



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

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

Autor: Anderson Nunes de O. L. Tenório

Orientador: Prof. Dr. Alex Reis

Brasília, DF

2017



Anderson Nunes de O. L. Tenório

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

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: Prof. Dr. Alex Reis

Brasília, DF

2017

Anderson Nunes de O. L. Tenório

SIMULAÇÃO DE UM CONVERSOR *BOOST* PARA RASTREAMENTO DE MÁXIMA POTÊNCIA EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS/ Anderson Nunes de O. L. Tenório. – Brasília, DF, 2017-

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

Orientador: Prof. Dr. Alex Reis

Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade de Brasília - UnB
Faculdade UnB Gama - FGA , 2017.

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

CDU 02:141:005.6

Anderson Nunes de O. L. Tenório

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

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, ___/___/_____:

Prof. Dr. Alex Reis, UnB/FGA
Orientador

Prof. Dr. Flávio Henrique J. R. Silva,
UnB/FGA
Convidado 1

Prof. Dr. Jorge Andrés Cormane
Angarita, UnB/FGA
Convidado 2

Brasília, DF
2017

*Este trabalho é dedicado aos meus pais,
Paulo e Andrea, e à minha família por
estarem sempre ao meu lado durante
todos os dias de minha vida.*

Agradecimentos

Antes de mais nada o meu agradecimento principal é a Deus por ter me dado a sabedoria para finalizar o meu curso de graduação e também por interceder por mim em toda a minha caminhada na faculdade.

Agradeço aos meus pais, Paulo e Andrea e à minha família por todo o suporte, carinho, compreensão e amor depositados em mim. Todo incentivo dado a mim me motivou a buscar ser um excelente profissional e uma pessoa de caráter. Agradeço também à minha namorada, Fabiana, por estar ao meu lado durante toda a minha graduação e por ter me compreendido em momentos os quais eu não tinha tempo por causa do excesso de atividades acadêmicas.

Agradeço ao meu orientador, professor Alex Reis, pela paciência, pela confiança no meu trabalho e por me auxiliar na concepção deste projeto, dedicando o seu tempo e transmitindo o conhecimento de forma clara e concisa.

Agradeço a todos os professores que tive a oportunidade de ter aula na UnB/FGA pelo ensinamento em todas as disciplinas durante a minha graduação e por estarem sempre solícitos a sanarem quaisquer dúvidas.

Por fim, gostaria de agradecer aos colegas de curso pela grande amizade construída neste período, pelo apoio nas horas de estudos e pelo conhecimento transmitido mutuamente contribuindo para o meu crescimento intelectual.

*"Quando vejo que o peso ultrapassa
as minhas forças, não penso sobre
isso, não analiso, nem me aprofundo,
mas recorro como uma criança ao
Coração de Jesus e digo-Lhe uma
palavra apenas: a Vós tudo é possível"
(Diário de Santa Faustina, 1033)*

Resumo

A busca de fontes alternativas de energia tem ocasionado um forte crescimento do uso de sistemas solares fotovoltaicos no Brasil e no mundo, os quais têm recebido fortes incentivos governamentais e privados, tornando-se uma fonte cada vez mais competitiva e atrativa. Todavia, é conhecido que o recurso solar se caracteriza como uma fonte de fortes intermitências, implicando na utilização imperativa de técnicas para maximizar a produção de energia e obter o melhor aproveitamento das instalações. As opções tecnológicas existentes atualmente no mercado abrangem duas vertentes: soluções mecânicas, conhecidas como rastreadores solares, e soluções eletroeletrônicas, as quais utilizam princípios da eletrônica de potência. Nesse contexto, surge o presente trabalho, o qual tem por objetivo realizar a simulação de um conversor CC-CC do tipo *boost*, quando aplicado ao rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT - *Maximum Power Point Tracking*) em sistemas de geração solar fotovoltaica. O controle do conversor *boost* é realizado de forma a implementar duas técnicas básicas de maximização de produção: os algoritmos Perturbe e Observe (P&O) e Condutância Incremental (CI). Os resultados de simulação foram comparados aos valores teóricos de produção do painel, evidenciando a eficácia deste conversor na busca pelo ponto de máxima potência.

