generation by controlling the power wind turbine through the electromagnetic conjugate of the associated generator. In order to analyze different MPPT algorithms for maximum power point tracking in wind systems, as well as to implement the Tip Speed Ratio Control (TSRC) and Optimal Torque Control (OTC) algorithms and to compare these two strategies, results. The implementation of the algorithms was performed through the ATP computational platform using an already existing model in the literature.

Key-words: Wind energy; MPPT; boost converter.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Capacidade Instalada no Mundo e no Brasil no ano de 2016 (MME, 2017a).	27
Figura 2 – Potência (%) dos empreendimentos de geração em fase de operação e construção. Adaptado de (ANEEL, 2017a).	28
Figura 3 – Variação do coeficiente de potência de acordo com a razão de velocidades da pá (PARKER, 2009).	30
Figura 4 – Moinho de vento desenvolvido por Charles Brush (ENERGY, 2017).	33
Figura 5 – Atlas do Potencial Eólico Brasileiro. Adaptado de (CEPEL, 2017).	35
Figura 6 – Ranking dos 10 países com maior capacidade instalada de energia eólica. Adaptado de (GWEC, 2017).	35
Figura 7 – Volume de controle de uma turbina eólica de eixo horizontal. Adaptado de (SILVA, 2013).	36
Figura 8 – Curvas C_p x λ para diferentes valores de β (BARROS et al., 2015).	38
Figura 9 – Sistema de geração eólica do tipo 1 (MOURA, 2017).	39
Figura 10 – Sistema de geração eólica do tipo 2 (MOURA, 2017).	40
Figura 11 – Faixas de extração de potência do vento por um parque eólico dotado de sistemas de velocidade fixa e de velocidade variável (MOURA, 2017).	41
Figura 12 – Sistema de geração eólica do tipo 3 (MOURA, 2017).	41
Figura 13 – Sistema de geração eólica do tipo 4 (MOURA, 2017).	42
Figura 14 – Participação das diferentes filosofias de geração de energia eólica na potência instalada mundial (MOURA, 2017).	43
Figura 15 – Diagrama genérico típico dos sistemas de geração eólica (MOURA, 2017).	43
Figura 16 – Conversor de conexão do tipo A (MOURA, 2017).	44
Figura 17 – Conversor de conexão do tipo B (MOURA, 2017).	44
Figura 18 – Conversor de conexão do tipo C (MOURA, 2017).	44
Figura 19 – Topologia do conversor <i>boost</i> ideal.	46
Figura 20 – Determinação dos instantes de chaveamento (ROCHA, 2014).	47
Figura 21 – Conversor <i>boost</i> ideal operando com a chave fechada.	47
Figura 22 – Conversor <i>boost</i> ideal operando com a chave aberta.	48
Figura 23 – Principais formas de onda do conversor <i>boost</i> (TEIXEIRA; VIAJANTE; MARRA, 2008).	48
Figura 24 – Gráfico do comportamento de um conversor <i>boost</i> ideal (TEIXEIRA; VIAJANTE; MARRA, 2008).	49
Figura 25 – Classificação dos métodos de busca do máximo ponto de potência MPPT (GOMES; SILVEIRA, 2014).	50
Figura 26 – Curva de potência típica de uma turbina eólica (LUÍS, 2015).	51

Figura 27 – Diagrama de blocos simplificado do método <i>Tip Speed Ratio control</i> . Adaptado de (ABDULLAH; YATIM; TAN, 2011).	52
Figura 28 – Diagrama de blocos simplificado do método <i>Optimal Torque Control</i> . Adaptado de (ABDULLAH; YATIM; TAN, 2011).	52
Figura 29 – Diagrama de blocos simplificado do método <i>Power Signal Feedback Control</i> . Adaptado de (ABDULLAH; YATIM; TAN, 2011).	53
Figura 30 – Diagrama de blocos simplificado do método <i>Perturbation & Observation Control</i>	54
Figura 31 – Sistema completo implementado no simulador ATP (REIS, 2015).	56
Figura 32 – Estrutura de controle do conversor <i>boost</i> (REIS, 2015).	59
Figura 33 – Lógica para a geração de referências de corrente no indutor do conversor utilizando o método OTC.	60
Figura 34 – Lógica para a geração de referências de corrente no indutor do conversor utilizando o método TSRC.	61
Figura 35 – Velocidade do vento no caso 1.	63
Figura 36 – Curva do C_p com a utilização dos algoritmos OTC e TSRC no caso 1.	64
Figura 37 – Curva do λ com a utilização dos algoritmos OTC e TSRC no caso 1.	64
Figura 38 – Velocidade mecânica com a utilização dos algoritmos OTC e TSRC no caso 1.	65
Figura 39 – Corrente de referência do conversor <i>boost</i> com a utilização dos algoritmos OTC e TSRC no caso 1.	65
Figura 40 – Sinal referência para o chaveamento com a utilização dos algoritmos OTC e TSRC no caso 1.	66
Figura 41 – Corrente no indutor com a utilização dos algoritmos OTC e TSRC no caso 1.	66
Figura 42 – Potência elétrica com a utilização dos algoritmos OTC e TSRC no caso 1.	67
Figura 43 – Potência mecânica com a utilização dos algoritmos OTC e TSRC no caso 1.	67
Figura 44 – Velocidade do vento no caso 2.	68
Figura 45 – Curva do C_p com a utilização dos algoritmos OTC e TSRC no caso 2.	68
Figura 46 – Curva do λ com a utilização dos algoritmos OTC e TSRC no caso 2.	69
Figura 47 – Velocidade mecânica com a utilização dos algoritmos OTC e TSRC no caso 2.	69
Figura 48 – Corrente de referência do conversor <i>boost</i> com a utilização dos algoritmos OTC e TSRC no caso 2.	70
Figura 49 – Sinal referência para o chaveamento com a utilização dos algoritmos OTC e TSRC no caso 2.	70

Figura 50 – Corrente no indutor com a utilização dos algoritmos OTC e TSRC no caso 2.	71
Figura 51 – Potência elétrica com a utilização dos algoritmos OTC e TSRC no caso 2.	71
Figura 52 – Potência mecânica com a utilização dos algoritmos OTC e TSRC no caso 2.	72
Figura 53 – Velocidade do vento no caso 3.	72
Figura 54 – Curva do C_p com a utilização dos algoritmos OTC e TSRC no caso 3.	73
Figura 55 – Curva do λ com a utilização dos algoritmos OTC e TSRC no caso 3.	73
Figura 56 – Velocidade mecânica com a utilização dos algoritmos OTC e TSRC no caso 3.	74
Figura 57 – Corrente de referência do conversor <i>boost</i> com a utilização dos algoritmos OTC e TSRC no caso 3.	74
Figura 58 – Sinal referência para o chaveamento com a utilização dos algoritmos OTC e TSRC no caso 3.	75
Figura 59 – Corrente no indutor com a utilização dos algoritmos OTC e TSRC no caso 3.	75
Figura 60 – Potência elétrica com a utilização dos algoritmos OTC e TSRC no caso 3.	76
Figura 61 – Potência mecânica com a utilização dos algoritmos OTC e TSRC no caso 3.	76

Lista de tabelas

Tabela 1 – Características do aerogerador.	58
--	----

Lista de abreviaturas e siglas

ONU	Organização das Nações Unidas
ODS	Objetivos de Desenvolvimento Sustentável
MME	Ministério de Minas e Energia
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BIG	Banco de Informações de Geração
TUST	Tarifa de Utilização de Serviços de Transmissão
TUSD	Tarifa de Utilização de Serviços de Distribuição
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
PMP	Ponto de Máxima Potência
PWM	<i>Pulse Width Modulation</i>
CC	Corrente Contínua
DC	<i>Direct Current</i>
ATP	<i>Alternative Transient Program</i>
BNEF	<i>Bloomberg New Energy Finance</i>
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
GWEC	<i>Global Wind Energy Council</i>
TSRC	<i>Tip Speed Ratio</i>
OTC	<i>Optimal Torque Control</i>
PSFC	<i>Power Signal Feedback Control</i>
P&O	<i>Perturbation & Observation</i>
MOSFET	<i>Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistor</i>
TCC	Trabalho de Conclusão de Curso

Lista de símbolos

λ	Razão de velocidade da pá
C_p	Coefficiente de potência
E	Tensão na entrada do conversor
m_{ar}	Massa do ar
v_{vento}	Velocidade do vento
A_t	Área de varredura das pás
\dot{m}	Fluxo mássico
ρ	Densidade específica
P_{disp}	Potência disponível no vento
P_{mec}	Potência mecânica
R_t	Raio do rotor da turbina
ω_t	Velocidade angular do rotor da turbina
β	Ângulo de passo
V_{ad}	Componente adicional da velocidade do vento
V_{ap}	Velocidade aparente do vento
α	Ângulo de ataque
ϕ	Ângulo de escoamento
L	Indutância do conversor
D	Diodo
CH	Chave
C	Capacitância do conversor
R	Resistência do conversor
V_0	Tensão de saída do conversor

i	Corrente no indutor
i_c	Corrente no capacitor
k	Ciclo de trabalho (<i>duty cycle</i>)
I_0	Corrente de saída do conversor
P_0	Potência de saída do conversor
I_L	Corrente de entrada do conversor
f_s	Frequência de chaveamento
ΔE	Varição da tensão de entrada
ΔI_L	Varição da corrente de entrada

Sumário

1	INTRODUÇÃO	27
1.1	Objetivo Geral	30
1.2	Objetivos Específicos	30
1.3	Estrutura do Trabalho	30
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	33
2.1	Disponibilidade do Recurso Eólico	34
2.2	Conversão de Energia	38
2.2.1	Tipos de Sistemas de Geração Eólica	38
2.2.1.1	Sistema de Geração Eólica do Tipo 1	39
2.2.1.2	Sistema de Geração Eólica do Tipo 2	39
2.2.1.3	Sistema de Geração Eólica do Tipo 3	40
2.2.1.4	Sistema de Geração Eólica do Tipo 4	42
2.2.2	Conversores de Conexão	43
2.3	Conversor <i>Boost</i>	45
2.3.1	Topologia do Conversor <i>Boost</i>	45
2.3.2	Modulação por Largura de Pulso (PWM)	47
2.4	Técnicas de Rastreamento do Ponto de Máxima Potência	49
2.4.1	<i>Tip Speed Ratio Control</i> (TSRC)	51
2.4.2	<i>Optimal Torque Control</i> (OTC)	52
2.4.3	<i>Power Signal Feedback Control</i> (PSFC)	52
2.4.4	<i>Perturbation & Observation Control</i> (P&O)	53
3	METODOLOGIA	55
3.1	Plataforma ATP e Descrição do Modelo	55
3.2	Implementação dos Algoritmos de Rastreamento do Ponto de Máxima Potência	58
3.2.1	Implementação do <i>Optimal Torque Control</i> (OTC)	59
3.2.2	Implementação do <i>Tip Speed Ratio Control</i> (TSRC)	60
4	RESULTADOS	63
4.1	Caso 1	63
4.2	Caso 2	67
4.3	Caso 3	72
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	77

REFERÊNCIAS	79
APÊNDICES	83
APÊNDICE A – IMPLEMENTAÇÃO DO ALGORITMO OTC . . .	85
APÊNDICE B – IMPLEMENTAÇÃO DO ALGORITMO TSRC . .	87

1 Introdução

Na atualidade, com o crescente aumento da população, modernização da sociedade e avanços tecnológicos, nota-se uma gradual demanda por energia elétrica. Tal fato está associado à um tema que tem se consolidado de forma progressiva nos últimos anos, o desenvolvimento sustentável.

Considerado tema de grande relevância mundial, a Organização das Nações Unidas (ONU), em setembro de 2015 na cidade de Nova York, definiu os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS), dentre eles, encontra-se o objetivo número 7, que diz respeito a energia limpa e acessível. Esse objetivo define que as nações se comprometam que até o ano de 2030 concentrarão seus esforços em colaborar internacionalmente para o acesso à pesquisa e tecnologias de energia limpa, assim como, energias renováveis, além de promover o investimento em infraestrutura de energia e em tecnologias de energia limpa (ONU, 2015).

Dessa maneira, ressalta-se a importância da discussão desse tema, visto que de acordo com o boletim “Capacidade Instalada de Geração Elétrica Brasil e Mundo – Ano de Referência – 2016”, elaborado pelo Departamento de Informações e Estudos Energéticos (DIE/SPE) do Ministério de Minas e Energia (MME), a geração mundial de energia elétrica, no ano de 2016, ficou próxima de 24.600 TWh, com uma participação de 23,6% de fontes renováveis. Dentre as fontes de energia renováveis, encontram-se a eólica e a solar, que somadas representaram 4,5% da geração mundial (MME, 2017a).

Ainda segundo o DIE/SPE/MME, também em 2016, a capacidade instalada mundial de geração elétrica sofreu uma expansão de 188 GW, no qual 72% desse montante são referentes as fontes renováveis, onde solar e eólica correspondem a mais da metade da expansão, mais precisamente 55%, como podemos observar na Figura 1 (MME, 2017a).

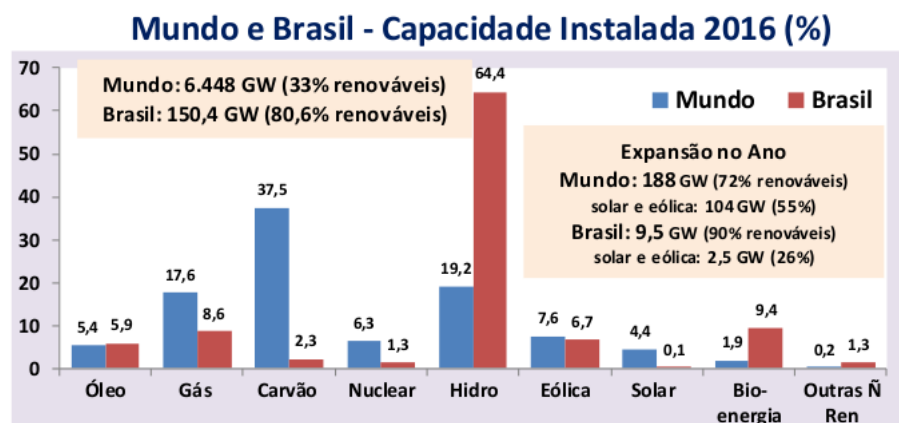


Figura 1 – Capacidade Instalada no Mundo e no Brasil no ano de 2016 (MME, 2017a).

Neste contexto, no âmbito nacional, as fontes de energias renováveis foram responsáveis por 90% da expansão, totalizando uma participação de 80,6% de renováveis da capacidade instalada total do Brasil, contrapondo ao indicador mundial de 33% (MME, 2017a). Outro fator a ser considerado, são as informações apresentadas pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), no “Plano Decenal de Expansão de Energia 2026”, indicando que a capacidade instalada eólica brasileira chegará a 25,8 GW em 2026, respondendo por 12,5% da capacidade total (EPE, 2017).

Baseado nos dados fornecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), por meio do BIG (Banco de Informações de Geração), é relevante salientar que as usinas eólicas representam 8,2% do total da potência dos empreendimentos de geração em operação no Brasil no ano de 2018, no entanto, corresponde a um montante de 2.476.550 kW de potência outorgada dos empreendimentos que se encontram em fase de construção, totalizando 25% de empreendimentos de geração eólica, como indicado nos gráficos da Figura 2.

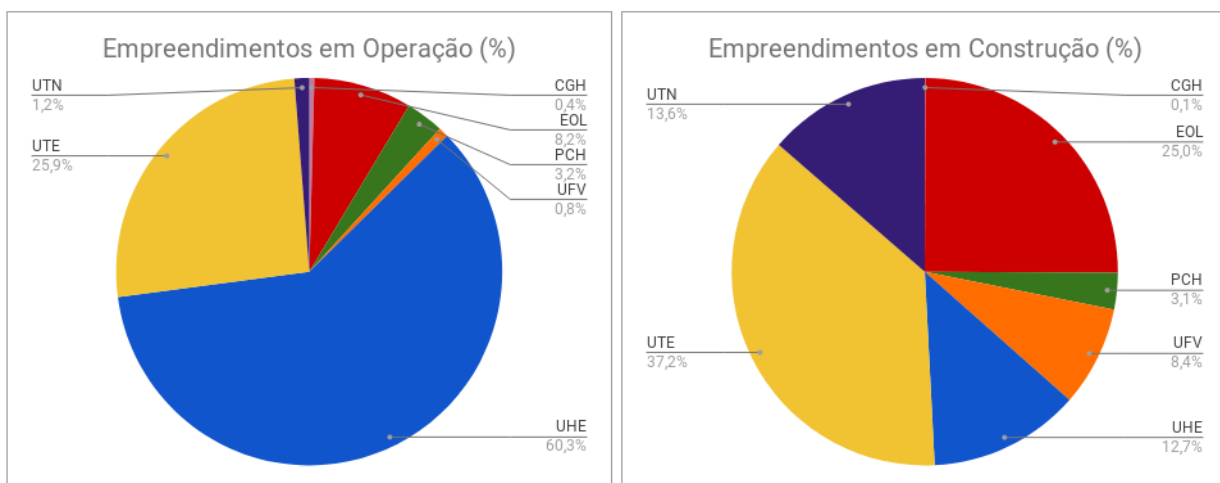


Figura 2 – Potência (%) dos empreendimentos de geração em fase de operação e construção. Adaptado de (ANEEL, 2017a).

Com notável potencial de crescimento na matriz energética brasileira, a energia eólica está aliada a fatores socioambientais. Visando minimizar os impactos no meio ambiente causados pela geração de energia elétrica proveniente de fontes convencionais, tem se tornado alvo de políticas públicas voltadas à sua promoção e desenvolvimento (FRANÇOIS; ALÉ, 2013).

Os principais incentivos no Brasil, conforme boletim emitido pelo MME, “Energia Eólica no Brasil e Mundo – Ano de Referência – 2016”, são a isenção do Imposto sobre Circulação de Mercadorias (ICMS) para as operações com equipamentos e componentes para o aproveitamento das energias solar e eólica; desconto de 80% na tarifa de uso do sistema de transmissão/distribuição (TUST/TUSD) para instalações com potência

inferior a 30 MW; isenção de ICMS na Geração Distribuída, sobre a energia que o próprio consumidor gerar, no qual o imposto incide somente sobre o excedente que o consumidor demandar da rede (MME, 2017b).

Todavia, vale ressaltar o caráter intermitente da geração eólica, que decorre da variação do movimento de gases atmosféricos, o qual provém da expansão e contração dos fluidos que o compõem, originadas pelo aquecimento não uniforme da superfície terrestre causado pela radiação solar que incide com diferentes ângulos do equador aos pólos. Para além disso, há ainda a influência dos movimentos de rotação e translação da Terra na formação dos ventos de forma desigual em diversas áreas do planeta e em suas variações sazonais (TIBOLA, 2009).

Devido à inconstância da velocidade dos ventos, característica inerente aos sistemas eólicos, destaca-se a necessidade do uso de técnicas destinadas a maximizar a produção de energia. Dentro desse horizonte, as técnicas de rastreamento do ponto de máxima potência – MPPT (*Maximum Power Point Tracking*), são amplamente desenvolvidas e difundidas nos sistemas de geração eólica e solar.

A princípio, as técnicas de MPPT exploram a relação da potência disponível no vento com a potência mecânica extraída do eixo da turbina eólica, mediante o estudo de variáveis que influenciam a geração de energia, como o torque, a razão de velocidades da pá (λ), também conhecida como *tip speed ratio* (TSR) e o coeficiente de potência (C_p).

Estas metodologias de controle podem ser divididas em dois grupos: as estratégias fundamentadas no conhecimento primário do coeficiente de potência ótimo; e as constituídas pelo rastreio do ponto ideal de operação do aerogerador sem aplicação dessa variável. Dentre esses procedimentos, podemos destacar algumas das principais formas de otimizar a extração de potência do vento: controle do torque máximo transmitido à turbina; busca do ponto de derivada nula no gráfico velocidade do rotor pela potência da turbina; determinação da carga ótima conectada ao gerador; detecção dos valores de potência e tensão no canal CC do inversor de frequência para treinamento e aplicação do algoritmo e ajuste do ciclo de chaveamento (*duty cycle*) do conversor *boost* CC/CC (CAIXETA et al., 2011).

O gráfico a seguir (Figura 3) explicita como o controle de alguns desses parâmetros supracitados, podem alterar o ponto ótimo de operação da turbina eólica. Como dito anteriormente, um exemplo disso é o λ , o qual representa a razão entre a velocidade linear da ponta da pá e a velocidade não perturbada do vento incidente.

Diante dessas informações, percebe-se a relevância de aprimorar-se cada vez mais as técnicas de rastreamento dos pontos de máxima potência, minimizar os efeitos das perdas mecânicas e aproveitar de forma mais eficiente a energia disposta naturalmente nos ventos.

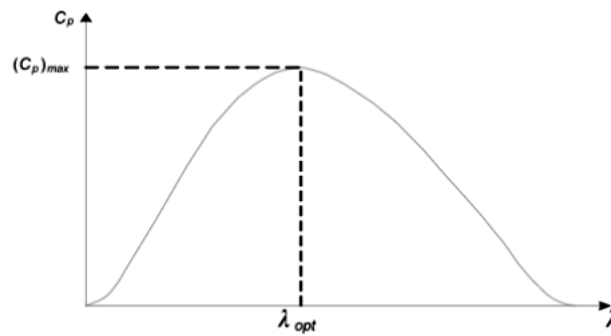


Figura 3 – Variação do coeficiente de potência de acordo com a razão de velocidades da pá (PARKER, 2009).

1.1 Objetivo Geral

O presente trabalho tem como objetivo geral analisar a utilização de sistemas de controle na geração eólica, por meio do estudo e da simulação computacional de um conversor *boost*, com a finalidade de analisar diferentes algoritmos de MPPT para o rastreamento do máximo ponto de potência em sistemas eólicos, implementar os algoritmos *Tip Speed Ratio Control* (TSRC) e *Optimal Torque Control* (OTC) e comparar seus resultados.

1.2 Objetivos Específicos

- I) Levantar material bibliográfico acerca do tema proposto;
- II) Estudar e simular o conversor *boost* utilizando o *software* ATP;
- III) Estudar algoritmos de MPPT para o rastreamento do ponto de máxima potência em sistemas de geração eólica;
- IV) Implementar os algoritmos *Tip Speed Ratio Control* (TSRC) e *Optimal Torque Control* (OTC) através da plataforma computacional ATP;
- V) E por fim, comparar os resultados dessas duas metodologias.

1.3 Estrutura do Trabalho

A organização deste trabalho foi baseada na elaboração de 5 capítulos, os quais procuram descrever o processo de simulação de um conversor tipo *boost* e a metodologia utilizada para analisar qual o efeito da variação da velocidade do vento no aerogerador e sua potência.

O Capítulo 1 discorre sobre a contextualização do tema, a importância e o atual cenário das energias renováveis, mundial e nacional, os objetivos traçados para a realização do trabalho e sua organização textual.

O Capítulo 2 trata da Fundamentação, nele é abordado as características dos sistemas eólicos, como suas variáveis e a disponibilidade de recurso eólico. Assim como os aspectos da conversão de energia e os diferentes sistemas de geração eólica. Além de trazer as propriedades da topologia do conversor *boost* e as técnicas de MPPT.

No capítulo 3 é apresentada a Metodologia utilizada neste trabalho. Onde é abordado o uso da Plataforma ATP e é realizada a descrição do modelo e a implementação dos algoritmos de rastreamento do ponto de máxima potência.

No Capítulo 4 são apresentados os resultados obtidos por meio da simulação computacional. E finalmente, no Capítulo 5 são explanadas de forma concisa as considerações finais.

2 Fundamentação Teórica

Energia eólica é a energia cinética presente nas massas de ar que estão em constante movimento na atmosfera terrestre: os ventos. Mediante a conversão da energia cinética de translação em energia cinética de rotação, empregando turbinas eólicas e moinhos, esse potencial pode ser aproveitado para gerar energia elétrica e trabalhos mecânicos, respectivamente (ANEEL, 2017b).

O aproveitamento da energia oriunda dos ventos remonta desde os tempos antigos da humanidade, utilizada para mover barcos à vela através das águas. Com o passar do tempo, mais especificadamente em 1700 a.C, essa tecnologia se desenvolveu para o que conhecemos hoje como moinho de vento, com o objetivo principal de bombear água e moer grãos (MARQUES, 2004).

O primeiro relato de um sistema eólico automatizado e utilizado para gerar energia elétrica é datado do ano de 1888. Tal fato ocorreu em Cleveland, Estados Unidos da América, onde a máquina foi desenvolvida por Charles Brush, e consistia em um moinho de vento com 144 pás de madeira, 17 metros de diâmetro e utilizava um gerador CC para carregar um banco de baterias, além de possuir uma grande cauda que posicionava o rotor na direção do vento, como demonstrado na Figura 4 (MARQUES, 2004).

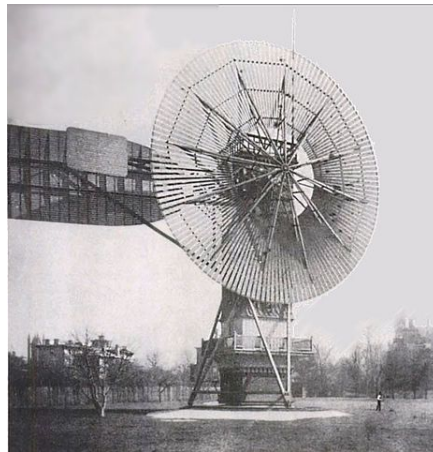


Figura 4 – Moinho de vento desenvolvido por Charles Brush (ENERGY, 2017).

Após 1973, ano em que ocorreu a crise do petróleo, surgiu interesses e grandes investimentos nesse tipo de geração, culminando no desenvolvimento de turbinas eólicas e aplicação de equipamentos em escala comercial. Alguns anos depois, em 1976, foi instalado na Dinamarca o primeiro aerogerador comercial conectado a rede pública (PEREIRA, 2004).

Atualmente, as energias renováveis dispõem de vasto investimento, de acordo com

dados da (BNEF, 2017), *Bloomberg New Energy Finance*, no segundo trimestre de 2017, foram destinados para esse fim, em uma escala global, o valor de US\$ 64,8 bilhões, o equivalente a 21% de aumento em relação ao primeiro trimestre desse mesmo ano. Especificamente, para energia eólica representou US\$ 26,2 bilhões em novos investimentos.

A previsão é que haja um investimento de US\$ 10,2 trilhões em novas tecnologias de geração de energia até o ano de 2040 e desse montante 30% serão voltados para energia eólica. Tal fato está aliado à rápida queda de custos, haja vista que especialistas estimam que o custo de produzir energia utilizando o vento cairá para cerca de 100 *euros/MWh*, tornando essa fonte de energia quase tão rentável quanto o carvão convencional e a energia nuclear na maioria dos mercados.

2.1 Disponibilidade do Recurso Eólico

A determinação da disponibilidade do recurso eólico de uma região exige a utilização de métodos de coleta e análise de dados sistemáticos, para que dessa forma possam ser estimados os parâmetros que definem o comportamento dos ventos, como a altitude, topografia, vegetação, além de outras características da superfície local (VIANA, 2010).

Os dados mencionados podem ser obtidos em estações meteorológicas espalhadas pelo país, em aeroportos ou outras aplicações similares para alcançar uma estimativa inicial do potencial bruto ou teórico do recurso eólico (ANEEL, 2017b).

Como uma dessas ferramentas, tem-se o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, publicado no mês de maio de 2017 pelo (CEPEL, 2017), Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, para a representação de um ano típico, o qual compreendesse informações médias de um período. Foram simulados os anos de 2012, 2013, 2014 e 2015 e a partir desses dados, posteriormente ajustados com dados medidos, foi então obtido o ano típico para o período dos quatro anos mencionado.

Pelo Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (Figura 5) observa-se que para uma altura de 100 metros, os locais onde ocorrem a maior incidência de ventos com velocidades acima de 9 m/s são próximos a região costeira do Brasil. Vale ressaltar que segundo estudo realizado pelo *Global Wind Energy Council* (GWEC, 2017), *Global Wind Statistics* 2016, o Brasil é o quinto país do mundo com a maior capacidade instalada de energia eólica (Figura 6).

Entretanto, além do fato da energia eólica ser uma fonte intermitente, uma vez que parâmetros geográficos e atmosféricos determinam o comportamento do vento em diferentes regiões, como o terreno, fatores ambientais, temperatura e pressão, há de se considerar não ser possível transformar toda a energia disponível nos ventos em potência mecânica por meio das turbinas eólicas.

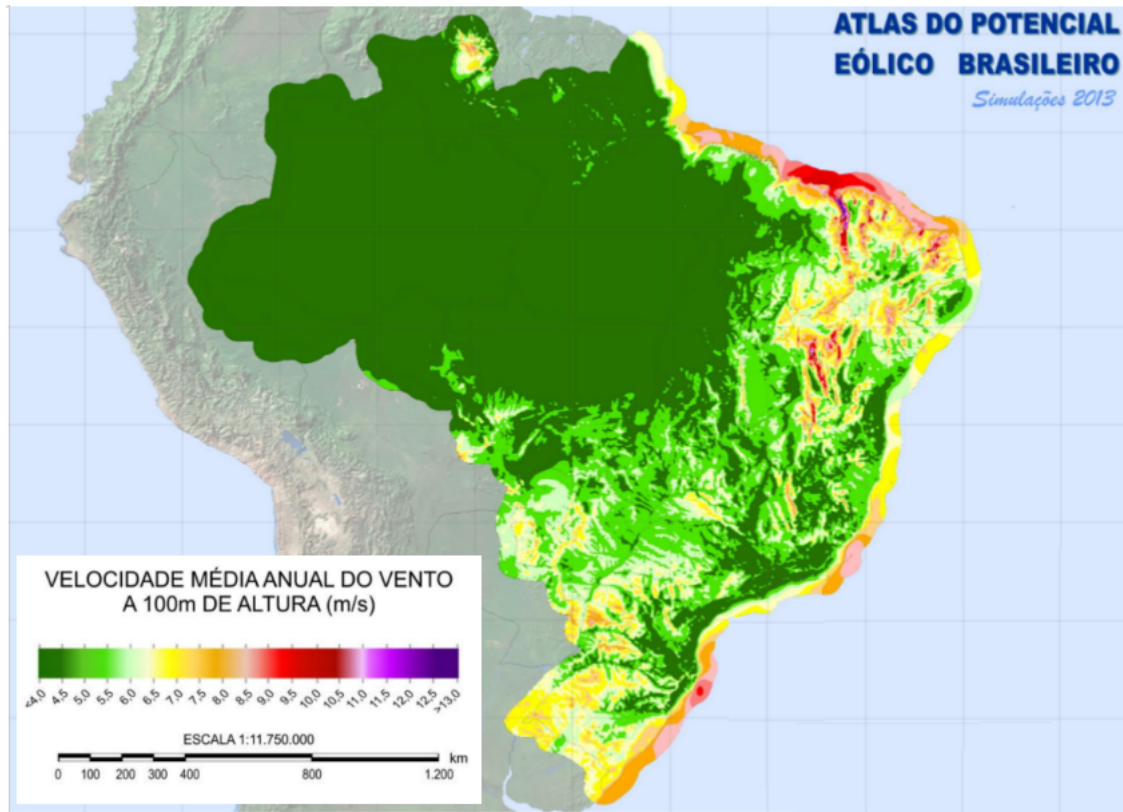


Figura 5 – Atlas do Potencial Eólico Brasileiro. Adaptado de (CEPEL, 2017).

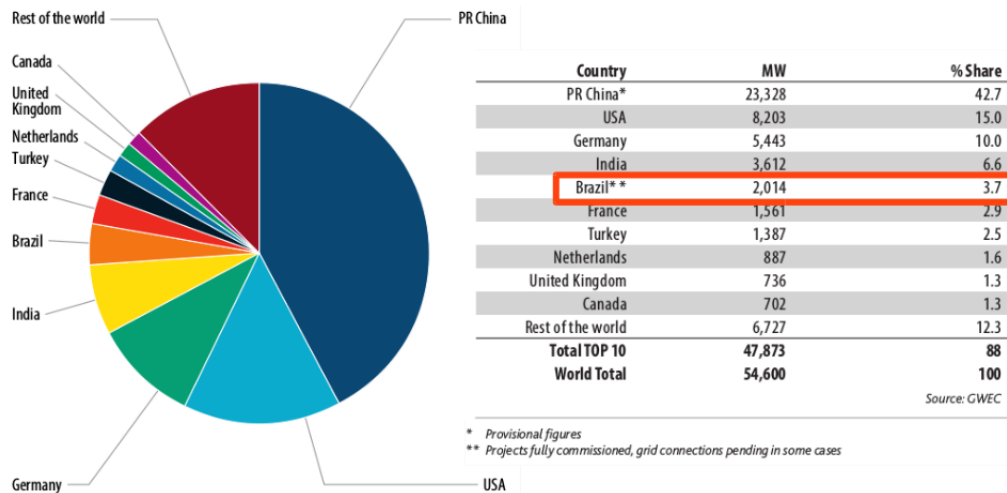


Figura 6 – Ranking dos 10 países com maior capacidade instalada de energia eólica. Adaptado de (GWEC, 2017).

No ano de 1919, o físico alemão Albert Johann Betz estabeleceu que a potência máxima teórica que uma turbina eólica pode extrair do potencial eólico disponível é igual a 59,3%, valor conhecido como coeficiente de potência de Betz ou limite de Betz. Este físico demonstrou cientificamente que a eficácia dos conversores eólicos na extração da energia do fluxo de ar é limitada, pois a velocidade do vento não se torna nula após sua passagem pelas pás do aerogerador. Isto significa que somente parte da energia dos ventos

foi realmente transformada em energia mecânica, visto que a razão entre a potência que é extraída do vento e a potência do vento sem perturbação é uma função que possui seu máximo valor igual a $1/3$, equivalente ao valor máximo para a potência extraída do vento de 0,59 vezes ou $16/27$ da potência total do vento (PICOLO; BUHLER; RAMPINELLI, 2014).

Para melhor compreensão da disponibilidade do recurso eólico é necessário primeiramente determinar a energia presente nos ventos, equivalente a energia cinética contida em um escoamento de ar, dada pela expressão (2.1) (CARVALHO, 2006).

$$E = \frac{1}{2}m_{ar}v_{vento}^2 \quad (2.1)$$

Onde:

- m_{ar} é a massa de ar em kg;
- v_{vento} é a velocidade do vento em m/s.

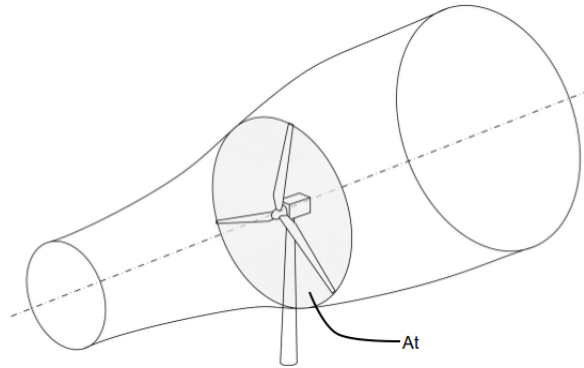


Figura 7 – Volume de controle de uma turbina eólica de eixo horizontal. Adaptado de (SILVA, 2013).

A partir da Figura 7, considerando a área varrida pelas pás do aerogerador (A_t), a quantidade de massa de ar por unidade de tempo que é empurrada através dessa área pela coluna de ar e a massa específica do fluido como sendo ρ , podemos determinar a vazão mássica, utilizando a equação (2.2).

$$\dot{m} = \rho A_t v_{vento} \quad (2.2)$$

A quantidade de energia que atravessa essa mesma área por unidade de tempo, é obtida combinando (2.1) e (2.2). Logo, a potência disponível é dada pela equação (2.3):

$$P_{disp} = \frac{1}{2}\rho A_t v_{vento}^3 \quad (2.3)$$

A equação (2.3) faz referência a um caso ideal, no qual a velocidade a montante da turbina, v_1 , é igual a velocidade a jusante da turbina, v_2 , ou seja, essa potência é igual a potência disponível no vento. Pode-se constatar que a potência disponível no vento é proporcional ao cubo da velocidade do vento, tal fato revela que a potência é fortemente dependente da velocidade do vento. Logo se essa grandeza duplicar, isso gerará um aumento de oito vezes na potência (PICOLO; BUHLER; RAMPINELLI, 2014).

Como visto anteriormente, é impossível que a conversão de energia cinética dos ventos em energia mecânica seja total. Nesse sentido, definiu-se o coeficiente de potência C_p , como uma forma de caracterizar rotores aerodinâmicos e de expressar a razão entre a potência mecânica que pode ser extraída pelo eixo da turbina e a potência disponível no vento (VIANA, 2010).

$$C_p = \frac{P_{mec}}{P_{disp}} \quad (2.4)$$

Assim, é possível obter a potência mecânica (P_{mec}) disponível no eixo da turbina eólica, combinando (2.3) e (2.4), como demonstrado a seguir:

$$P_{mec} = \frac{1}{2} C_p \rho A_t v_{vento}^3 \quad (2.5)$$

Interessam ainda algumas relações que também podem expressar o coeficiente de potência em função da razão entre a velocidade linear da ponta da pá e a velocidade não perturbada do vento, denominada razão de velocidades da pá ou *tip speed ratio* (TSR), representada pelo símbolo λ e calculada conforme a equação (2.6) (VIANA, 2010).

$$\lambda = \frac{R_r \omega_t}{v_1} \quad (2.6)$$

Onde:

- R_r é o raio do rotor da turbina;
- ω_t é a velocidade angular do rotor da turbina.

Em 1998, Siegfried Heier propôs um modelo que foi obtido empiricamente e procura representar precisamente a aerodinâmica das turbinas eólicas modernas construindo uma relação com o coeficiente de potência, a razão de velocidades da pá e o ângulo de passo de pá ou *pitch*, β . A equação (2.7) demonstra essa relação (CHEN; GUERRERO; BLAABJERG, 2009).

$$C_p(\lambda, \beta) = 0,22 \left(\frac{116}{\lambda_i} - 0,4\beta - 5 \right) \exp\left(\frac{-12,5}{\lambda_i} \right) \quad (2.7)$$

Onde,

$$\lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda + 0,08\beta} - \frac{0,035}{\beta^3 + 1}} \quad (2.8)$$

Com base nas definições acima, pode-se então elaborar a curva do coeficiente de potência absorvida pela turbina eólica em função de λ e β .

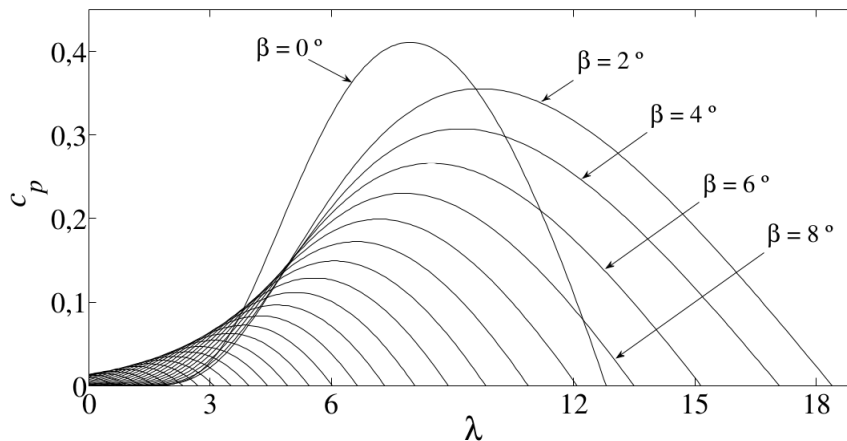


Figura 8 – Curvas C_p x λ para diferentes valores de β (BARROS et al., 2015).

Ao fazer a análise do gráfico da Figura 8, observa-se que cada velocidade do vento corresponde a um único valor de velocidade da turbina na qual a potência extraída é máxima. Portanto, é necessário controlar a velocidade de rotação da turbina de maneira a manter C_p e λ nos seus valores ótimos para diferentes velocidades do vento (KOUTROLIS; KALAITZAKIS, 2006).

2.2 Conversão de Energia

A conversão de energia cinética dos ventos, disponível em forma de energia mecânica no eixo do rotor da turbina eólica em energia elétrica é realizada com o emprego de um gerador elétrico, que por sua vez pode ser um gerador assíncrono (máquina de indução) ou um gerador síncrono.

2.2.1 Tipos de Sistemas de Geração Eólica

A respeito das tecnologias de geração eólica existentes na atualidade, as principais topologias se dividem em 4 diferentes grupos, classificados de acordo com seus princípios de funcionamento e de operação (MOURA, 2017).

2.2.1.1 Sistema de Geração Eólica do Tipo 1

O sistema de geração eólica do tipo 1, também denominado sistema de geração eólica de velocidade fixa, uma vez que é limitado a operar dentro de uma faixa relativamente estreita de velocidades, é caracterizado pela conexão direta do gerador eólico à rede elétrica, método conhecido como “conceito dinamarquês”.

Essa topologia faz uso de Geradores de Indução com Rotor de Gaiola de Esquilo (GIRGE), devido a sua capacidade de fornecer potência à rede elétrica mesmo quando ocorre variações na velocidade de seu eixo mecânico. As conexões adotadas para este sistema podem ser observadas na Figura 9.