Palavras-chaves: MPPT. Conversor *boost*. PSIM. Sistema fotovoltaico.

Abstract

The search for alternative sources of energy has resulted in a strong growth in the use of solar photovoltaic systems in Brazil and in the world, which have received strong governmental and private incentives, becoming an increasingly competitive and attractive source. However, it is known that the solar resource is characterized as a source of strong intermittency, implying the use of techniques to maximize energy production and obtain the best use of facilities. The technological options currently on the market cover two aspects: mechanical solutions, known as solar trackers, and electro-electronic solutions, which use principles of power electronics. In this context, the present work is presented, which aims to simulate a DC-DC converter that is of the boost type, when applied to maximum power point tracking (MPPT) in photovoltaic solar generation systems. The control of the boost converter is carried out in order to implement two basic techniques of production maximization: the Perturb and Observe (P&O) and Incremental Conductance (IC) algorithms. The simulation results were compared to the theoretical values of the panel, evidencing the efficiency of this converter in the search for the maximum power point.

Key-words: MPPT. Boost converter. PSIM. Photovoltaic system.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Variação da intensidade da irradiância solar extraterrestre devido à distância Terra-Sol para cada dia do ano (SHAYANI, 2006).	18
Figura 2 – Movimento diário leste-oeste do Sol (SHAYANI, 2006).	18
Figura 3 – Rastreador solar de eixo único (SOLAR TRACKING, 2017).	20
Figura 4 – Rastreador solar de eixo duplo (SOLAR TRACKING, 2017).	20
Figura 5 – Curva característica IxV de um módulo fotovoltaico (OLIVEIRA, 2015).	21
Figura 6 – Curva característica PxV de um módulo fotovoltaico (OLIVEIRA, 2015).	21
Figura 7 – Curva característica IxV para diferentes valores de irradiância solar (OLIVEIRA, 2015).	22
Figura 8 – Curva característica IxV para diferentes valores de temperatura (OLIVEIRA, 2015).	22
Figura 9 – Circuito de potência do conversor <i>boost</i> ideal.	24
Figura 10 – Circuito do conversor <i>boost</i> ideal com chave fechada.	25
Figura 11 – Circuito do conversor <i>boost</i> ideal com chave aberta.	25
Figura 12 – Gráfico do comportamento de um conversor <i>boost</i> ideal (TEIXEIRA; VIAJANTE; MARRA, 2008).	26
Figura 13 – Comportamento da corrente do indutor de entrada (SKVARENINA, 2002).	27
Figura 14 – Circuito do conversor <i>boost</i> não-ideal.	28
Figura 15 – Circuito do conversor <i>boost</i> não-ideal com chave fechada.	28
Figura 16 – Circuito do conversor <i>boost</i> não-ideal com chave aberta.	28
Figura 17 – Formas de onda da tensão no indutor e corrente no capacitor (TEIXEIRA; VIAJANTE; MARRA, 2008).	29
Figura 18 – Diagrama de blocos do sistema controlado (MOÇAMBIQUE, 2012).	32
Figura 19 – Estratégia de controle do conversor.	32
Figura 20 – Resposta temporal do controlador PI.	35
Figura 21 – Fluxograma de funcionamento do método Perturbe e Observe (P&O).	36
Figura 22 – Comportamento da variação de potência para perturbações (BARRETO, 2014).	37
Figura 23 – Visão geral do algoritmo Perturbe e Observe (P&O) (BARRETO, 2014).	37
Figura 24 – Fluxograma de funcionamento do método da Condutância Incremental (CI).	38
Figura 25 – MPPT para CI (SOUSA, 2016).	39
Figura 26 – Análise do MPPT em função da condutância do sistema (BARRETO, 2014).	39