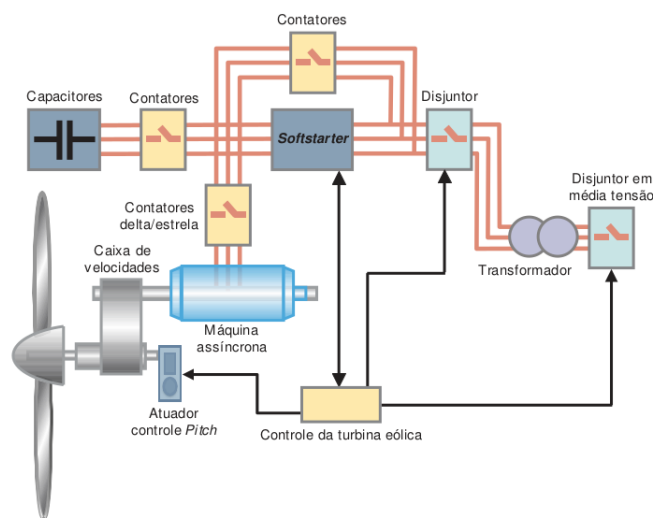


Figura 9 – Sistema de geração eólica do tipo 1 (MOURA, 2017).

São sistemas que possuem construção simples e barata, pois dispõem o uso de dispositivos de sincronização ou de controle do gerador. No entanto, pela não utilização de dispositivos intermediários entre o gerador e a rede elétrica, possui como uma de suas principais desvantagens o fato de que as variações de velocidade do vento resultam em flutuações de tensão e de potência no ponto de conexão com o sistema elétrico, o que torna o controle mecânico da turbina o único meio de limitação da potência gerada.

2.2.1.2 Sistema de Geração Eólica do Tipo 2

Por se tratar de um sistema com maior flexibilidade de operação que o sistema do tipo 1, o sistema do tipo 2 é também denominado de sistema de geração eólica de velocidade semi-variável.

Esse sistema de geração eólica utiliza um Gerador de Indução com Rotor Bobinado (GIRB) conectado diretamente na rede elétrica assim como o sistema citado anteriormente. Os enrolamentos do rotor do gerador, nesse tipo de sistema, são dotados de

dispositivos (passivos ou ativos) responsáveis por variar a resistência total do circuito, como indicado na Figura 10.

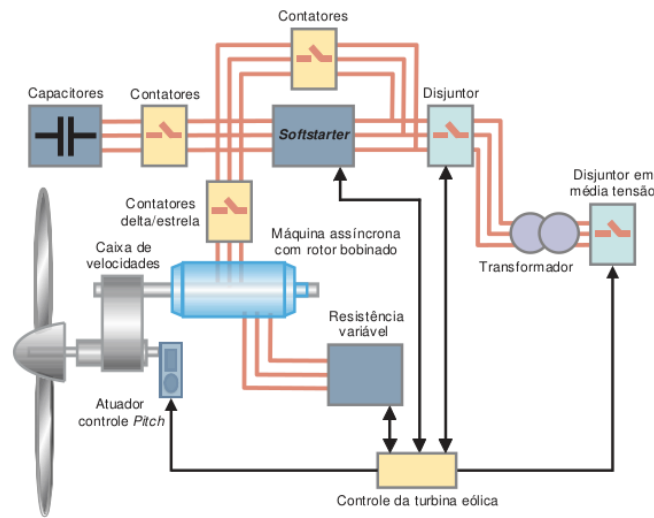


Figura 10 – Sistema de geração eólica do tipo 2 (MOURA, 2017).

O ajuste da resistência total dos enrolamentos do rotor do gerador, torna possível o controle do seu conjugado com base em seu carregamento mecânico, resultando em uma maior flexibilidade quando tratamos da faixa de velocidades de operação da turbina, em comparação com a topologia do tipo 1.

Esse método de controle de conjugado possui baixa eficiência, considerando que toda a potência entregue aos enrolamentos do rotor do gerador é dissipada em forma de calor pelas resistências.

2.2.1.3 Sistema de Geração Eólica do Tipo 3

Atualmente, emprega-se grandes esforços para o aprimoramento das tecnologias voltadas para os sistemas de geração eólica do tipo 3, sistemas de velocidade variável, aplicados às turbinas concebidas para extrair a máxima potência em uma ampla faixa de velocidades do vento. Tal fato é exemplificado na Figura 11.

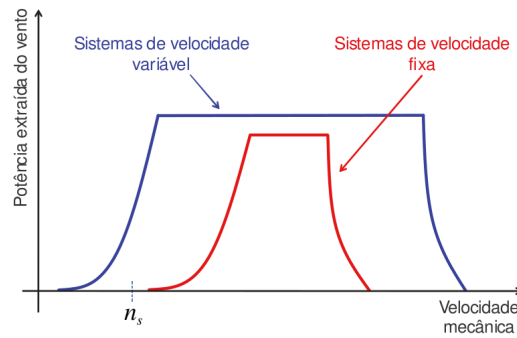


Figura 11 – Faixas de extração de potência do vento por um parque eólico dotado de sistemas de velocidade fixa e de velocidade variável (MOURA, 2017).

Um aspecto relevante nesse tipo de geração é a necessidade do uso de conversores eletrônicos destinados à adequação e conexão dos complexos eólicos e suprimento de cargas, uma vez que as variações na velocidade do vento são responsáveis por rotações não controladas dos geradores e por variações da frequência das tensões geradas.

Outro fato importante é que esse sistema de geração eólica faz uso de um GIRB, cuja denominação comumente adotada no inglês é *Double Fed Induction Generator* (DFIG), "duplamente excitado" ou "duplamente alimentado", e reflete o fato de que o estator da máquina é alimentado pela rede elétrica ao mesmo tempo que seu rotor é suprido por um conversor de potência, como indicado na Figura 12.

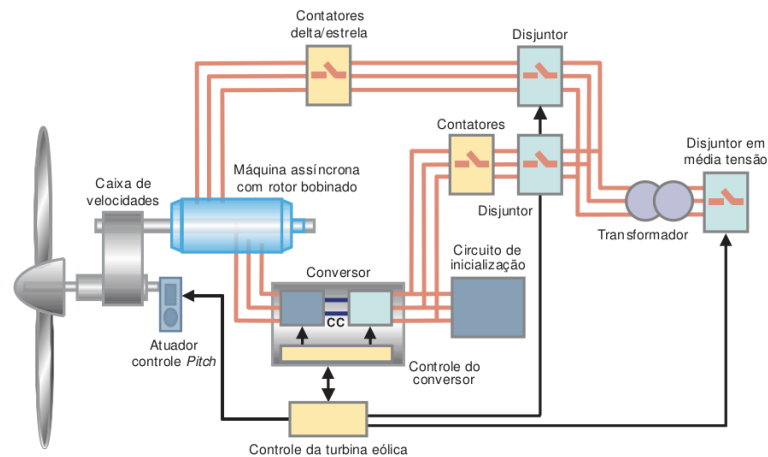


Figura 12 – Sistema de geração eólica do tipo 3 (MOURA, 2017).

O objetivo do conversor conectado do lado do rotor é controlar o conjugado eletromagnético da máquina de indução, enquanto o conversor do lado da rede é manter a tensão do barramento ou *link* CC constante, fornecendo ou extraíndo potência dos enrolamentos do rotor do gerador, dependendo da velocidade do eixo mecânico. De forma resumida os conversores de potência, são necessários para que a máquina de indução opere como gerador independente da velocidade do eixo mecânico.

2.2.1.4 Sistema de Geração Eólica do Tipo 4

Assim como o sistema de geração do tipo 3, trata de um sistema de velocidade variável, contudo faz uso de Geradores Síncronos (GS) para conversão eletromecânica de energia. Destaca-se que esses sistemas são caracterizados pela conexão do gerador eólico à rede elétrica por intermédio de um conversor (conversor pleno ou *full converter*), tendo em vista que toda a potência produzida pela turbina eólica é transmitida pelo mesmo, na Figura 13 é detalhada essa topologia.

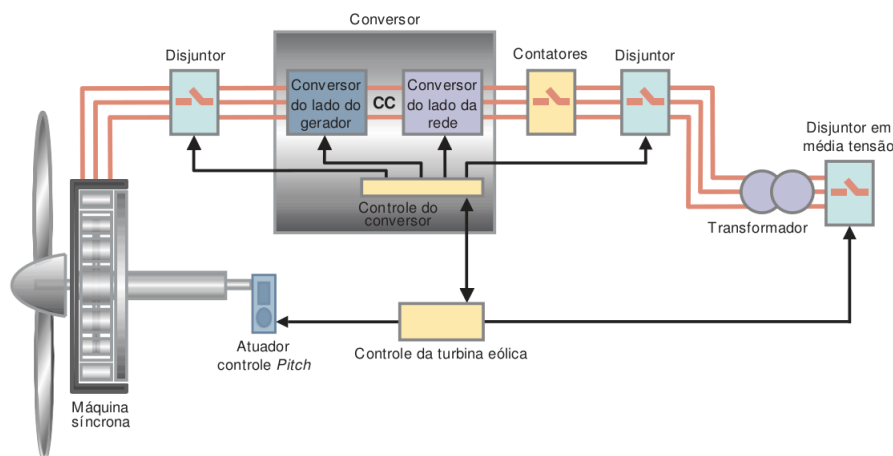


Figura 13 – Sistema de geração eólica do tipo 4 (MOURA, 2017).

Por meio da figura acima pode-se observar uma notável característica desse sistema de geração, qual seja: a ausência da caixa de velocidades, utilizada nas topologias citadas anteriormente para adaptar a velocidade de rotação do rotor da turbina (baixa velocidade de rotação) para a operação do gerador (alta velocidade de rotação). Como o estator do gerador de indução era conectado diretamente na rede elétrica, sendo sua velocidade síncrona definida pela frequência do sistema elétrico, seu uso é indispensável nesses sistemas (tipo 1, 2 e 3).

Por não fazer uso da caixa de velocidades, as tensões induzidas no estator do gerador síncrono possuem frequência e amplitude variáveis, determinadas pela velocidade da turbina eólica. Nesse contexto, os conversores de potência fazem a adaptação das tensões de saída da unidade de geração eólica e, uma vez que não é necessário adaptar as velocidades mecânicas envolvidas, o sistema de geração eólica do tipo 4 possui a mais ampla faixa de operação dentre todos os outros tipos, possuindo melhor eficiência de conversão da energia dos ventos.

Contudo, mesmo havendo crescente avanço tecnológico e utilização das máquinas síncronas, as máquinas de indução se mantêm competitivas e amplamente empregadas, seguidos dos sistemas de geração do tipo 4, como indicado na Figura 14.

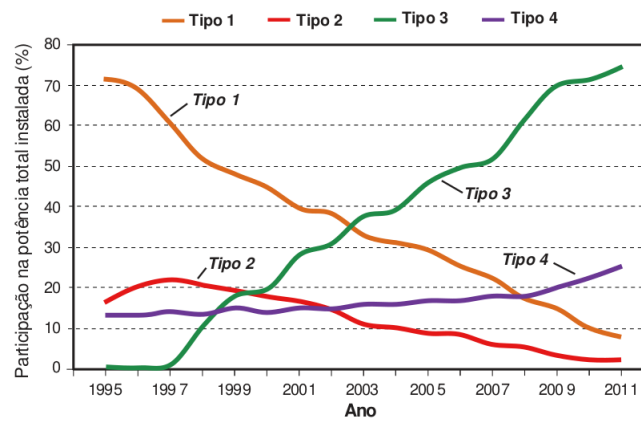


Figura 14 – Participação das diferentes filosofias de geração de energia eólica na potência instalada mundial (MOURA, 2017).

2.2.2 Conversores de Conexão

Existem diversas topologias de conversores de conexão, os quais atendem as necessidades de cada tipo de sistema de geração de energia eólica, uma vez que cada sistema possui características distintas. Os conversores eletrônicos permitem que o gerador opere com controle de velocidade variável (SGUAREZI; CARDOSO, 2014).

O diagrama representado na Figura 15, apresenta conexões típicas de sistemas geração eólica que podem adotar geradores de indução e geradores síncronos, que podem fornecer potência para cargas locais, redes de distribuição ou para a rede básica de um sistema integrado (MOURA, 2017).

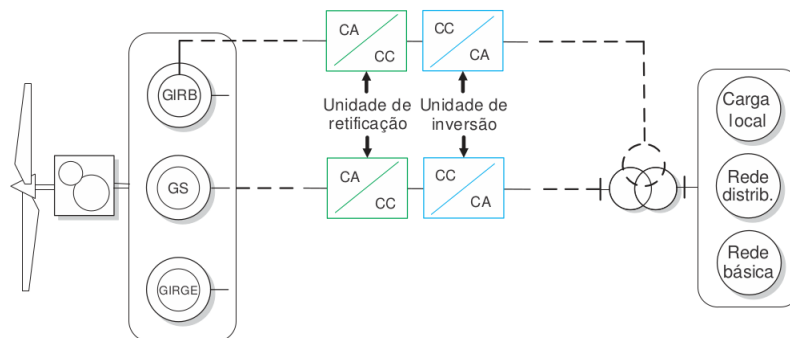


Figura 15 – Diagrama genérico típico dos sistemas de geração eólica (MOURA, 2017).

Nesse contexto, as principais topologias de conversores eletrônicos de conexão empregados, segundo (MOURA, 2017), podem ser divididos em três grupos: conversor de conexão do tipo A, tipo B e tipo C, e seus esquemáticos podem ser observados na sequência.

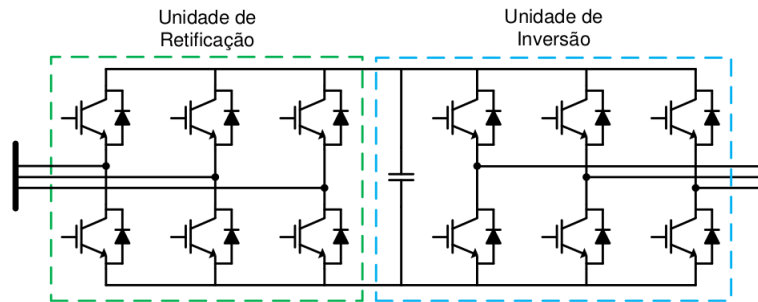


Figura 16 – Conversor de conexão do tipo A (MOURA, 2017).

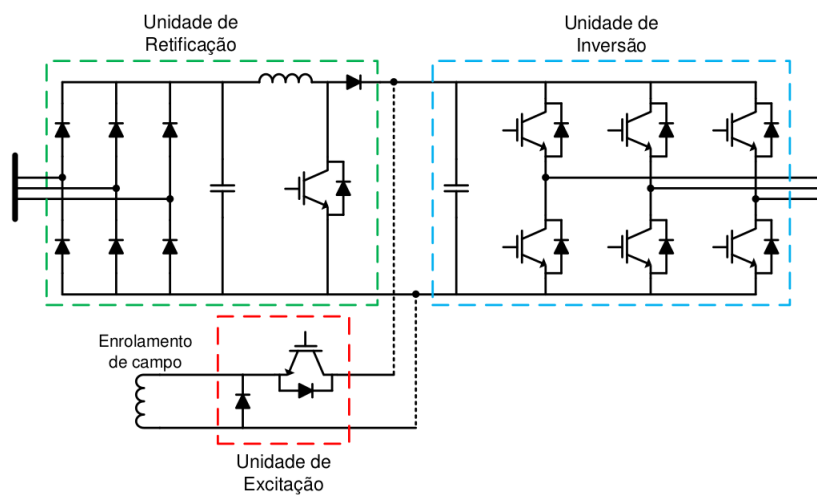


Figura 17 – Conversor de conexão do tipo B (MOURA, 2017).

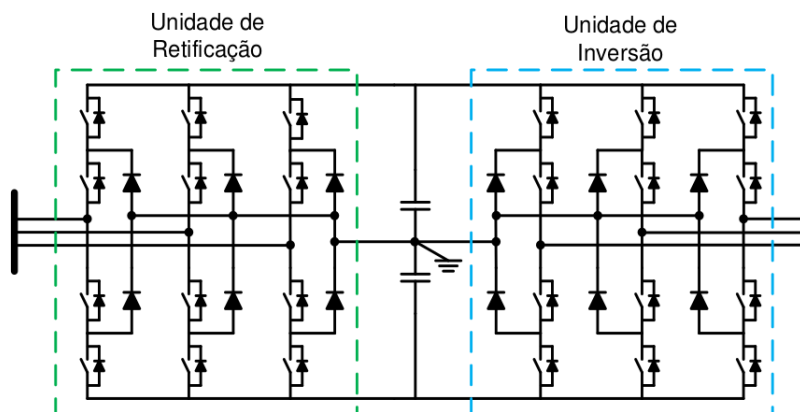


Figura 18 – Conversor de conexão do tipo C (MOURA, 2017).

O conversor de conexão do tipo A (Figura 16), também conhecido como conversor *back to back*, é constituído de duas unidades, sendo uma de retificação, responsável pela extração da máxima potência disponível no vento e uma de inversão, que atua como uma fonte de tensão denominada de *Voltage Source Inverter* (VSI) de dois níveis, a qual

mantém constante a tensão no elo de corrente contínua. Ambas unidades empregam o *Insulated Gate Bipolar Transistor* (IGBT).

Já o conversor de conexão do tipo B (Figura 17) possui uma unidade de retificação constituída por uma ponte retificadora trifásica não-controlada auxiliada por um conversor CC/CC do tipo *boost*, que por sua vez cumpre a função de controle da extração de potência da turbina eólica, já que a ponte retificadora em pauta não é capaz de exercer tal função. E sua unidade de inversão é idêntica a do conversor do tipo A. Quando utilizados geradores síncronos de rotor bobinado, empregam-se conversores CC/CC do tipo *buck*, com o objetivo de suprir a corrente do enrolamento de campo do gerador, essa configuração é feita por alguns fabricantes como uma alternativa ao uso de materiais aplicados na confecção do rotor de ímã permanente.

Por último, os conversores do tipo C (Figura 18) são os conversores de potência denominados conversores multiníveis, que funcionam por meio de técnicas de geração de tensões senoidais a partir de um determinado número de níveis de tensão em corrente contínua. Por aumentarem a tensão de saída, permitem a eliminação do transformador de potência utilizado nos sistemas de geração eólica convencionais. Apesar de utilizarem estratégias de chaveamento que o tornam mais eficientes, apresentam alto custo quando empregados em sistemas de geração eólica com baixa potência, pois a quantidade de chaves semicondutoras necessárias para sua constituição é alta.

2.3 Conversor Boost

Os conversores CC-CC são dispositivos que possuem a capacidade de receber um determinado nível de tensão ou corrente contínua em seus terminais de entrada e transformar em outro nível de tensão ou de corrente contínua na sua saída. Tal transformação varia com o tipo de conversor que está sendo utilizado e o seu respectivo regime de trabalho. Os principais conversores desse tipo são: o conversor abaixador de tensão, conhecido como *buck*; o conversor elevador de tensão, conhecido como *boost*; e o conversor abaixador-elevador de tensão, conhecido como *buck-boost* (DIAS, 2015).

2.3.1 Topologia do Conversor Boost

O conversor *boost*, também conhecido como conversor elevador de tensão, tem como principal característica regular a tensão média de saída para um nível igual ou superior ao de entrada (VILELA, 2011).

A variação da tensão de saída causada pela mudança da tensão de entrada ou da carga conectada à saída do conversor pode ser por muitas vezes indesejada. No entanto, esse problema pode ser reduzido dinamicamente a níveis satisfatórios, dependendo da técnica utilizada, ao se aplicar as teorias de controle em malha fechada (TEIXEIRA;

VIAJANTE; MARRA, 2008). O circuito de potência simplificado do conversor *boost* está apresentado na Figura 19.

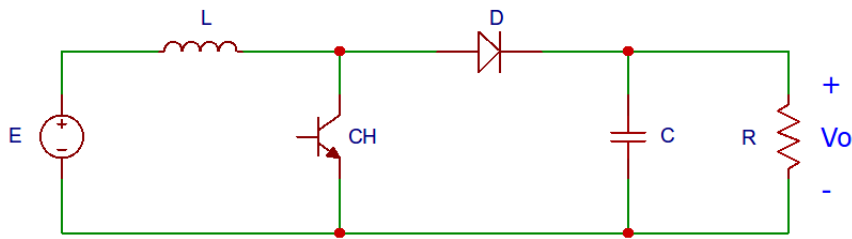


Figura 19 – Topologia do conversor *boost* ideal.

A tensão de entrada está em série com um grande indutor que age como uma fonte de corrente, a chave está conectada em paralelo com a fonte de corrente e a saída é desligada periodicamente, o que resulta no fornecimento de energia por meio do indutor e da fonte para aumentar a tensão média de saída (VILELA, 2011). Esse conversor apresenta ainda um diodo para evitar que o capacitor descarregue durante o tempo no qual o transistor esteja em condução, além de possuir um capacitor na saída para manter a tensão de saída dentro de uma faixa desejada (TEIXEIRA; VIAJANTE; MARRA, 2008).

Em outras palavras, pode-se dizer que quando *CH* é ligada, a tensão *E* é aplicada ao indutor, o diodo fica reversamente polarizado (pois $V_0 > E$) e dessa forma, acumula-se energia em *L*, que será enviada ao capacitor e à carga quando *CH* desligar (VILELA, 2011).

Ainda segundo (VILELA, 2011), para um conversor *boost* operando no modo de condução contínua (MCC), os valores de indutância *L* e capacitância *C* para o projeto do conversor podem ser obtidos utilizando as equações (2.9) e (2.10) respectivamente.

$$L = \frac{E \times k}{f_s(\Delta I_L \times I_L)} \quad (2.9)$$

$$C = \frac{I_O \times k}{f_s(\Delta E \times I_O)} \quad (2.10)$$

Onde:

- E = Tensão de entrada;
- k = *Duty cycle*;
- f_s = Frequência de chaveamento;
- I_L = Corrente de entrada;
- I_O = Corrente de saída.

2.3.2 Modulação por Largura de Pulso (PWM)

A modulação por largura de pulso, em inglês *pulse width modulation* (PWM) é uma das diversas metodologias utilizadas para a geração dos sinais destinados ao acionamento de chaves semicondutoras que constituem conversores (MOHAN; UNDELAND; ROBBINS, 2003).

A metodologia para a determinação dos pulsos de acionamento é baseada na comparação de um sinal modulador, que determina a forma de onda desejada nos terminais de saída do inversor, com uma onda triangular de alta frequência, como ilustrado na Figura 20. Nota-se que a intersecção entre os dois sinais determina o instante do chaveamento para a geração dos pulsos desejados (ROCHA, 2014).

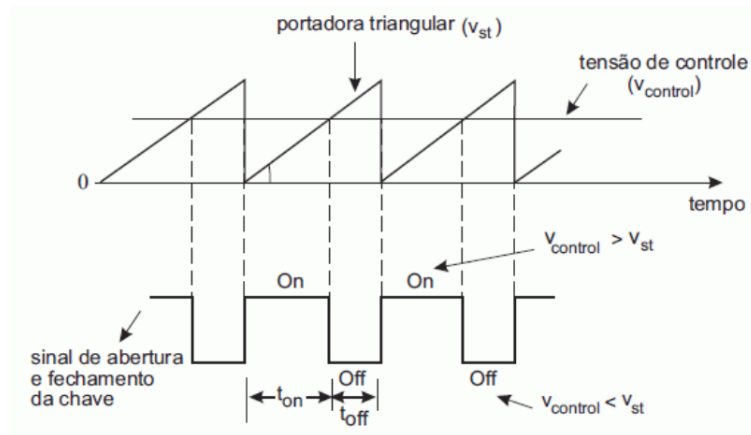


Figura 20 – Determinação dos instantes de chaveamento (ROCHA, 2014).

O instante de chaveamento pode ser representado pelo ciclo de chaveamento também denominado como ciclo de trabalho ou como é conhecido em inglês, *duty cycle* (k), que irá determinar por quanto tempo a chave permanecerá fechada ou aberta. As Figuras 21 e 22 demonstram o conversor *boost* operando nesses dois casos.

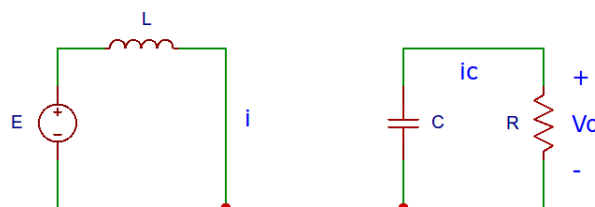


Figura 21 – Conversor *boost* ideal operando com a chave fechada.

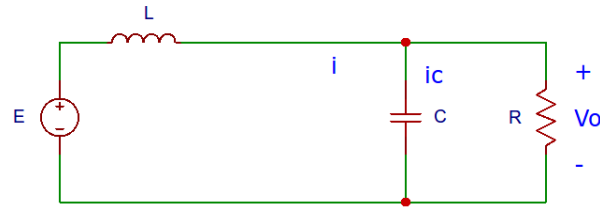


Figura 22 – Conversor *boost* ideal operando com a chave aberta.

O primeiro momento, trata-se da etapa de magnetização e durante esse período a chave CH está comandada a conduzir, isto é, encontra-se fechada e o diodo D está bloqueado, pois está reversamente polarizado, fato que resulta no armazenamento de energia no indutor L proveniente da fonte E . Quando a chave é comandada a abrir e para de conduzir, ocorre a desmagnetização do indutor L e nesse momento o diodo está conduzindo, ocasionando a liberação de energia que foi armazenada no indutor para a carga que se encontra na saída do conversor (TIBOLA, 2009).

As curvas apresentadas na Figura 23, representam as formas de onda observadas sob condições que permitem a linearização das equações, ou seja, a frequência de chaveamento, valores da indutância e capacitância (TEIXEIRA; VIAJANTE; MARRA, 2008).

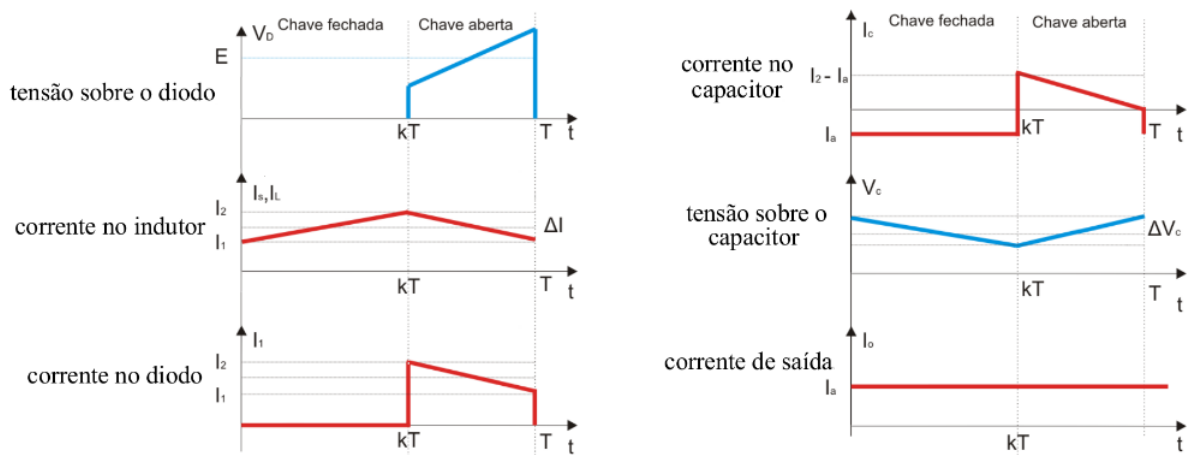


Figura 23 – Principais formas de onda do conversor *boost* (TEIXEIRA; VIAJANTE; MARRA, 2008).

A relação entre as tensões de entrada e saída de um conversor *boost* ideal está sintetizada na equação (2.11).

$$\frac{V_0}{E} = \frac{1}{1 - k} \quad (2.11)$$

Uma outra forma de representar essa relação é por meio do gráfico a seguir, no qual é apresentado o comportamento do conversor *boost* baseado na equação (2.11).

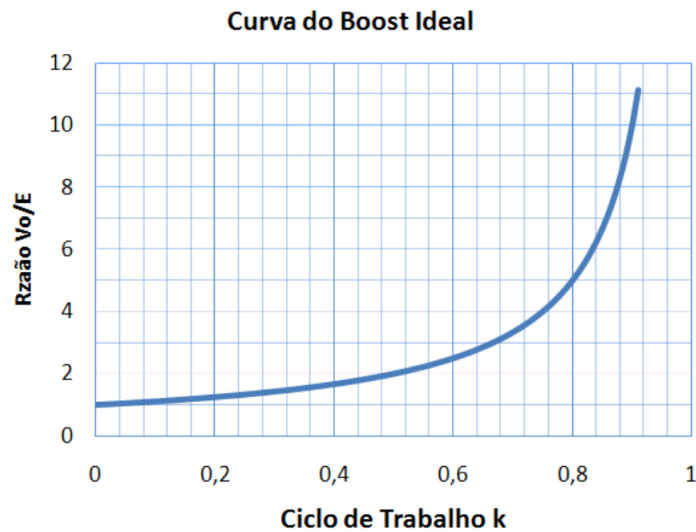


Figura 24 – Gráfico do comportamento de um conversor *boost* ideal (TEIXEIRA; VIAJANTE; MARRA, 2008).

2.4 Técnicas de Rastreamento do Ponto de Máxima Potência

Nos sistemas de geração de energia eólica, sejam eles conectados à rede de energia elétrica ou não, é de grande interesse que a máxima potência elétrica seja extraída do gerador. Para tal, são empregadas as técnicas de MPPT (*Maximum Power Point Tracker*) e busca-se a implementação de algoritmos de rastreamento cada vez mais elaborados que proporcionam operação contínua no PMP (Ponto de Máxima Potência).

As grandezas envolvidas na característica de extração de potência dos sistemas de geração eólica, se tornam de grande utilidade em razão da velocidade do vento ser um parâmetro variável; e por isso é necessário o ajuste da velocidade de rotação da turbina para que garanta a máxima extração de potência a cada instante de funcionamento (GOMES; SILVEIRA, 2014).

As técnicas de MPPT geralmente são classificadas em duas categorias, onde a primeira utiliza os conhecimentos dos parâmetros característicos da turbina no qual pode requerer conhecimento de parâmetros diferentes e a medição de grandezas diferentes. Já a segunda categoria utiliza-se de métodos iterativos, isto é, utiliza-se cálculos sistemáticos que visam o ajuste das grandezas operativas da máquina, garantindo a convergência para o ponto da máxima extração de potência (GOMES; SILVEIRA, 2014). Na Figura 25 podemos observar um diagrama que apresenta a classificação dos métodos de rastreamento do máximo ponto de potência.

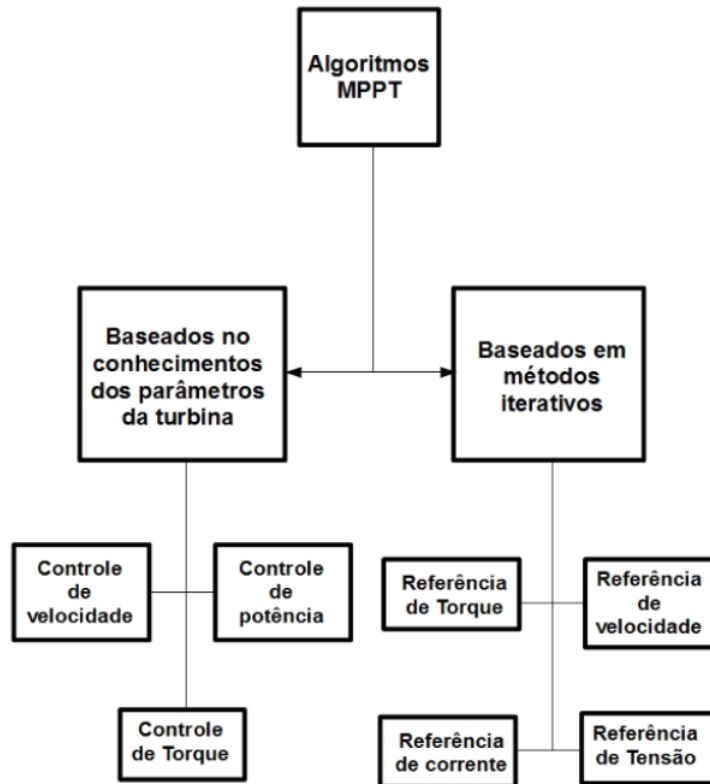


Figura 25 – Classificação dos métodos de busca do máximo ponto de potência MPPT (GOMES; SILVEIRA, 2014).

Caso o rastreamento do máximo ponto de potência requiera o controle da potência, é necessário a medição da velocidade de rotação e da potência de saída do gerador além do conhecimento da curva característica de potência da turbina. Para a utilização do controle por velocidade é necessário o conhecimento prévio do TSR ótimo, a medição da velocidade do vento e da velocidade de rotação do gerador (GOMES; SILVEIRA, 2014).

As turbinas eólicas são controladas de modo a operarem em limites específicos da velocidade do vento definidos pela velocidade de arranque (V_{cut-in}) e a velocidade de paragem ($V_{cut-out}$). Além destes limites, a turbina deve ser parada para proteger o gerador e a própria turbina eólica (ABDULLAH et al., 2012).

Na Figura 26 é apresentada a curva de potência típica de uma turbina eólica, onde se podem observar três diferentes regiões de operação. Na primeira região, caracterizada por uma baixa velocidade do vento, a turbina deve estar parada e desconectada da rede para prevenir que seja acionada pelo gerador. A segunda região está delimitada por V_{cut-in} , na qual a turbina começa a trabalhar, e $V_{nominal}$ onde a turbina produz a potência nominal. É nesta região que é aplicado o algoritmo MPPT de forma a extrair a potência máxima do vento. Na terceira região, delimitada por $V_{nominal}$ e $V_{cut-out}$, a potência da turbina é limitada para que a turbina e o gerador não entrem em sobrecarga, sendo que a turbina é parada quando a velocidade do vento é maior ou igual a $V_{cut-out}$, de forma a evitar

possíveis danos estruturais (ABDULLAH et al., 2012).

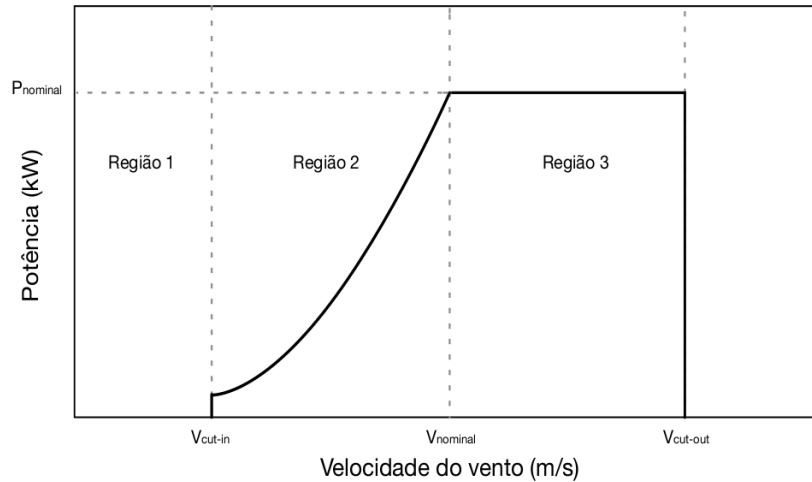


Figura 26 – Curva de potência típica de uma turbina eólica (LUÍS, 2015).

Por fim, a adequação da fonte primária dos sistemas de geração de energia eólica, o vento, se dá através da utilização de diferentes algoritmos de MPPT, os quais serão apresentados na sequência.

2.4.1 Tip Speed Ratio Control (TSRC)

A potência para uma certa velocidade do vento é máxima em um determinado valor de velocidade rotacional, chamada velocidade rotacional ótima, $\omega_{\text{ótimo}}$. Esta velocidade rotacional ideal corresponde ao *tip speed ratio* ótimo, $\lambda_{\text{ótimo}}$. Para rastrear a máxima potência possível, a turbina deve sempre operar em torno do valor de $\lambda_{\text{ótimo}}$.

Portanto, esse método procura forçar o sistema de conversão de energia a permanecer neste ponto comparando-o com o valor real e alimentando essa diferença com o controlador. Isto é realizado controlando a velocidade rotacional da turbina eólica, de modo que ela sempre gire na velocidade rotacional ideal. O ponto ótimo do TSR pode ser determinado experimentalmente ou teoricamente e armazenado como referência (ABDULLAH et al., 2012).

Embora esse método pareça simples, pois a velocidade do vento é medida direta e continuamente, uma medição precisa da velocidade do vento é impossível e essa estimação em tempo real com precisão, aumenta os custos consideravelmente em sistemas de pequeno porte (DUARTE et al., 2017). A Figura 27 apresenta o diagrama de blocos simplificado do método TSRC.

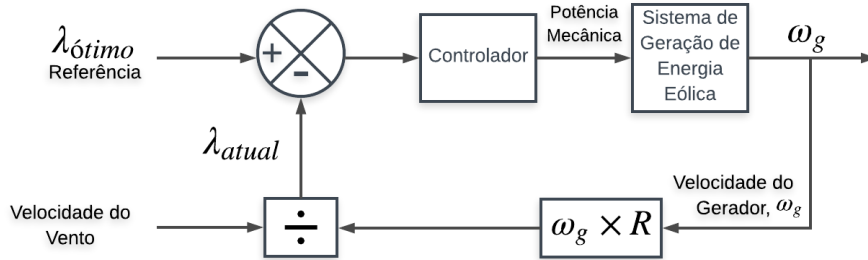


Figura 27 – Diagrama de blocos simplificado do método *Tip Speed Ratio control*. Adaptado de (ABDULLAH; YATIM; TAN, 2011).

2.4.2 Optimal Torque Control (OTC)

Como mencionado anteriormente, manter a operação do sistema em funcionamento em torno do $\lambda_{ótimo}$ garante a máxima conversão da energia eólica disponível em forma mecânica. O princípio deste método é controlar o torque do gerador, onde a expressão analítica da curva de torque ótima é dada como um torque de referência para o controlador que está conectado à turbina eólica.

Em geral, esse método é simples, rápido e eficiente. Contudo a eficiência é menor em comparação ao método de controle TSRC, porque não mede a velocidade do vento diretamente, o que significa que as mudanças de vento não são refletidas instantaneamente e significativamente no sinal de referência (ABDULLAH et al., 2012). Na Figura 28 podemos observar o diagrama de blocos simplificado do método.

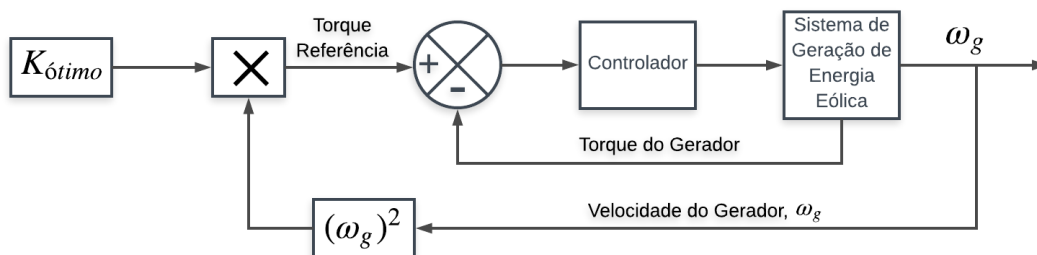


Figura 28 – Diagrama de blocos simplificado do método *Optimal Torque Control*. Adaptado de (ABDULLAH; YATIM; TAN, 2011).

2.4.3 Power Signal Feedback Control (PSFC)

O método de controle através do PSFC utiliza a ferramenta *lookuptable* que consiste em uma tabela de consulta que apresenta valores ótimos de potência em relação a velocidade de rotação observados experimentalmente. A curva ótima de potência é obtida à priori através de resultados experimentais, construindo a tabela com valores de potência desenvolvida pela turbina em função da velocidade angular ou utilizando a potência

de saída no barramento CC e os valores de tensão do barramento (GOMES; SILVEIRA, 2014).

O princípio do método PSFC consiste em obter o valor ótimo da variável proveniente da *lookuptable* e comparar este sinal com o valor de potência instantânea do gerador. O sinal de erro é processado pelo controlador do gerador, garantindo que a variável controlada se aproxime do valor ótimo (GOMES; SILVEIRA, 2014).

O algoritmo pode efetuar a medição de potência e prover na entrada a velocidade ótima de funcionamento. Pode também aproximar a curva por um polinômio, no qual pode ser calculado *online* em vez de utilizar uma ferramenta *lookuptable*. A composição desse método é simples e de rápida resposta dinâmica, entretanto a determinação da curva $P(w)$ só é possível de forma experimental acarretando grandes custos. Segundo (KAZMI et al., 2010) não existe diferença entre as técnicas PSFC e OTC em termos de performance e complexidade de implementação. A Figura 29 apresenta o diagrama de blocos simplificado do método de controle através do PSFC.

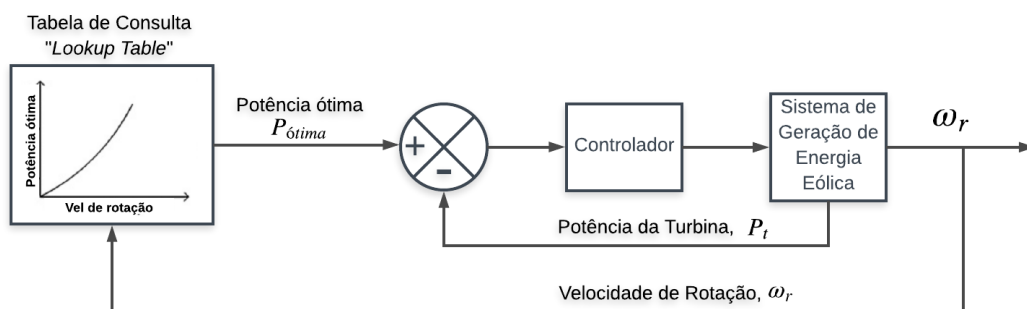


Figura 29 – Diagrama de blocos simplificado do método *Power Signal Feedback Control*. Adaptado de (ABDULLAH; YATIM; TAN, 2011).