Figura 27 – Circuito de potência do conversor <i>boost</i> , sistema de controle e geração de pulsos do chaveamento disposto no software.	40
Figura 28 – Curvas características do painel fotovoltaico, para 1000 W/m^2 e 25°C . (a) Curva $I \times V$; (b) Curva $P \times V$	44
Figura 29 – Forma de ondas obtidas para simulação do método P&O, considerando irradiância e temperatura fixas. (a) Potência; (b) Tensão; (c) Corrente; (d) Índice de modulação do conversor.	45
Figura 30 – Forma de ondas obtidas para simulação do método CI, considerando irradiância e temperatura fixas. (a) Potência; (b) Tensão; (c) Corrente; (d) Índice de modulação do conversor.	46
Figura 31 – Forma de ondas obtidas para simulação do método P&O, considerando uma variação de irradiância e temperatura fixa. (a) Potência; (b) Tensão; (c) Corrente; (d) Índice de modulação do conversor.	48
Figura 32 – Forma de ondas obtidas para simulação do método CI, considerando uma variação de irradiância e temperatura fixa. (a) Potência; (b) Tensão; (c) Corrente; (d) Índice de modulação do conversor.	49
Figura 33 – Forma de ondas obtidas para simulação do método P&O, considerando irradiância fixa e variação de temperatura. (a) Potência; (b) Tensão; (c) Corrente; (d) Índice de modulação do conversor.	52
Figura 34 – Forma de ondas obtidas para simulação do método CI, considerando irradiância fixa e variação de temperatura. (a) Potência; (b) Tensão; (c) Corrente; (d) Índice de modulação do conversor.	53
Figura 35 – Comparação entre tensão de entrada e saída para o método P&O de um dia ensolarado.	55
Figura 36 – Comparação entre tensão de entrada e saída para o método CI de um dia ensolarado.	55
Figura 37 – Comparação entre tensão de entrada e saída para o método P&O de um dia parcialmente nublado.	56
Figura 38 – Comparação entre tensão de entrada e saída para o método CI de um dia parcialmente nublado.	56
Figura 39 – Comparação entre tensão de entrada e saída para o método P&O de um dia ensolarado.	57
Figura 40 – Comparação entre tensão de entrada e saída para o método CI de um dia ensolarado.	58
Figura 41 – Comparação entre tensão de entrada e saída para o método P&O de um dia parcialmente nublado.	58
Figura 42 – Comparação entre tensão de entrada e saída para o método CI de um dia parcialmente nublado.	59

Lista de tabelas

Tabela 1 – Parâmetros nominais do projeto.	30
Tabela 2 – Dados dos componentes do conversor <i>boost</i>	31
Tabela 3 – Elementos utilizados na simulação.	41
Tabela 4 – Valores do caso I para a condição de máxima potência.	44
Tabela 5 – Valores do caso I medidos pelo <i>software</i>	47
Tabela 6 – Erros para o caso I.	47
Tabela 7 – Valores do caso II calculados e medidos pelo <i>software</i>	50
Tabela 8 – Erros para o caso II.	50
Tabela 9 – Valores do caso III calculados e medidos pelo <i>software</i>	54
Tabela 10 – Erros para o caso III.	54
Tabela 11 – Resultados para a variação de irradiância num dia ensolarado.	56
Tabela 12 – Erros para variação da irradiância num dia ensolarado.	56
Tabela 13 – Resultados para a variação de irradiância num dia parcialmente nublado.	57
Tabela 14 – Erros para variação da irradiância num dia parcialmente nublado.	57
Tabela 15 – Resultados para a variação de temperatura num dia ensolarado.	58
Tabela 16 – Erros para variação da temperatura num dia ensolarado.	58
Tabela 17 – Resultados para a variação de temperatura num dia parcialmente nublado.	59
Tabela 18 – Erros para variação da temperatura num dia parcialmente nublado.	59

Lista de abreviaturas e siglas

PDE	Plano Decenal de Energia
BIG	Banco de Informações de Geração
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
PMP	Ponto Máximo de Potência
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
CC	Corrente Contínua
PI	Proporcional-Integral
P&O	Perturbe e Observe
CI	Condutância Incremental
PWM	<i>Pulse Width Modulation</i>
STC	<i>Standard Test Conditions</i>

Lista de símbolos

P	Potência elétrica
V	Tensão elétrica
I	Corrente elétrica
E	Tensão de entrada do conversor
L	Indutância relativa ao indutor de entrada
CH	Transistor
D	Diodo
C	Capacitância relativa ao capacitor de saída
R	Resistência relativa à carga
k	Ciclo de trabalho ou razão cíclica
V_o	Tensão de saída do conversor
R_{ind}	Resistência relativa ao indutor
W	Watt
P_o	Potência de saída
ΔE	Variação de tensão de entrada
ΔI_L	Variação de corrente de entrada
f_s	Frequência de chaveamento
η	Rendimento
V_{med}	Tensão medida na saída do painel fotovoltaico
I_{med}	Corrente medida na saída do painel fotovoltaico
P_{ant}	Potência do ciclo anterior
V_{ant}	Tensão do ciclo anterior
I_{ant}	Corrente do ciclo anterior

V_{ref}	Tensão de referência
P_{max}	Potência máxima do painel fotovoltaico
V_{max}	Tensão máxima do painel fotovoltaico
I_{max}	Corrente máxima do painel fotovoltaico
ω	Ângulo horário solar
h_s	Tempo solar verdadeiro
V_L	Tensão do indutor
T_s	Tempo de comutação
T_{on}	Tempo de chave ligada (em condução)
T_{off}	Tempo de chave desligada (chave aberta)

Sumário

1	INTRODUÇÃO	17
1.1	Incidência Solar	17
1.2	Rastreamento Solar	19
1.3	Objetivo Geral	22
1.3.1	Objetivos específicos	23
1.4	Estrutura do trabalho	23
2	FUNDAMENTAÇÃO E METODOLOGIA	24
2.1	Conversor <i>boost</i>	24
2.1.1	Modo de condução contínua	25
2.1.2	Modo de condução descontínua	27
2.1.3	Conversor não-ideal	27
2.2	Definição de parâmetros do conversor	30
2.3	Controle	31
2.3.1	Estratégia aplicada	32
2.3.2	Controlador PI	33
2.3.2.1	Ação Proporcional	33
2.3.2.2	Ação Integral	33
2.3.2.3	Ação Proporcional + Integral	34
2.4	Algoritmos para rastreamento de máxima potência em sistemas fotovoltaicos	35
2.4.1	Perturbe e Observe (P&O)	35
2.4.2	Condutância Incremental (CI)	37
2.5	Software PSIM®	39
3	RESULTADOS	43
3.1	Análise de tensão, corrente e potência do módulo	43
3.1.1	Caso I	43
3.1.2	Caso II	47
3.1.3	Caso III	51
3.2	Comparação entre tensões de entrada e saída do conversor	55
3.2.1	Variação de irradiância	55
3.2.2	Variação de temperatura	57
4	CONCLUSÕES	60

REFERÊNCIAS	61
ANEXO A – DATASHEET DO MÓDULO SOLAR	63

1 Introdução

Cada vez mais tem-se a necessidade de diversificar a matriz energética brasileira. A preocupação ambiental é tratada com mais importância à medida que o setor industrial evolui, pois é necessário adotar medidas mitigatórias defronte aos danos ambientais. Isso acontece também no setor elétrico e a melhor solução é o uso de tecnologias sustentáveis. Tal necessidade coloca em evidência o uso de fontes alternativas e renováveis de energia, dentre as quais a energia solar fotovoltaica tem demonstrado grande potencial de crescimento. Segundo dados do Plano Decenal de Energia (PDE-2024), do boletim “Energia Solar no Brasil e no Mundo – Ano de Referência – 2015 (Edição: 20/07/2016)” e do Banco de Informações de Geração (BIG-ANEEL), o Brasil apresenta uma potência instalada de 51,1 MW (incluindo dados de geração distribuída e de outorga e registro na ANEEL). Segundo o Banco de Informações de Geração da ANEEL (atualizado em 09/12/2017) a geração de energia solar fotovoltaica implica em 0,31% de participação na geração de energia elétrica no Brasil. Tendo em vista as perspectivas de crescimento, espera-se que, em 2024, as instalações fotovoltaicas sejam responsáveis por cerca de 5,5% da eletricidade produzida no país.