2.4.4 *Perturbation & Observation Control (P&O)*

O método perturba e observa é uma técnica de otimização matemática usada para procurar o ponto ótimo local de uma determinada função. É amplamente utilizado em sistemas de energia eólica para determinar o ponto de operação ideal que maximizará a energia extraída. Esse método é baseado em perturbar uma variável de controle em um pequeno tamanho de etapa e observar as mudanças resultantes na função de destino até que a inclinação se torne zero. Se o ponto de operação estiver à esquerda do ponto de pico, o controlador deve movê-lo para a direita para ficar mais perto do PMP e vice-versa (ABDULLAH et al., 2012).

Assim como o método HCS, não necessita do conhecimento das características da turbina eólica ou de medições da velocidade do vento (DUARTE et al., 2017). Bem como

não requer o conhecimento da velocidade do gerador, tal característica é o que o diferencia do HCS.

Além disso, é um método simples de executar e que não necessita de sensores mecânicos, o que provoca uma redução dos custos e um aumento da fiabilidade e robustez. Entretanto a desvantagem desse método é identificada quando a turbina é sujeita a rápidas variações de vento, o que pode provocar uma falha no algoritmo, em razão do elevado tempo de resposta da turbina quando sujeita ao comando de velocidade (GOMES; SILVEIRA, 2014).

A Figura 30 expressa o diagrama de funcionamento do método P&O.

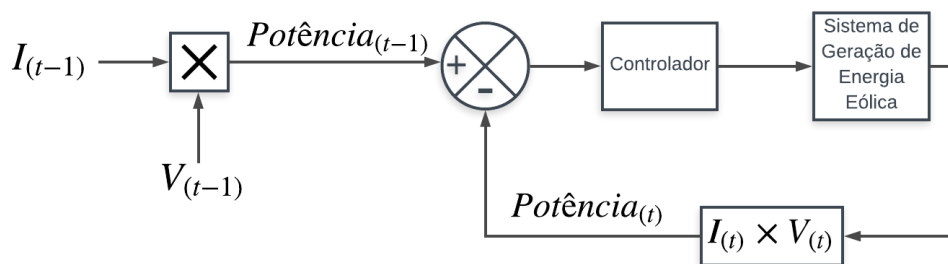


Figura 30 – Diagrama de blocos simplificado do método *Perturbation & Observation Control*.

3 Metodologia

Com base no que foi mencionado nos capítulos anteriores, uma vez que o presente trabalho tem como objetivo estudar o rastreamento da máxima potência em Sistemas de Geração Eólica, este capítulo aborda detalhes do modelo utilizado, assim como a estratégia e implementação dos algoritmos de MPPT desenvolvidos por meio da plataforma computacional ATP (*Alternative Transient Program*).

3.1 Plataforma ATP e Descrição do Modelo

A implementação dos algoritmos de rastreamento do ponto de máxima potência foi realizada no ATP. O mesmo se apresenta como uma plataforma computacional destinada à modelagem e simulação de circuitos e sistemas elétricos no domínio do tempo. Esse programa é amplamente conhecido e difundido no setor elétrico nacional e internacional, tendo em vista que o mesmo corresponde a um *software* de domínio livre e permite a realização de diversos tipos de estudos investigativos contemplando condições de funcionamento de um complexo elétrico sob condições de regime permanente, dinâmico e transitório (REIS, 2015).

O notório uso desse simulador se justifica pelas suas várias vantagens, dentre elas pode-se citar:

- Existência de uma biblioteca padrão, com diversos elementos que permitem simulações de sistemas elétricos, tais como: resistor, indutor, capacitor, fontes de alimentação, chaves, etc.;
- Possibilidade de modelagem de sistemas elétricos mediante conexão de blocos representativos, como gerador, transformador, cabos, etc.;
- Modelagem de dispositivos e sistemas de controle não convencionais por meio da linguagem de simulação *MODELS*;
- Facilidade na análise de resultados;
- Versatilidade gráfica.

O modelo utilizado neste trabalho foi originalmente desenvolvido e implementado por Alex Reis na tese "*Uma contribuição para o controle operativo de unidades eólicas: modelagem, regulação de tensão e minimização das distorções harmônicas*", publicada

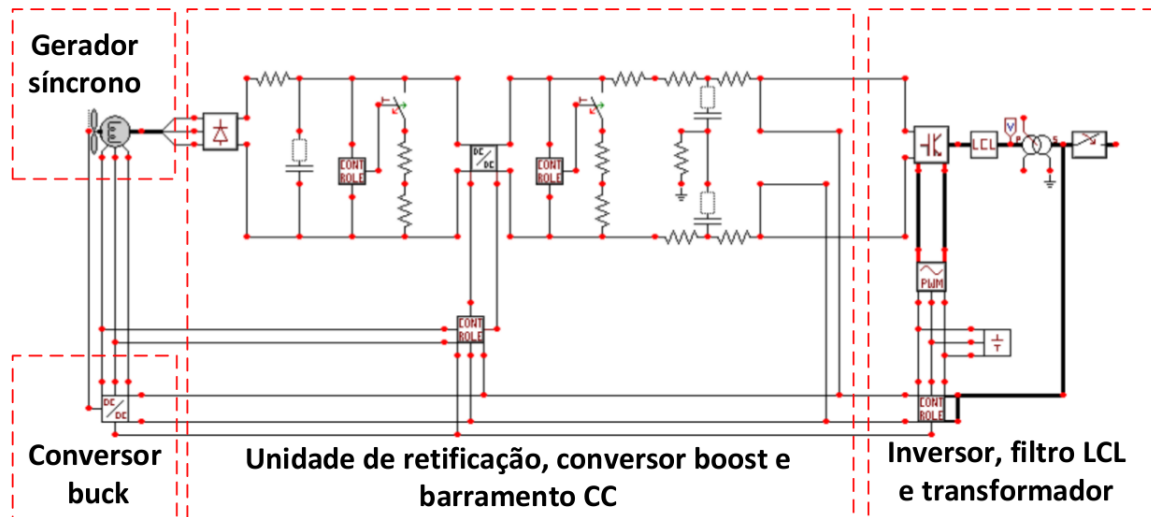


Figura 31 – Sistema completo implementado no simulador ATP (REIS, 2015).

em 2015. Maiores detalhes a respeito da implementação computacional dos elementos descritos nessa seção estão disponíveis em (REIS, 2015).

Com base na Figura 31, a seguir é apresentada de maneira simplificada a descrição da metodologia para a inserção do modelo no *software* ATP.

▷ Vento

Para a modelagem do comportamento do vento foi utilizada a linguagem *MODELS*. No Apêndice I do trabalho supracitado é possível encontrar o código fonte do componente em pauta, o qual possui como variável de saída a velocidade do vento a ser aplicada à turbina eólica.

▷ Turbina eólica e gerador síncrono

O conjunto composto pela turbina eólica e o gerador síncrono foi implementado empregando-se uma estratégia baseada em um algoritmo de cálculo desenvolvido na linguagem *MODELS* e nos recursos da biblioteca do ATP. A tese na qual esse conjunto foi desenvolvido e implementado apresenta com detalhe os módulos que compõem essa estrutura.

▷ Unidade de potência do retificador

A implementação computacional do retificador trifásico não controlado de 6 pulsos e do barramento em corrente contínua foi realizada a partir de componentes elétricos disponibilizados nas bibliotecas da plataforma ATP. No Apêndice I do trabalho em questão, o autor apresenta os cartões relacionados a estes componentes.

▷ Unidade de potência do conversor *buck* e *boost*

Para implementar as unidades de potência dos conversores *buck* e *boost* foi utilizada

uma combinação de elementos disponíveis na plataforma ATP, dentre os quais se destacam chaves controladas, resistências, indutâncias e capacitâncias. Nesse sentido, tais elementos recebem sinais de seus respectivos sistemas de controle, os quais determinam os instantes de abertura ou fechamento das chaves controladas.

▷ **Sistema de controle do conversor *buck* e *boost***

A modelagem dos sistemas de controle dos conversores *buck* e *boost* foram realizadas a partir da utilização exclusiva da linguagem *MODELS*. No Apêndice I da tese de doutorado, o autor apresenta os códigos fonte destes componentes. Nesse contexto, destaca-se que as variáveis de saída deste elemento são os sinais destinados à abertura ou fechamento das chaves controladas que compõem os circuitos de potência.

▷ **Unidade de potência do inversor**

A unidade de potência do inversor, o qual possui a topologia de um conversor fonte de tensão de dois níveis, foi modelada através de uma combinação de chaves controladas existentes na biblioteca do ATP. O sistema de controle da unidade inversora envia sinais que determinam os instantes de abertura ou fechamento destas chaves.

▷ **Sistema de controle do inversor**

A modelagem do sistema de controle da unidade inversora também foi realizada a partir da utilização exclusiva da linguagem *MODELS*. De forma semelhante aos elementos anteriores, o Apêndice I do trabalho supracitado também detalha o código fonte deste elemento. Nessa, destaca-se que as variáveis de saída deste elemento são os sinais destinados à abertura ou fechamento das chaves controladas que compõem o circuito de potência da unidade inversora. Também, para a execução do algoritmo, torna-se necessário a medição de tensões e correntes injetadas na rede elétrica pelo inversor, bem como a tensão no elo em corrente contínua.

▷ **Filtro LCL**

Para a implementação computacional do filtro LCL utilizado para acoplar o inversor à rede elétrica também foi realizada associação de resistores, capacitores e indutores disponibilizados nas bibliotecas básicas da plataforma ATP.

▷ **Outros componentes**

Outros dispositivos existentes nos sistemas elétricos de potência e necessários à simulação dos complexos de geração eólica, tais como transformadores, linhas de transmissão ou bancos de capacitores, foram modelados através de componentes previamente existentes na biblioteca da plataforma ATP.

A Tabela 1 apresenta as principais características de um aerogerador individual e seus componentes, segundo (REIS, 2015) vale ressaltar que a origem das informações se apoiam em um trabalho de coletânea de dados diversos encontrados em catálogos, artigos

técnicos e relatórios de estudos.

Tabela 1 – Características do aerogerador.

Turbina eólica	Raio (m)	40
	Velocidade nominal (m/s)	12
	Velocidade Cut in (m/s)	3
	Velocidade Cut out (m/s)	25
Gerador síncrono trifásico	Tensão nominal (V)	690
	Potência nominal (MVA)	2
	Número de pólos	120
	Frequência nominal (Hz)	17
	Reatância de eixo direto (pu)	0,68
	Reatância de eixo em quadratura (pu)	0,6
	Reatância transitória de eixo direto (pu)	0,248
	Reatância subtransitória de eixo direto (pu)	0,184
	Reatância subtransitória de eixo em quadratura (pu)	0,1
	Reatância de dispersão (pu)	0,01
	Resistência do estator (pu)	0,013
Conversor buck	Inércia do conjunto gerador e turbina ($kg\dot{m}$)	500000
	Frequência de chaveamento (Hz)	2500
Conversor boost	Indutância de saída (mH)	1
	Frequência de chaveamento (Hz)	2500
	Indutância de entrada (mH)	2
Unidade inversora	Capacitância de entrada (μF)	8000
	Capacitância (μF)	10000
	Frequência de chaveamento (Hz)	2500
	Filtro LCL – Indutância do lado do conversor (mH)	0,14
	Filtro LCL – Capacitância (μF)	780
	Filtro LCL – Resistência de amortecimento (Ω)	0,1
	Filtro LCL – Indutância do lado da rede (mH)	0,14
“Tempo morto” das chaves (μs)	8	

Além dessas informações, outros aspectos são relevantes para a implementação dos algoritmos de rastreamento do ponto de máxima potência, como o valor ótimo de C_p que é igual a 0,43821, de $\lambda_{ótimo}$ igual a 6,3251, do raio da turbina que possui valor igual a 40 e por fim, da densidade do ar no qual o valor adotado é igual a 1,225.

3.2 Implementação dos Algoritmos de Rastreamento do Ponto de Máxima Potência

Baseando-se no modelo descrito na seção anterior, o retificador e o conversor *boost* em conjunto determinam a primeira etapa de integração do aerogerador à rede elétrica. Essa etapa é caracterizada pela transformação de um conjunto de tensões de frequência e amplitude variáveis em uma grandeza contínua. Nesse elemento se concentra a estratégia

de controle destinada à realizar o rastreamento do ponto de máxima potência disponível no vento. A Figura 32 apresenta o mecanismo de controle do conversor *boost*.

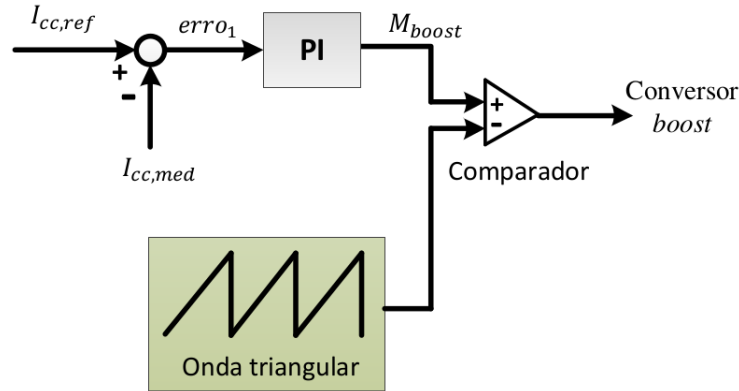


Figura 32 – Estrutura de controle do conversor *boost* (REIS, 2015).

Segundo (REIS, 2015) podemos verificar que um sinal de erro ($erro_1$) provém da comparação entre o valor de referência ($I_{cc,ref}$) e medido ($I_{cc,med}$) para a corrente existente no indutor de entrada deste conversor. Tal sinal de erro alimenta o controlador PI, o qual define um novo regime de chaveamento por meio de alterações no índice de modulação (M_{boost}). A condição de funcionamento apresentada possibilita a otimização da razão de velocidade da pá da turbina eólica, uma vez que as alterações na corrente circulante entre a máquina síncrona e retificador impactam no conjugado eletromagnético desenvolvido pela máquina.

Para analisar o sistema de geração eólica e o rastreamento do ponto de máxima potência para otimização da extração de energia, foram implementados os métodos *Optimal Torque Control* (OTC) e *Tip Speed Ratio Control* (TSRC).

3.2.1 Implementação do *Optimal Torque Control* (OTC)

Como descrito na seção anterior, este método tem como objetivo controlar o torque do gerador com o intuito de manter o sistema de geração eólica operando sempre no ponto ideal para captação de energia, ou seja, em torno dos valores ótimos do coeficiente de potência ($C_{p,ótimo}$) e da razão de velocidade da pá ($\lambda_{ótimo}$).

Para a definição das referências de corrente via MPPT, primeiro determinamos o conjugado eletromagnético ótimo ($T_{ele,ótimo}$) a ser desenvolvido pelo gerador, o qual é dado pela equação (3.1).

$$T_{ele,ótimo} = \frac{1}{2} \rho \pi R^5 \frac{C_{p,ótimo}}{\lambda_{ótimo}} \omega_{turbina}^2 = K_{ótimo} \omega_{turbina}^2 \quad (3.1)$$

Em posse desse valor, obtemos a corrente de referência ($I_{cc,ref}$) determinada por:

$$I_{cc,ref} = \frac{2T_{ele,\acute{o}timo}}{3n_p\lambda_{d,est}} = \frac{2T_{ele,\acute{o}timo}}{3n_pkM_{ff}i_{ff}} \quad (3.2)$$

Onde:

- n_p = número de pólos;
- $\lambda_{d,est}$ = fluxo de eixo direto estimado.

Para uma melhor compreensão do funcionamento do sistema, o fluxograma apresentado na Figura 33 sintetiza a lógica para a geração de referências de corrente no indutor do conversor *boost*. A maneira como o algoritmo foi implementado no *software* ATP encontra-se no Apêndice A deste trabalho.

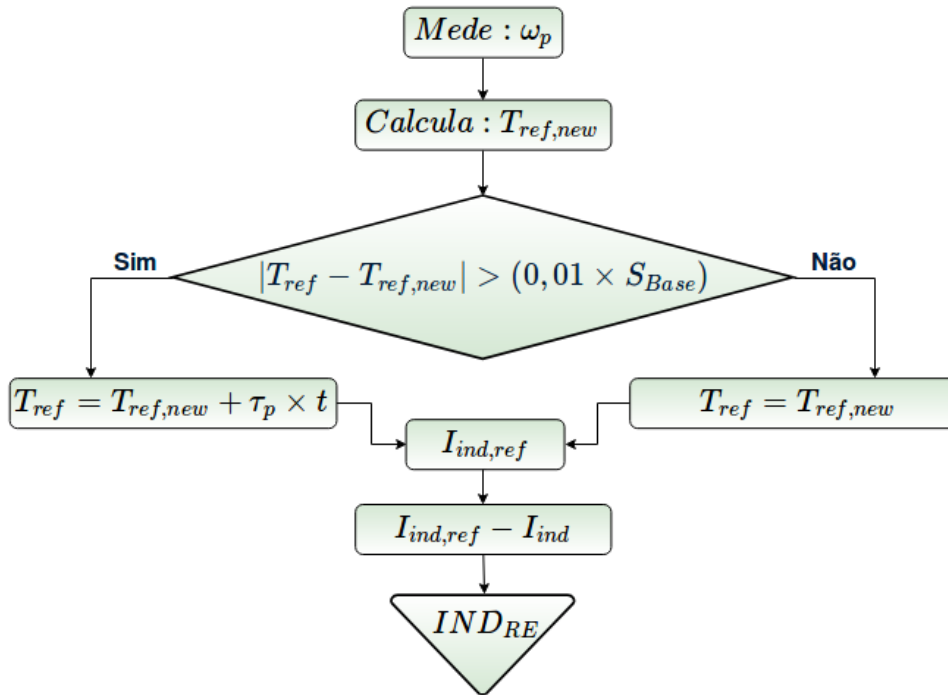


Figura 33 – Lógica para a geração de referências de corrente no indutor do conversor utilizando o método OTC.

3.2.2 Implementação do *Tip Speed Ratio Control* (TSRC)

Uma vez que o propósito desse método é manter o sistema de geração eólica em operação no ponto de máxima extração de potência, é necessário rastrear a velocidade rotacional ideal ($\omega_{\acute{o}timo}$) para determinada velocidade do vento que incide sobre a turbina, a qual corresponde ao *tip speed ratio* ótimo ($\lambda_{\acute{o}timo}$).

A partir do valor $\lambda_{\acute{o}timo}$ e utilizando a equação (3.3), obtemos o valor da velocidade rotacional ótima.

$$\omega_{\acute{o}timo} = \frac{\lambda_{\acute{o}timo} \times v_{vento}}{R_r} \quad (3.3)$$

E de forma análoga ao método descrito anteriormente, determinamos o conjugado eletromagnético ótimo ($T_{ele,\acute{o}timo}$) a ser desenvolvido pelo gerador, por meio da equação (3.1), para assim definirmos as referências de corrente via MPPT. O fluxograma apresentado na Figura 34 ilustra o funcionamento desse algoritmo. À vista disso, o código implementado no *software* ATP encontra-se disponível no Apêndice B deste trabalho.

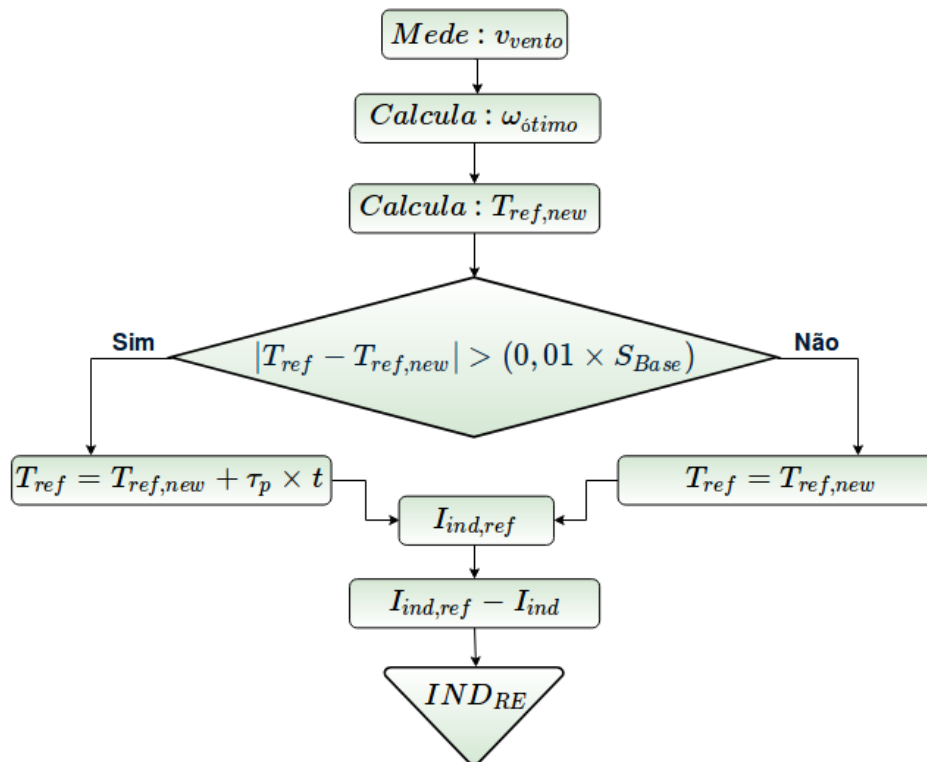


Figura 34 – Lógica para a geração de referências de corrente no indutor do conversor utilizando o método TSRC.