Com o aumento do uso da energia solar fotovoltaica, o número de incentivos governamentais aumentou. A Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012 entrou em vigor em 17 de abril de 2012, nela foi estabelecido que o consumidor brasileiro pode gerar a sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis, inclusive fornecer o excedente para a concessionária local e utilizar o crédito gerado em até 60 meses. Daí surge o conceito de micro e minigeração distribuídas de energia elétrica ([ANEEL, 2015](#)).

1.1 Incidência Solar

A energia solar é considerada como um tipo de fonte de energia intermitente ainda que os raios do Sol ocorram de modo contínuo. Um dos fatores que contribuem para a interrupção da incidência solar são os movimentos de rotação e translação da Terra. De acordo com a Organização Mundial de Meteorologia, a irradiância média gerada pelo Sol está no patamar de 1.367 W/m^2 e é definida como a irradiância incidente sobre uma superfície normal aos raios solares, à distância média Terra-Sol, na ausência de atmosfera ([VIANELLO; ALVES, 1991](#)).

Portanto, para um caso hipotético onde um painel de 1 m^2 apresenta um comportamento ideal, num fornecimento de energia solar diário anual, o equivalente gerado seria $1,367 \text{ kW} \times 8.760 \text{ h} = 11,975 \text{ MWh/ano}$. Todavia, este aproveitamento máximo torna-se inviável, pois a Terra executa uma órbita elíptica ao redor do Sol durante o ano através

do movimento de translação, fazendo com que, em determinados períodos, o recurso solar disponível seja superior do que em outros (FRONTIN et al., 2017). A figura 1 apresenta a variação de intensidade solar no período anual.

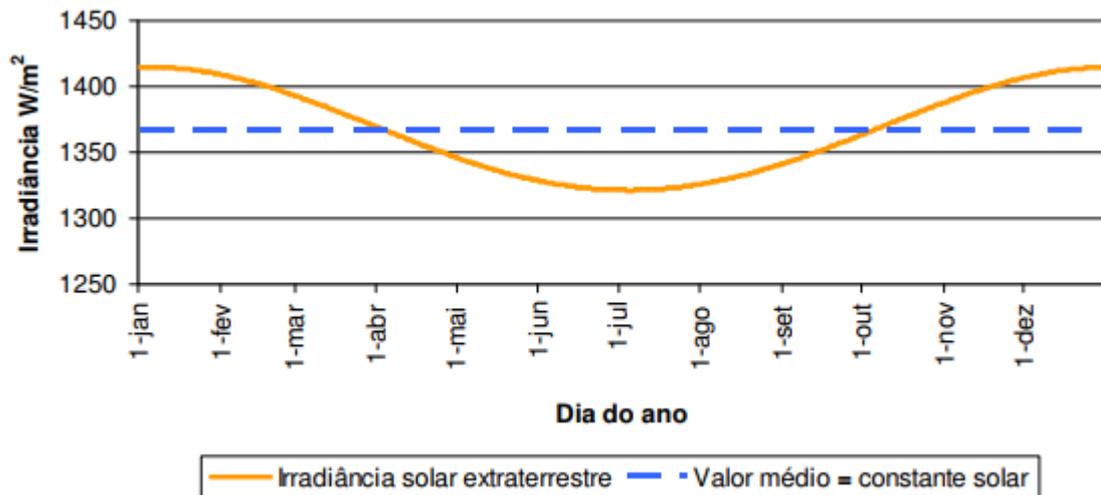


Figura 1 – Variação da intensidade da irradiância solar extraterrestre devido à distância Terra-Sol para cada dia do ano (SHAYANI, 2006).

A Terra completa uma volta inteira ao redor de si mesma a cada 24 horas, este movimento é denominado como rotação. A partir disso, tem-se a falsa impressão de que o Sol se movimenta diariamente no sentido leste-oeste, conforme ilustrado na figura 2. A posição 1 representa determinado horário matutino, a posição 2 representa o meio dia e a posição 3 representa um determinado horário vespertino.

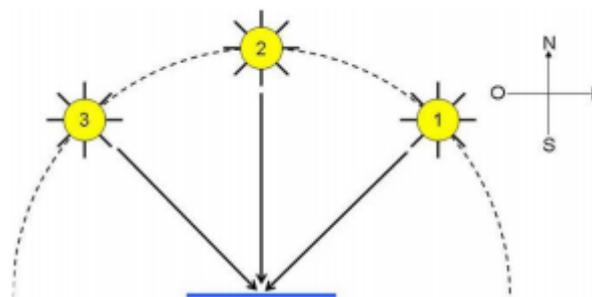


Figura 2 – Movimento diário leste-oeste do Sol (SHAYANI, 2006).

A rotação promove uma velocidade angular de 15° por hora, a qual é chamado de ângulo horário solar, sendo definido como ângulo diedro com aresta no eixo de rotação da Terra, formado pelo semiplano que contém o Sol e o semiplano que contém o meridiano local. O símbolo utilizado é o ω , e sua faixa de variação é de -180° e $+180^\circ$, positivo no período da tarde (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2006).

As horas do dia podem ser relacionados em função do ângulo horário. A equação abaixo apresenta a relação existente entre o tempo solar verdadeiro (h_s) e o ângulo horário solar (VIANELLO; ALVES, 1991).

$$\omega = 15(h_s - 12)[\text{graus}] \quad (1.1)$$

O movimento da rotação provoca uma interrupção do aproveitamento da fonte solar, pois no período nos quais os raios solares não incidem o plano óptico do painel, a conversão de energia é nula. Esse período é representado pelo horários noturno que corresponde à metade do tempo. Portanto, sempre que o ângulo horário estiver fora da faixa -90° a $+90^\circ$, não há geração de energia proveniente do módulo (FRONTIN et al., 2017).

Diante disso, é evidente a importância da aplicação de técnicas para melhor o aproveitamento do sol. Com o objetivo de "rastrear" o Sol, diversas metodologias foram concebidas e algumas são apresentadas neste presente trabalho.

1.2 Rastreamento Solar

Os benefícios do incentivo à geração distribuída por geração solar fotovoltaica se dão pelo baixo impacto ambiental, pela redução no carregamento da rede elétrica, pela diversificação da matriz energética. Todavia, esta fonte de energia é do tipo intermitente, uma vez que a incidência solar ao longo do dia não é constante. Nesse sentido, é imperativo a utilização de técnicas para maximizar a produção de energia e obter o melhor aproveitamento das instalações.

Uma primeira técnica se constitui no rastreador solar mecânico. Para um melhor aproveitamento da incidência solar, é recomendável que os raios solares estejam perpendiculares ao plano do módulo fotovoltaico. Baseado neste fato, a função do rastreador solar é "acompanhar" a perpendicularidade dos raios solares em relação ao plano dos painéis, sendo que, atualmente, existem rastreadores de um ou dois eixos.

Os rastreadores solares de um eixo podem ser dispostos na horizontal, vertical ou inclinados de forma que os módulos fotovoltaicos acompanhem a movimentação do Sol nos sentidos leste-oeste ou norte-sul. É utilizado apenas um motor neste rastreador que, por consequência, apresenta um custo menor e eficiência reduzida, visto que o rastreamento acontece apenas num sentido como pode ser visto na figura 3.