4 Resultados

Para a realização dos estudos do sistema de geração de energia eólica e dos algoritmos de rastreamento de máxima potência, foram analisados três casos nos quais a variável modificada foi a velocidade do vento incidente. No caso 1, a velocidade do vento é igual a 5 m/s , no caso 2 é igual a 11 m/s e no caso 3 temos um cenário de variação de velocidade. Vale ressaltar que nas seções a seguir, todas as curvas na cor vermelha são referentes aos resultados obtidos com a utilização do algoritmo OTC e as curvas na cor verde são resultados do algoritmo TSRC.

4.1 Caso 1

Como dito anteriormente, o caso 1 se refere a um cenário o qual a velocidade do vento incidente é constantemente mantida a 5 m/s . Na Figura 35 podemos observar o comportamento do vento durante todo o período da simulação.

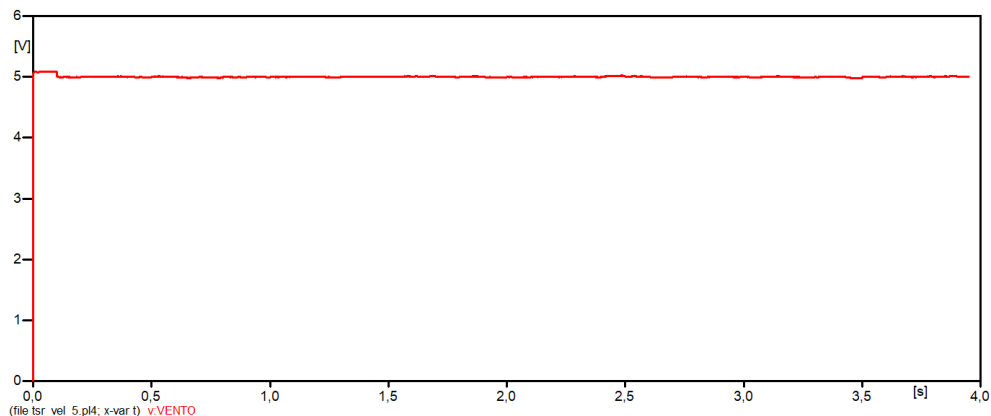


Figura 35 – Velocidade do vento no caso 1.

A finalidade de se utilizar algoritmos de MPPT é condicionar ao sistema de geração sempre a máxima extração de energia e por se tratar de um sistema de geração de energia eólica, um dos fatores que melhor representam essa circunstância é o C_p , que expressa a razão entre a potência mecânica que pode ser extraída pela turbina e a potência disponível no vento.

Na Figura 36, em vermelho temos representada a curva do C_p com a utilização do algoritmo OTC e em verde, com a utilização do algoritmo TSRC, em ambos os casos podemos perceber que C_p atinge seu valor máximo de 0,438 no instante 0,43 segundos e os dois algoritmos têm a capacidade de permitir que a operação do sistema continue em valores muito próximos ao máximo, variando entre 0,436 à 0,437.

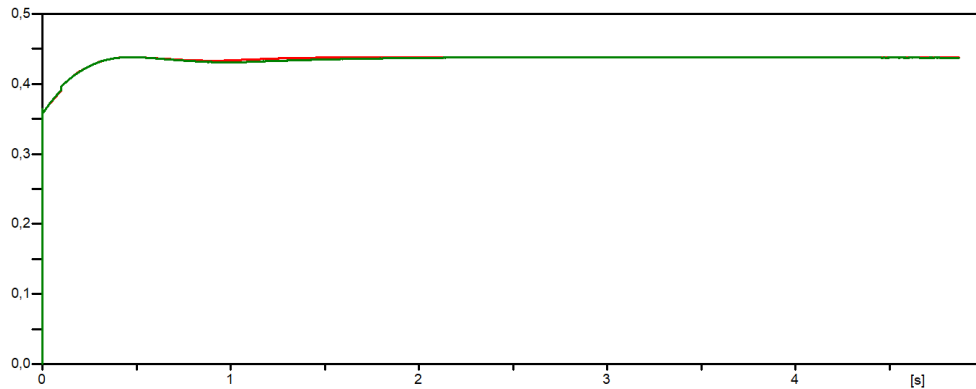


Figura 36 – Curva do C_p com a utilização dos algoritmos OTC e TSRC no caso 1.

Tendo em vista outras relações que podem expressar o coeficiente de potência, como por exemplo em função da razão de velocidades da pá (*tip speed ratio* ou λ), é apresentado na Figura 37 o comportamento dessa variável durante a operação do sistema no caso 1. Assim, podemos observar que os dois algoritmos atuaram de forma semelhante ao procurarem manter a operação do sistema em torno do valor de λ ótimo. Os algoritmos atingiram o valor máximo de 6,8 e 6,9 entre os instantes 0,8 e 0,9 segundos, após isso o sistema continuou operando com valores entre 6,2 e 6,3, mais próximos do valor de λ ótimo da turbina.

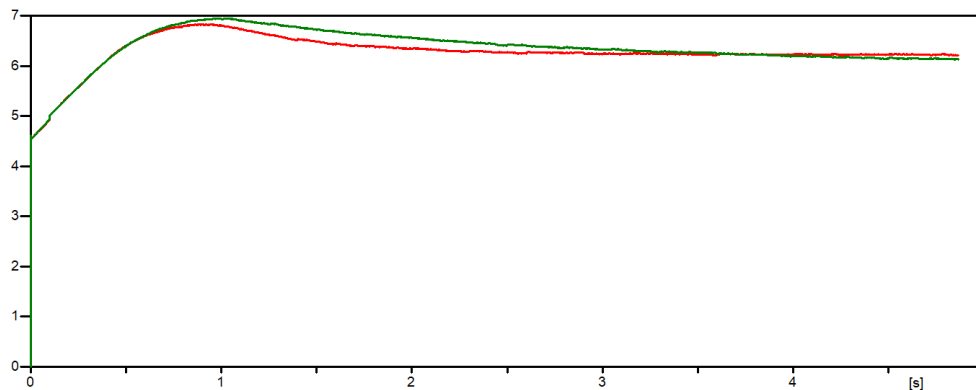


Figura 37 – Curva do λ com a utilização dos algoritmos OTC e TSRC no caso 1.

Outro fator interessante é a velocidade mecânica (Figura 38), também compreendida como velocidade angular do rotor da turbina, que por ser uma grandeza diretamente proporcional ao λ possui um comportamento análogo, então a partir do instante 0,8 segundos também atingiu seus valores máximos de 0,85 e 0,86, para o algoritmo OTC e TSRC, respectivamente. Depois continuou a operar com valores em torno de 0,7.

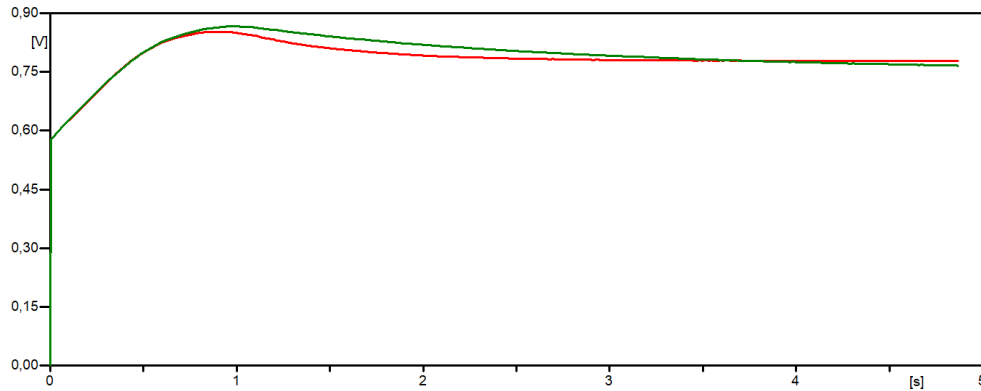


Figura 38 – Velocidade mecânica com a utilização dos algoritmos OTC e TSRC no caso 1.

Para o controle do conversor *boost*, apresentado no capítulo anterior, é calculada a corrente de referência ($I_{cc,ref}$), logo na sequência o comportamento da mesma é retratado pela Figura 39. Podemos notar que para os dois algoritmos o comportamento é parecido, portanto com uma pequena defasagem, onde os valores obtidos com o controle OTC variam em torno de 357,4 e com o TSRC em torno de 368,42.

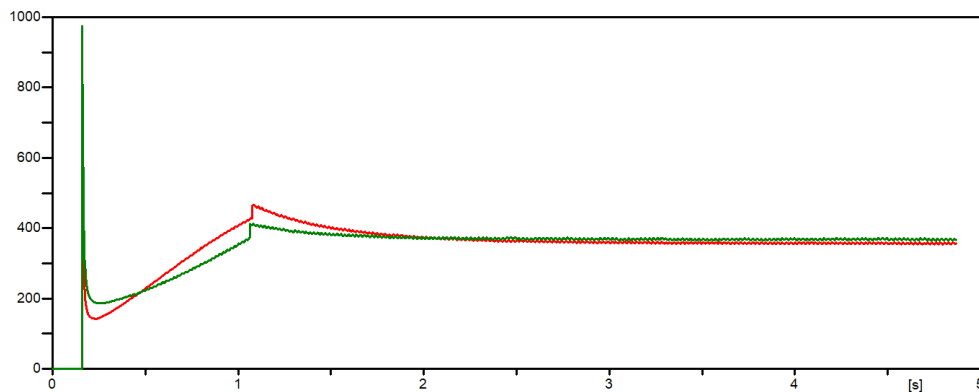


Figura 39 – Corrente de referência do conversor *boost* com a utilização dos algoritmos OTC e TSRC no caso 1.

Então depois que a corrente de referência é comparada com o valor medido, o sinal decorrente dessa operação alimenta o controlador PI e temos como resultado o regime de chaveamento por meio de alterações no índice de modulação. Pela Figura 40, podemos acompanhar como esse sinal que é referência para o chaveamento se comportou durante a execução do sistema, variando em torno de 0,74.

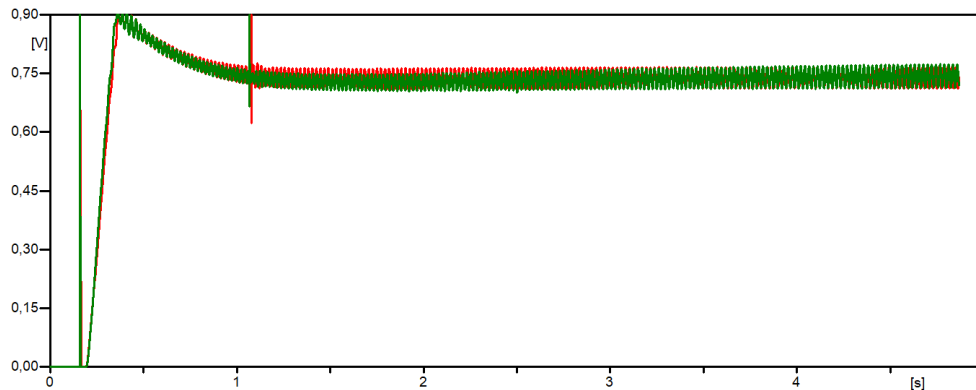


Figura 40 – Sinal referência para o chaveamento com a utilização dos algoritmos OTC e TSRC no caso 1.

Tal ação impacta diretamente na corrente elétrica que circula pelo indutor do conversor *boost* que por sua vez é capaz de alterar o conjugado eletromagnético desenvolvido pelo gerador. Na Figura 41 são apresentadas essas correntes para os dois algoritmos em questão, com a utilização do OTC, a operação se manteve em torno de 363,02 A. Já com a utilização do algoritmo TSRC, os valores permaneceram a maior parte do tempo variando em torno de 367,11 A.

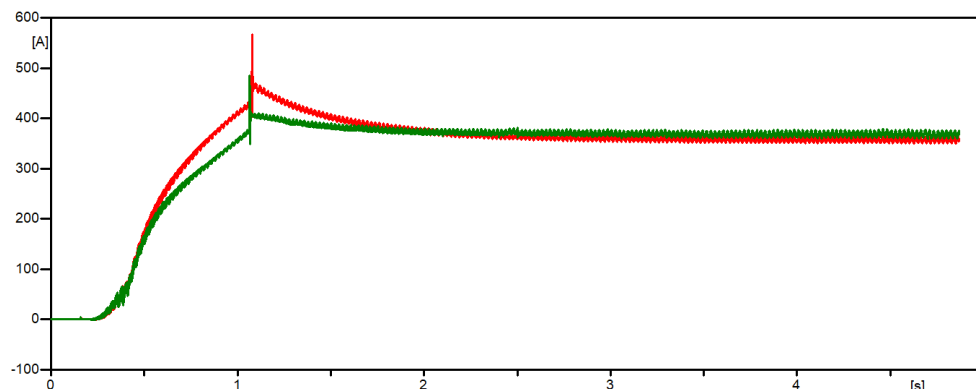


Figura 41 – Corrente no indutor com a utilização dos algoritmos OTC e TSRC no caso 1.

A partir da Figura 42, é possível notar como a corrente que percorre o indutor impacta na potência elétrica desenvolvida pelo sistema, visto que as variações ocorrem praticamente nos mesmos instantes. Com o algoritmo de controle OTC os valores variaram entre 0,000041 e 0,000038 e com o TSRC os valores passaram a maior parte do tempo em torno de 0,000042.

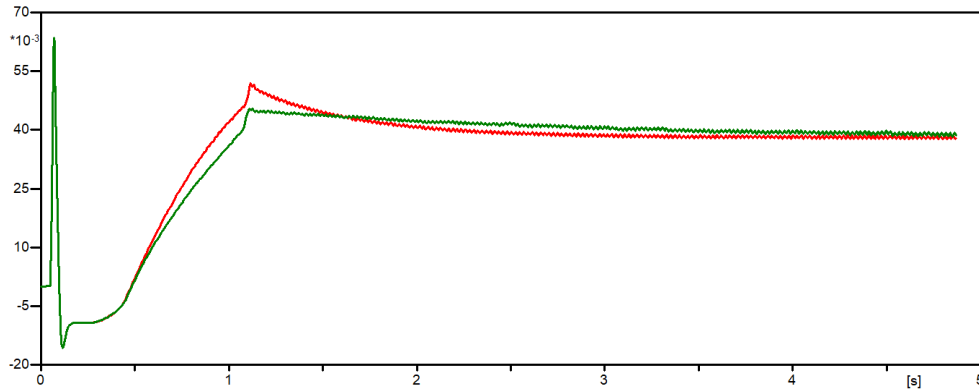


Figura 42 – Potência elétrica com a utilização dos algoritmos OTC e TSRC no caso 1.

Por fim, podemos analisar o gráfico da potência mecânica do sistema de geração de energia (Figura 43). Assim como o esperado, se assemelha a curva do C_p , onde o algoritmo rastreia a potência máxima e quando o sistema alcança esse valor, o mesmo é forçado a permanecer nele. O valor máximo alcançado com o controle OTC foi de 170.000 e com o TSRC de 169.000.

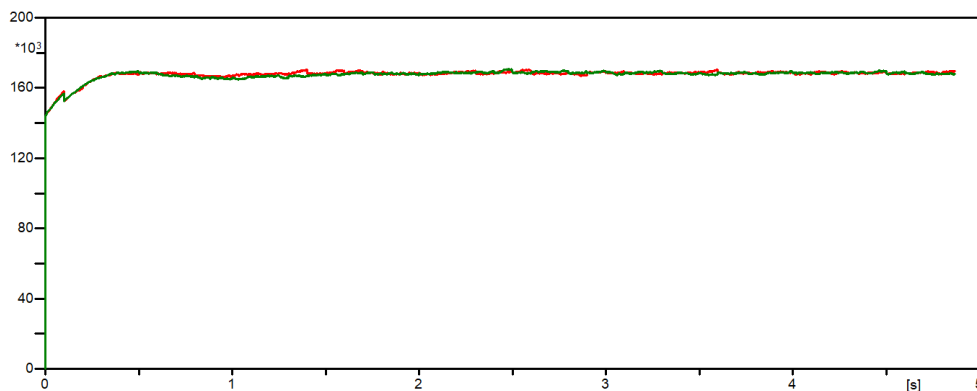


Figura 43 – Potência mecânica com a utilização dos algoritmos OTC e TSRC no caso 1.

4.2 Caso 2

Para o caso 2 foi escolhido um cenário o qual a velocidade do vento incidente é constantemente mantida à 11 m/s , próxima a velocidade nominal da turbina eólica. Na Figura 44 podemos observar o comportamento do vento durante todo o período da simulação.

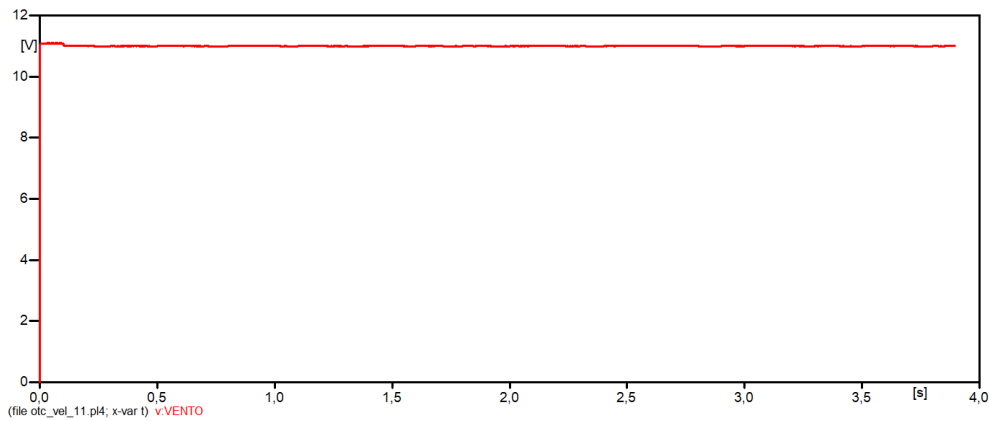


Figura 44 – Velocidade do vento no caso 2.

Assim como no primeiro caso, o intuito é condicionar o sistema de geração sempre a operar na máxima extração de energia. Dessa forma, um dos fatores essenciais para validar o funcionamento dos algoritmos e como o sistema reage a eles, é por meio do coeficiente de potência C_p .

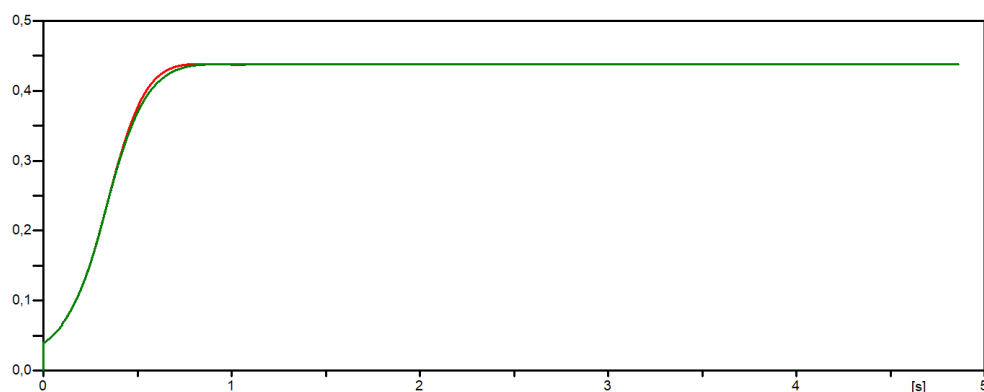


Figura 45 – Curva do C_p com a utilização dos algoritmos OTC e TSRC no caso 2.

Na Figura 45, podemos notar que os dois algoritmos alcançaram o valor máximo de C_p de 0,438 por volta de 0,7 segundos de operação e mantiveram o sistema em funcionamento nesse valor constantemente, diferente do caso 1, onde houveram pequenas variações. Outro fator interessante a ser notado é a semelhança entre as duas curvas.

Para cada velocidade do vento incidente sobre as pás da turbina, existe um valor de λ ótimo, pela análise da Figura 46, observamos que ambos os algoritmos alcançaram o valor de aproximadamente 6,4 por volta do instante igual a 1 segundo e continuaram operando em valores próximos, entre 6,11 e 6,23 até o fim da operação, sendo que o algoritmo OTC manteve o sistema com valores de λ ligeiramente maiores que o algoritmo TSRC.

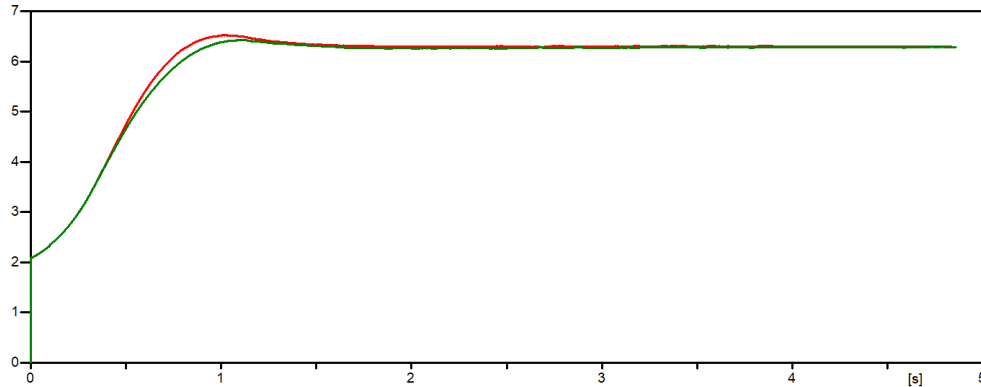


Figura 46 – Curva do λ com a utilização dos algoritmos OTC e TSRC no caso 2.

Como era esperado e por se tratarem de grandezas diretamente proporcionais, a velocidade mecânica (Figura 47) produzida assumiu um comportamento semelhante a curva de λ apresentada anteriormente. Assim, também no instante 1 segundo, os algoritmos atingiram os valores máximos de 1,77 e depois passaram a operar em torno desse valor, variando entre 1,6 e 1,7.

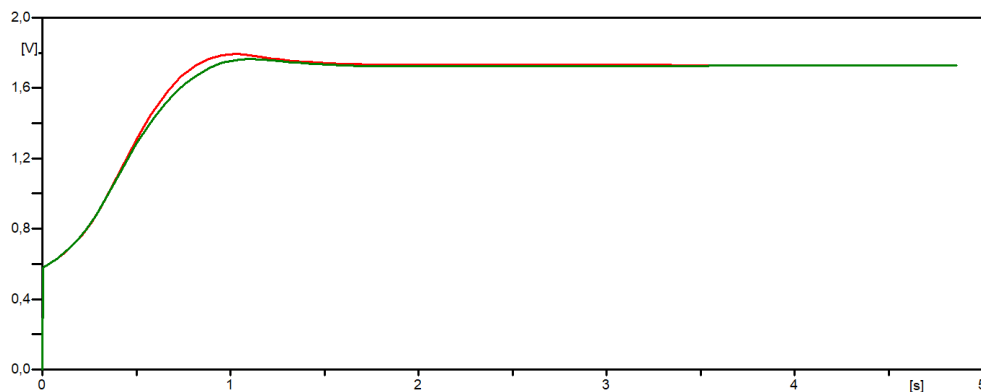


Figura 47 – Velocidade mecânica com a utilização dos algoritmos OTC e TSRC no caso 2.

Nesse caso, a corrente de referência para o controle do conversor *boost*, apresentou o seguinte comportamento (Figura 48). Podemos notar que os dois algoritmos trabalharam de forma análoga e atingiram o valor máximo de 2.500, onde com a utilização do algoritmo de rastreamento de máxima potência OTC atingiu o valor máximo no instante igual a 1,14 segundos e com o TSRC atingiu o valor máximo no instante igual a 1,5 segundos.

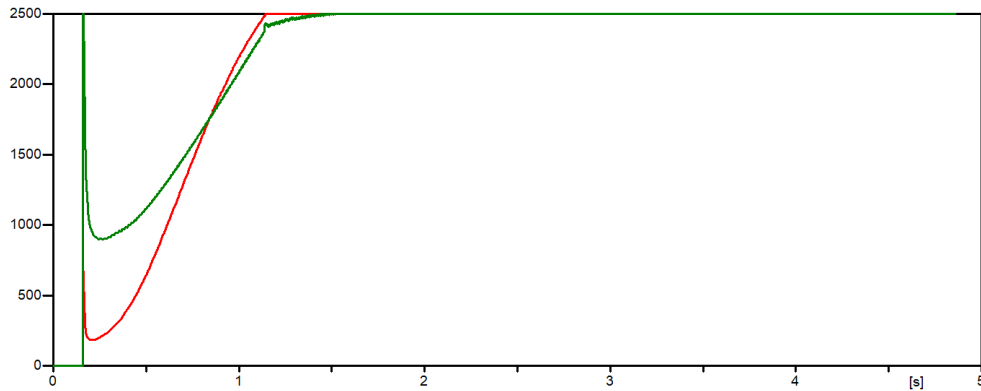


Figura 48 – Corrente de referência do conversor *boost* com a utilização dos algoritmos OTC e TSRC no caso 2.

O sinal que é a referência para o regime de chaveamento do conversor *boost* por meio de alterações no índice de modulação, apresentou o resultado a seguir (Figura 49). Com valores menores quando comparado ao caso 1, os dois algoritmos operaram com valores entre 0,57 à 0,62.

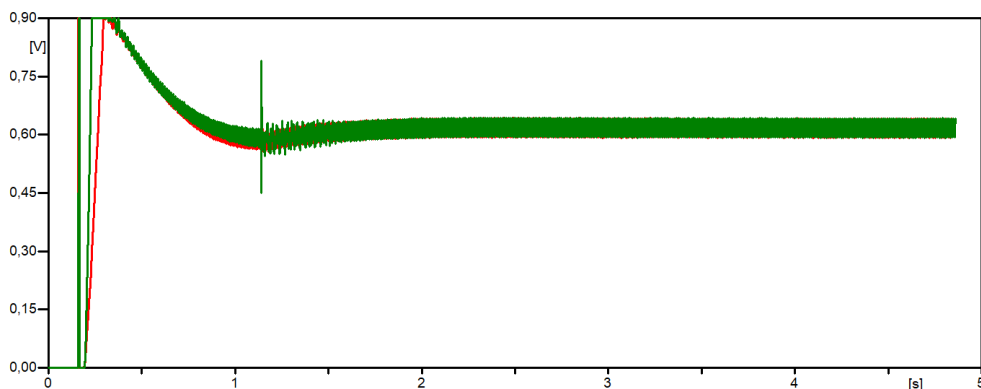


Figura 49 – Sinal referência para o chaveamento com a utilização dos algoritmos OTC e TSRC no caso 2.

A corrente elétrica que circula pelo indutor do conversor *boost* (Figura 50), nesse caso, apresentou um comportamento menos variado em comparação ao caso 1. Por sua vez, atingiu seus valores máximos a partir do instante igual a 1,14 segundos, sendo que com a utilização do algoritmo OTC chegou até 2.489,5 A e com o TSRC até 2.491 A. Após esse momento os valores estabilizaram e o sistema continuou operando nessa média.

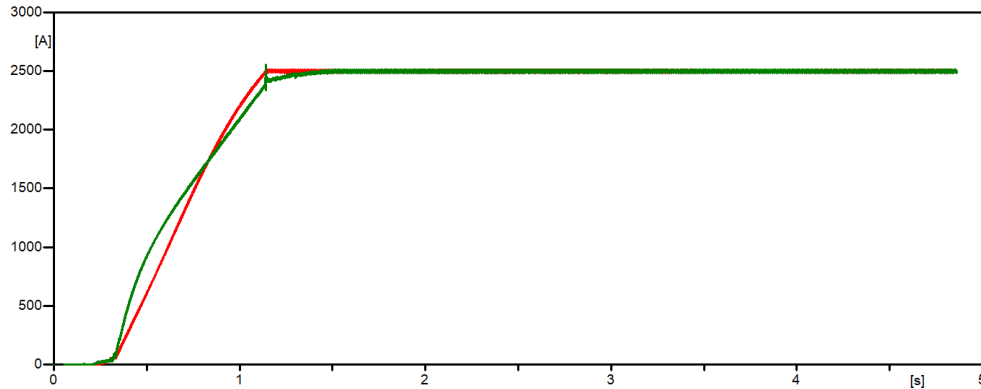


Figura 50 – Corrente no indutor com a utilização dos algoritmos OTC e TSRC no caso 2.

Já a potência elétrica desenvolvida pelo sistema durante a operação, apresentada na Figura 51, com o algoritmo de rastreamento de máxima potência OTC apresentou valores que variaram em torno de 0,52 e com a utilização do TSRC os valores variaram em torno de 0,49, ou seja, as duas lógicas de MPPT funcionaram de maneira similar e continuaram a operação em torno do valor de 0,47.

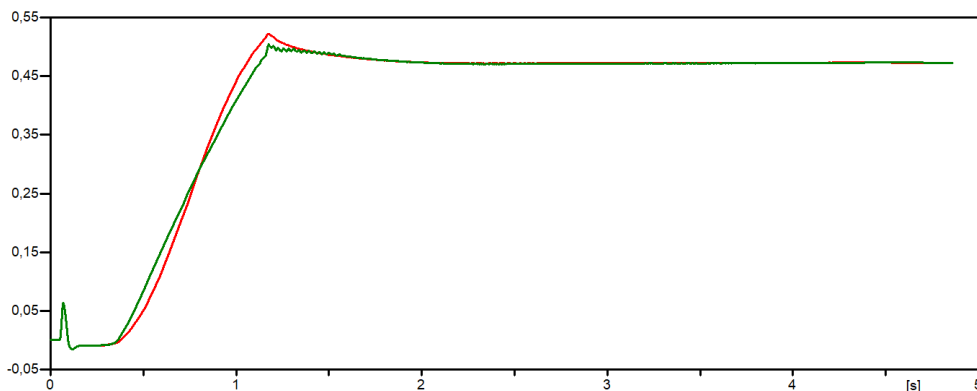


Figura 51 – Potência elétrica com a utilização dos algoritmos OTC e TSRC no caso 2.

Os dois algoritmos geraram resultados muito parecidos quanto a potência mecânica desenvolvida pelo sistema, pela Figura 52 podemos observar valores máximos de aproximadamente 1.790.000, quase 10 vezes maiores que potência mecânica do caso 1.

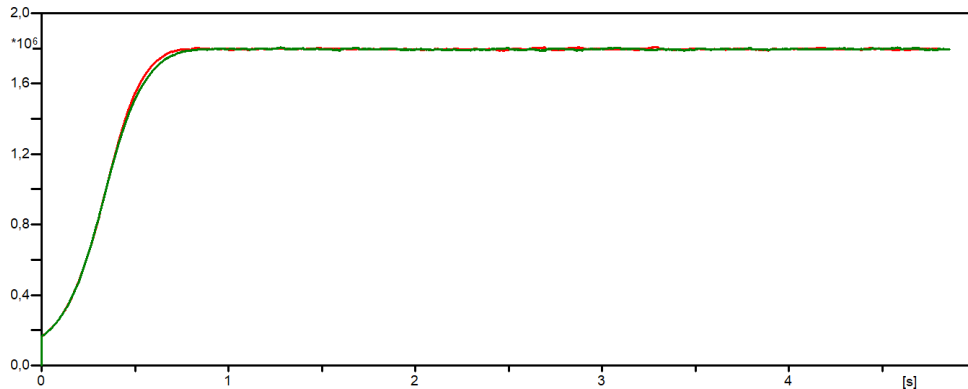


Figura 52 – Potência mecânica com a utilização dos algoritmos OTC e TSRC no caso 2.

4.3 Caso 3

O caso 3 representou um cenário o qual a velocidade do vento incidente é variável. Primeiramente a simulação foi iniciada com o vento a uma velocidade de 6 m/s e no tempo igual a 3 segundos o *software* foi programado para simular uma rajada de vento com uma amplitude de 5 m/s , resultando em uma velocidade igual a 11 m/s , valor próximo da velocidade nominal da turbina eólica. Na Figura 53 podemos observar melhor o comportamento do vento durante todo o período da simulação.

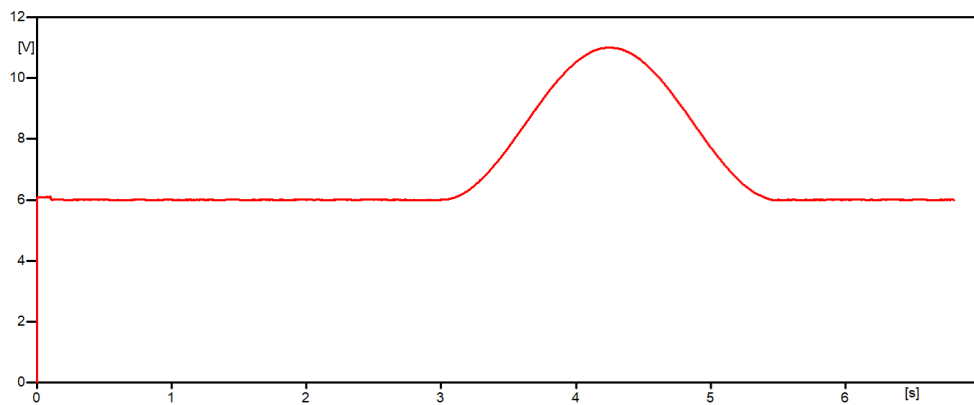


Figura 53 – Velocidade do vento no caso 3.

Diante desse cenário, observamos mais uma vez o comportamento da variável C_p (Figura 54), que no âmbito da geração de energia eólica traduz com clareza a eficiência do algoritmo de rastreamento de máxima potência. Nesse caso, os valores máximos de C_p foram alcançados no instante 0,54 segundos, com os algoritmos OTC e TSRC atingindo o valor de 0,437. No instante igual a 3 segundos, quando a velocidade do vento começa a aumentar devido a rajada, podemos observar uma queda no valor do coeficiente de potência, seguida de uma leve variação até retornar ao valor máximo, onde o algoritmo TSRC teve a maior variação, com um vale igual a 0,2 no instante 4,5 segundos.

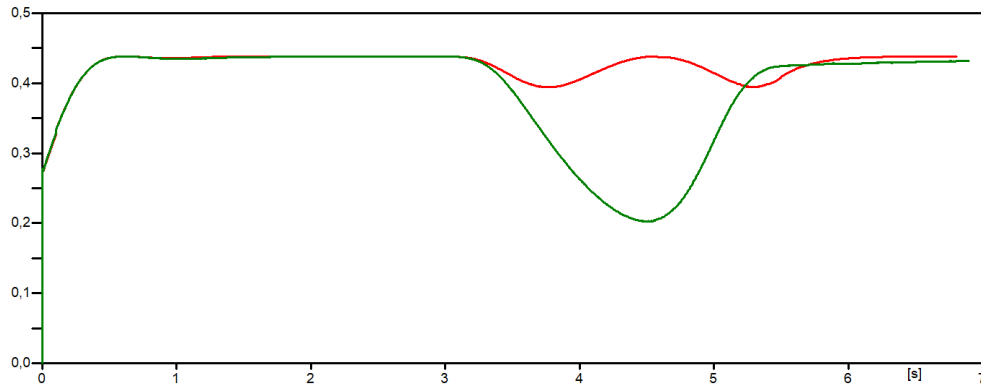


Figura 54 – Curva do C_p com a utilização dos algoritmos OTC e TSRC no caso 3.

Pela Figura 55, podemos observar o resultado do λ para esse caso. Da mesma forma como o coeficiente de potência variou com a mudança de velocidade do vento, o λ também variou. Durante os primeiros segundos, os valores variaram em torno do valor ótimo, no entanto, a partir de 3 segundos apresentou uma queda, com o valor mínimo de 4,9 para o algoritmo OTC e 3,3 para o algoritmo TSRC. Com o fim da rajada de vento, apresentou valores máximos iguais a 7,8 e 5,5, para o algoritmo OTC e TSRC, respectivamente.

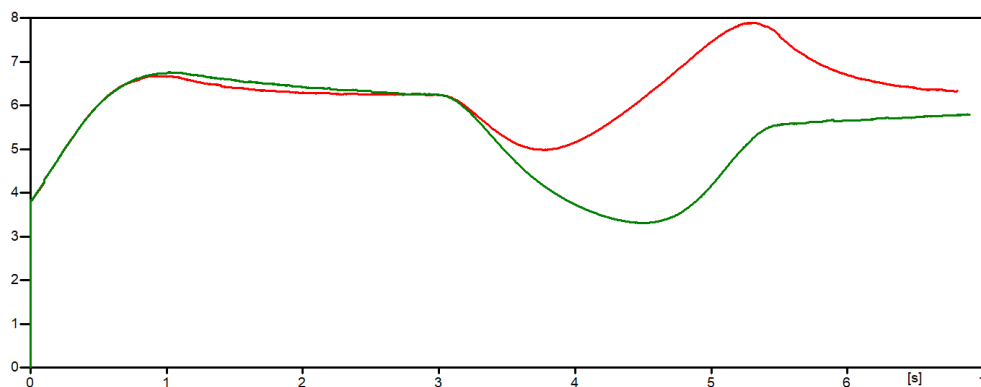


Figura 55 – Curva do λ com a utilização dos algoritmos OTC e TSRC no caso 3.

Por sua vez, a velocidade mecânica desenvolvida pelo sistema se apresentou da seguinte maneira (Figura 56). Durante o período compreendido entre 0,8 e 3,2 segundos, os valores variaram em torno de 0,9 V, com a alteração da velocidade do vento, podemos observar que houve um pico próximo a 4,5 segundos de 1,6 e 0,8, para o algoritmo OTC e TSRC, respectivamente.

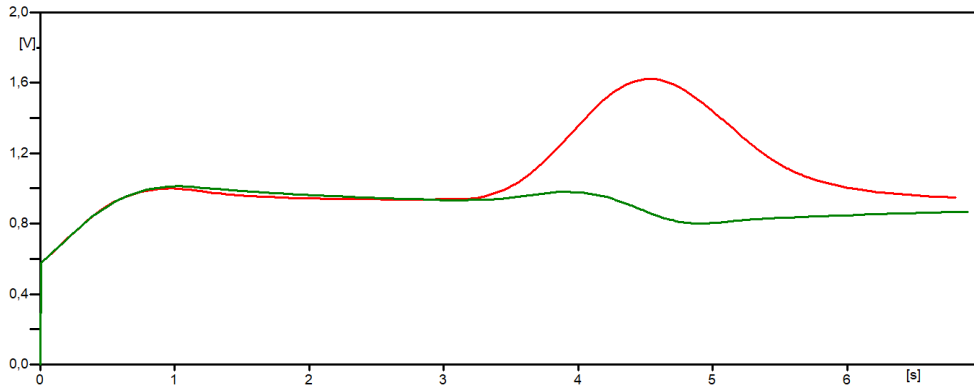


Figura 56 – Velocidade mecânica com a utilização dos algoritmos OTC e TSRC no caso 3.

A corrente de referência para o controle do conversor *boost*, diferentemente dos casos descritos anteriormente, apresentou picos com valores mais altos (Figura 57). No instante de 4,2 segundos a curva que representa o algoritmo TSRC atingiu um máximo de 1.894,3 e no instante 4,6 segundos o algoritmo OTC atingiu um máximo de 1.905,3.

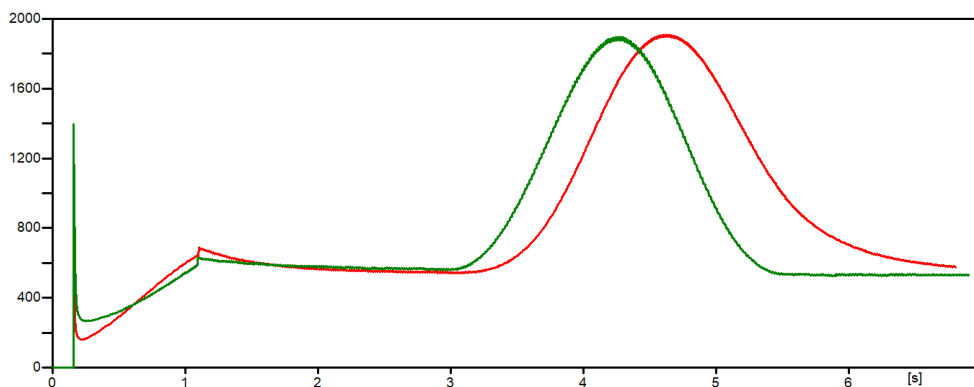


Figura 57 – Corrente de referência do conversor *boost* com a utilização dos algoritmos OTC e TSRC no caso 3.

O resultado para o sinal de referência para o chaveamento do conversor é apresentado na Figura 58, onde podemos notar que o comportamento sofreu variações em diferentes momentos. Durante o período compreendido entre 1,12 e 3,2 segundos, os dois algoritmos tiveram resultados próximos a 0,73. Com o uso do algoritmo OTC, no instante 4,4 segundos, a operação apresentou uma queda com o valor mínimo de 0,5. Já com a utilização do TSRC, o sinal apresentou variações maiores com um valor médio de 0,72 entre os instantes 3,9 à 5,3 segundos.

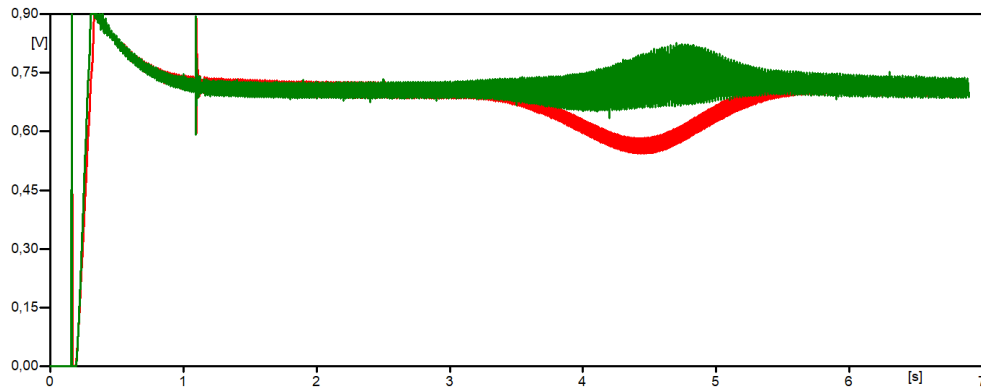


Figura 58 – Sinal referência para o chaveamento com a utilização dos algoritmos OTC e TSRC no caso 3.

Pela Figura 59 podemos analisar a corrente que percorre o indutor do conversor *boost* e possui uma relação direta com o conjugado eletromagnético do gerador. No instante igual a 3 segundos, caracterizado pelo início da rajada de vento, os dois algoritmos reagiram de forma semelhante, aumentando a corrente, onde no instante igual a 4,6 segundos, o algoritmo OTC alcançou seu valor máximo de 1.911 A e em 4,2 segundos, o algoritmo TSRC alcançou o valor máximo de 1.887,3 A.

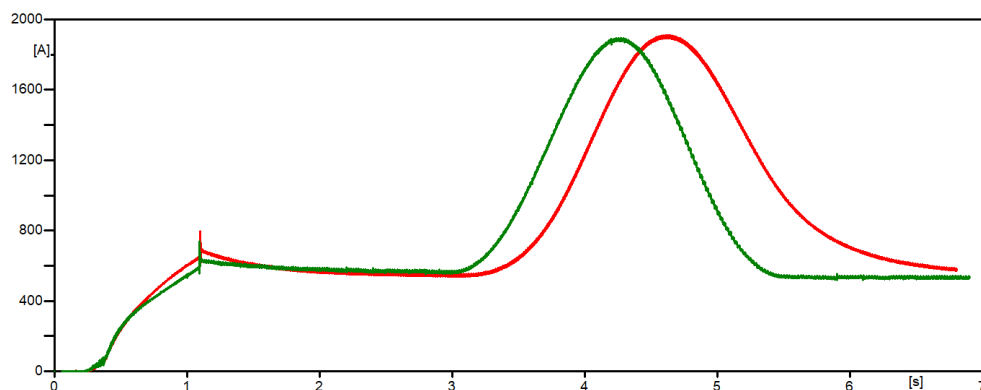


Figura 59 – Corrente no indutor com a utilização dos algoritmos OTC e TSRC no caso 3.

A partir da Figura 60, podemos analisar a potência elétrica desenvolvida no caso 3. Entre os instantes 1,3 à 3 segundos, os algoritmos se mantiveram em valores próximos a 0,07. Já os valores máximos atingidos pelos algoritmos foram de 0,4 para o OTC e 0,2 para o TSRC, por volta de 4,5 segundos.

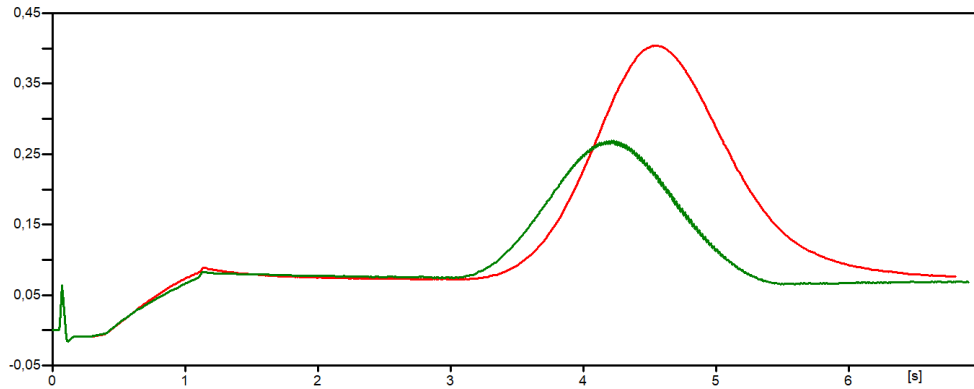


Figura 60 – Potência elétrica com a utilização dos algoritmos OTC e TSRC no caso 3.

A potência mecânica, apresentada na Figura 61, durante o período compreendido entre 0,4 e 3 segundos e que correspondem a uma velocidade constante de 6 m/s , permaneceu no valor de 291.400. Quando a rajada de vento foi introduzida na simulação, os algoritmos alcançaram valores máximos de 1.750.300 e 952.430, para o algoritmo OTC e TSRC, respectivamente. E a partir do instante igual a 5,5 segundos, ao final da variação da velocidade do vento, a potência mecânica voltou a assumir valores entre 283.040 e 291.000.

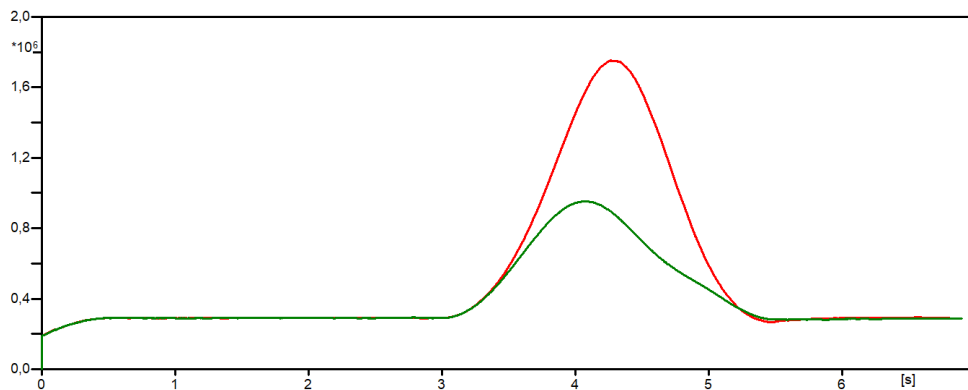


Figura 61 – Potência mecânica com a utilização dos algoritmos OTC e TSRC no caso 3.

5 Considerações Finais

O presente trabalho foi centrado na proposição de um modelo para simulação do conversor *boost* com o uso de estratégias de rastreamento do máximo ponto de potência em sistemas de geração de energia eólica. E para tal fim, a implementação computacional dos modelos equivalentes do aerogerador, e seus respectivos controles, na plataforma ATP.

Para a proposta de implementar algoritmos de rastreamento, primeiramente é necessário entender quais variáveis compõem esse tipo de sistema e quais delas competem à alguma forma de controle. Dentro desse universo, encontram-se os conversores eletrônicos e as estratégias de MPPT.

Uma vez estabelecida a topologia do conversor *boost* e a sua relação com a máquina síncrona, visto que as alterações na corrente circulante no indutor do conversor impactam no conjugado eletromagnético desenvolvido pela máquina. Dessa forma, o controle se concretiza quando máquina identifica o aumento ou redução de carga por meio da variação do conjugado eletromagnético. Vale ressaltar que o torque mecânico disponibilizado no eixo do rotor atua no sentido oposto do eletromagnético, possibilitando que o controle aumente ou diminua a velocidade angular.

Quanto a implementação dos algoritmos, foram escolhidas duas metodologias, uma por controle de torque ótimo (OT) e uma por controle do *tip speed ratio* (TSR). Durante a simulação e análise dos resultados, foi possível observar que os dois algoritmos funcionaram de maneira semelhante, apresentando resultados com valores próximos ou iguais. No entanto, quando se tratava de um caso com baixa velocidade de vento, caso 1, o algoritmo TSR apresentou resultados melhores. Para o caso de uma velocidade próxima a velocidade nominal da turbina eólica, o caso 2, ambos os algoritmos apresentaram resultados satisfatórios. Já para o caso aonde a velocidade do vento variava, o algoritmo que alcançou os melhores resultados, foi o OT, apresentando menos variações nos seus valores.

Com base nos resultados apresentados no capítulo anterior, a abordagem utilizada neste trabalho foi considerada válida e indicada para próximos trabalhos no que tange ao rastreamento do PMP. Seria relevante para continuidade deste estudo a implementação e comparação de outras técnicas de MPPT, além de observar por mais tempo o comportamento do cenário com velocidade variável para acompanhar resultados mais estáveis.

Referências

- ABDULLAH, M. A. et al. A review of maximum power point tracking algorithms for wind energy systems. *Renewable and sustainable energy reviews*, Elsevier, v. 16, n. 5, p. 3220–3227, 2012. Citado 4 vezes nas páginas 50, 51, 52 e 53.
- ABDULLAH, M. A.; YATIM, A.; TAN, C. W. A study of maximum power point tracking algorithms for wind energy system. In: IEEE. *Clean Energy and Technology (CET), 2011 IEEE First Conference on*. [S.l.], 2011. p. 321–326. Citado 3 vezes nas páginas 16, 52 e 53.
- ANEEL. Big – banco de informações de geração. 2017. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Citado 2 vezes nas páginas 15 e 28.
- ANEEL. Energia eólica. 2017. Disponível em: <www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/06-energia_eolica%283%29.pdf>. Citado 2 vezes nas páginas 33 e 34.
- BARROS, C. M. V. et al. Mppt de sistemas de conversão de energia eólica baseados em pmmsg usando controle preditivo. In: *Eletrôn. Potên., Campo Grande*. [S.l.: s.n.], 2015. v. 20, n. 4, p. 364–372. Citado 2 vezes nas páginas 15 e 38.
- BNEF. Solar parks in u.a.e. boost global clean energy investment in 2q. 2017. Disponível em: <<https://about.bnef.com/blog/solar-parks-u-e-boost-global-clean-energy-investment-2q/>>. Citado na página 34.
- CAIXETA, G. D. A. et al. Maximização da potência de uma turbina eólica de velocidade variável considerando o efeito da inércia. IX CEEL - Universidade Federal de Uberlândia, Minas Gerais, 2011. Citado na página 29.
- CARVALHO, B. C. Desenvolvimento de modelo computacional de sistemas eólicos utilizando geradores síncronos para estudos de desempenho no contexto da qualidade da energia elétrica. Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, Brasil, 2006. Citado na página 36.
- CEPEL. Atlas do potencial eólico brasileiro - simulações 2013. Rio de Janeiro, 2017. Citado 3 vezes nas páginas 15, 34 e 35.
- CHEN, Z.; GUERRERO, J. M.; BLAABJERG, F. A review of the state of the art of power electronics for wind turbines. *IEEE Transactions on power electronics*, IEEE, v. 24, n. 8, p. 1859–1875, 2009. Citado na página 37.
- DIAS, R. A. F. Sistema de controle de turbina eólica de baixa potência utilizando técnica de rastreamento do ponto de máxima potência. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Escola Politécnica, 2015. Citado na página 45.
- DUARTE, O. d. S. et al. *Algoritmo MPPT para sistema de geração de energia eólica de pequeno porte com PMSG*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2017. Citado 2 vezes nas páginas 51 e 53.

- ENERGY, M. Moinho de charles brush. 2017. Disponível em: <<http://www.momentumenergy.com.au/habitat/renewable-energy/quick-facts-about-wind-power/>>. Citado 2 vezes nas páginas 15 e 33.
- EPE. Plano decenal de expansão de energia 2026. 2017. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pde/Paginas/default.aspx#cap-iii>>. Citado na página 28.
- FRANÇOIS, D. E.; ALÉ, J. A. V. Perspectivas do uso de pequenos aerogeradores conectados à rede elétrica. 2013. Citado na página 28.
- GOMES, V. L. S.; SILVEIRA, A. W. F. V. Comparação entre métodos do máximo ponto de extração de potência mppt de uma turbina eólica. XII CEEL. Universidade Federal de Uberlândia, Faculdade de Engenharia Elétrica, Uberlândia, Minas Gerais, 2014. Citado 5 vezes nas páginas 15, 49, 50, 53 e 54.
- GWEC. Global wind statistics 2016. Bruxelas, Bélgica, 2017. Citado 3 vezes nas páginas 15, 34 e 35.
- KAZMI, S. M. R. et al. Review and critical analysis of the research papers published till date on maximum power point tracking in wind energy conversion system. In: IEEE. *Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), 2010 IEEE*. [S.l.], 2010. p. 4075–4082. Citado na página 53.
- KOUTROLIS, E.; KALAITZAKIS, K. Design of a maximum power tracking system for wind-energy-conversion applications. In: *IEEE Transaction on Industrial Electronics*. [S.l.: s.n.], 2006. v. 53, n. 2. Citado na página 38.
- LUÍS, T. d. S. A. *Controlo do Gerador Eólico de Ímanes Permanentes*. Dissertação (Mestrado), 2015. Citado 2 vezes nas páginas 15 e 51.
- MARQUES, J. Turbinas eólicas: modelo, análise e controle do gerador de indução com dupla alimentação. Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, Brasil, 2004. Citado na página 33.
- MME. Capacidade instalada de geração elétrica brasil e mundo (2016). 2017. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/web/guest/publicacoes-e-indicadores/boletins-de-energia>>. Citado 3 vezes nas páginas 15, 27 e 28.
- MME. Energia eólica no brasil e mundo (2016). 2017. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias>>. Citado na página 29.
- MOHAN, N.; UNDELAND, T. M.; ROBBINS, W. P. Power electronics: Converters, applications and design. In: *Estados Unidos: John Wiley and Sons*. [S.l.: s.n.], 2003. v. 3, n. 802. Citado na página 47.
- MOURA, L. P. Avaliação experimental do desempenho de unidades eólicas quanto à geração de distorções harmônicas. Universidade Federal de Uberlândia, Faculdade de Engenharia Elétrica, 2017. Citado 8 vezes nas páginas 15, 38, 39, 40, 41, 42, 43 e 44.
- ONU. Objetivos de desenvolvimento sustentável. 2015. Disponível em: <<https://nacoesunidas.org/pos2015/agenda2030/>>. Citado na página 27.

- PARKER, F. D. Design and development of maximum power point tracking [mppt]/load control electronics for a small (40 watts@ 15 mph) wind turbine-optimizing energy production with a low/intermittent wind resource. Department of Electronics Engineering Technology of the School of Engineering, Technology and Management at the Oregon Institute of Technology, United States, 2009. Citado 2 vezes nas páginas 15 e 30.
- PEREIRA, M. M. Um estudo do aerogerador de velocidade variável e sua aplicação para fornecimento de potência elétrica constante. Universidade Federal de Juiz de Fora, Minas Gerais, 2004. Citado na página 33.
- PICOLO, A. P.; BUHLER, A. J.; RAMPINELLI, G. A. Uma abordagem sobre a energia eólica como alternativa de ensino de tópicos de física clássica. In: *Revista Brasileira de Ensino de Física*. [S.l.: s.n.], 2014. v. 36, n. 4. Citado 2 vezes nas páginas 36 e 37.
- REIS, A. Uma contribuição para o controle operativo de unidades eólicas: modelagem, regulação de tensão e minimização das distorções harmônicas. Universidade Federal de Uberlândia, 2015. Citado 5 vezes nas páginas 16, 55, 56, 57 e 59.
- ROCHA, C. A. Correlação operativa entre parques eólicos e a regulação de tensão do ponto de acoplamento. Universidade Federal de Uberlândia. Uberlândia, Minas Gerais, 2014. Citado 2 vezes nas páginas 15 e 47.
- SGUAREZI, A.; CARDOSO, J. G. Energia eólica: tipos de geradores e conversores usados atualmente. O Setor Elétrico - Espaço IEEE, 2014. Citado na página 43.
- SILVA, A. B. Projeto aerodinâmico de turbinas eólicas. Rio de Janeiro: UFRJ/Escola Politécnica, 2013. Citado 2 vezes nas páginas 15 e 36.
- TEIXEIRA, W. C. E.; VIAJANTE, G. P.; MARRA, E. G. Projeto, simulação e implementação de um conversor cc-cc não isolado boost, uma experimentação metodológica. XXXVI COBENGE: São Paulo/SP, 2008. Citado 4 vezes nas páginas 15, 46, 48 e 49.
- TIBOLA, G. Sistema eólico de pequeno porte para geração de energia elétrica com rastreamento de máxima potência. Engenharia Elétrica - UFSC, 2009. Citado 2 vezes nas páginas 29 e 48.
- VIANA, S. F. A. C. Modelação de micro-sistemas híbridos fotovoltaicos/eólicos para produção descentralizada. Universidade Técnica de Lisboa, Portugal, 2010. Citado 2 vezes nas páginas 34 e 37.
- VILELA, A. O. R. Projeto e construção de um conversor boost controlado em modo de tensão. Universidade Federal de Viçosa, Minas Gerais, 2011. Citado 2 vezes nas páginas 45 e 46.

Apêndices

APÊNDICE A – Implementação do algoritmo OTC

```

1  — Parametros da turbina:
2  — Densidade ar = 1.225; Raio = 40;
3  — Cp otimo = 0.43821; lambda otimo = 6.3251.
4
5  IF (t > 0.1) THEN
6      T_ref_new := (1.225) * pi * (40**5) * (0.43821) * (Omega**2) / (6.3251**3)
7      T_ref_new := (1/2) * T_ref_new {MAX:2E6,MIN:0}
8
9      — Condições para operação em regime permanente —
10
11 — Logica para controle do fornecimento de potencia ativa, quando a potencia
12 — disponivel no vento e muito grande. Dessa maneira, ocorrera um aumento na
13 — potencia ativa em forma de rampa, durante um intervalo de 1 segundo.
14
15 IF (t < t_zero + 0.1) THEN
16     T_ref := 0
17     IND_REF := 0
18 ELSE
19     IF ((T_ref_new - T_ref) > (0.01*S_Base)) THEN
20         IF (Controle_tempo <= 0) THEN
21             P_final := T_ref_new
22             P_ini := T_ref
23             Controle_tempo := 1
24             t_ini := t
25         ENDIF
26         T_ref := P_ini + ((T_ref_new - P_ini)/1)*(t - t_ini)
27     ELSE
28         Controle_tempo := 0
29         T_ref := T_ref_new
30     ENDIF
31
32     — Fim da determinação da referência de potencia ativa —
33
34     I_ind_ref := (2*T_ref)/(1.5*120*sqrt(3/2)*0.021*I_exc_f){MAX:2500;MIN:0}
35
36     ERRO_2 := I_ind_ref - I_indf
37
38     CLAPLACE(IND_REF/ERRO_2){DMAX:0.9;DMIN:0} := (0.04|S0+0.0046|S1)/(0|S0+1|S1)
39     ENDIF
40 ELSE

```

```
41     IND_REF := 0
42 ENDIF
43
44     IND_RE := IND_REF
45
46     ——— Fim do algoritmo de controle ———
```


APÊNDICE B – Implementação do algoritmo TSRC

```

1  — Parametros da turbina:
2  — Densidade ar = 1.225; Raio = 40;
3  — Cp otimo = 0.43821; lambda otimo = 6.3251.
4
5  IF (t > 0.1) THEN
6
7      Omega_TSR := 6.3251*VENTO/40
8
9      T_ref_new:=(1.225)*pi*(40**5)*(0.43821)*(Omega**2)/(6.3251**3)
10     T_ref_new:=(1/2)*T_ref_new {MAX:2E6,MIN:0}
11
12     — Condiçoes para operacao em regime permanente —
13
14 — Logica para controle do fornecimento de potencia ativa, quando a potencia
15 — disponivel no vento e muito grande. Dessa maneira, ocorrera um aumento na
16 — potencia ativa em forma de rampa, durante um intervalo de 1 segundo.
17
18     IF (t < t_zero + 0.1) THEN
19         T_ref := 0
20         IND_REF := 0
21     ELSE
22         IF ((T_ref_new - T_ref) > (0.01*S_Base)) THEN
23             IF (Controle_tempo <= 0) THEN
24                 P_final := T_ref_new
25                 P_ini := T_ref
26                 Controle_tempo := 1
27                 t_ini := t
28             ENDIF
29             T_ref := P_ini + ((T_ref_new - P_ini)/1)*(t - t_ini)
30         ELSE
31             Controle_tempo := 0
32             T_ref := T_ref_new
33         ENDIF
34
35     — Fim da determinacao da referencia de potencia ativa —
36
37     I_ind_ref := (2*T_ref)/(1.5*120*sqrt(3/2)*0.021*Iexc_f){MAX:2500;MIN:0}
38
39     ERRO_2 := I_ind_ref - I_indf
40

```

```
41 CLAPLACE(IND_REF/ERRO_2){DMAX:0.9;DMIN:0} := (0.04|S0+0.0046|S1)/(0|S0+1|S1)
42   ENDIF
43 ELSE
44   IND_REF := 0
45 ENDIF
46
47 IND_RE := IND_REF
48
49 ——— Fim do algoritmo de controle ———
```