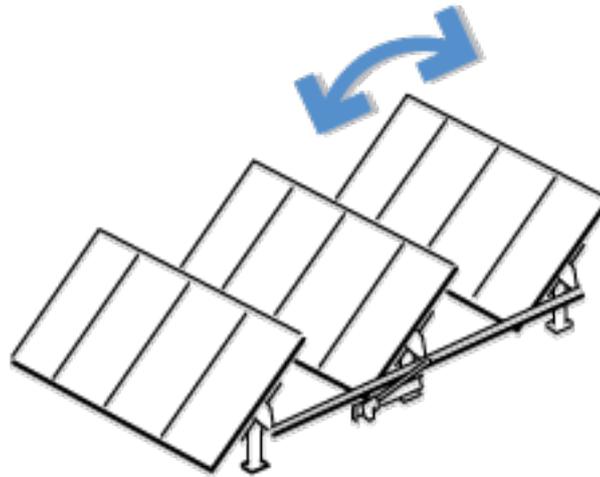


Figura 3 – Rastreador solar de eixo único (SOLAR TRACKING, 2017).

Os rastreadores solares de dois eixos possibilitam o acompanhamento do Sol ao longo do dia, quanto à sua trajetória e à sua inclinação. Isto implica numa maior complexidade do sistema e numa maior eficiência de aproveitamento solar, visto que é utilizado mais de um motor para possibilitar o rastreamento num eixo a mais como pode ser visto na figura 4.

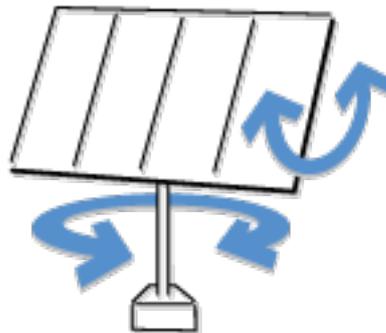


Figura 4 – Rastreador solar de eixo duplo (SOLAR TRACKING, 2017).

Outra técnica para maximizar o aproveitamento do recurso solar consiste no método eletrônico, o qual utiliza a tecnologia do rastreamento do ponto máximo de potência (PMP), uma vez que a potência gerada pelos módulos fotovoltaicos se altera frequentemente em função da temperatura ou radiação incidente. Nesse sentido, são utilizadas técnicas MPPT (*Maximum Power Point Tracking*) que serão responsáveis por rastrear o ponto de máxima potência do módulo e gerar a maior quantidade de energia possível para a rede (LIMA et al., 2014).

A curva característica Corrente \times Tensão ($I \times V$) relaciona a corrente produzida pelo painel fotovoltaico com a tensão existente em seus terminais. Deve-se ressaltar que esta curva sofre variações em função das condições da radiação incidente, bem como da temperatura de operação do painel. Todavia, independente destas condições, é possível atingir o ponto de máxima potência, o qual é comumente chamado de "joelho da curva", e está identificado na figura 5.

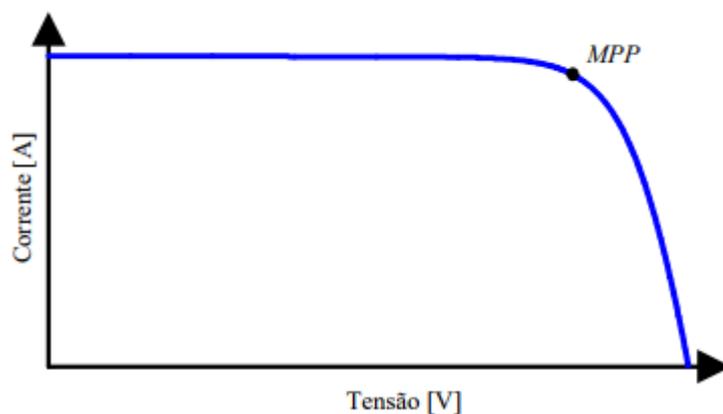


Figura 5 – Curva característica $I \times V$ de um módulo fotovoltaico (OLIVEIRA, 2015).

Por outro lado, a curva característica Potência \times Tensão ($P \times V$), exemplificada na figura 6, relacionada a potência entregue pelo painel fotovoltaico com a tensão em seus terminais. Assim como no caso anterior, a curva gerada pode variar de acordo com as condições de operação. Conforme evidenciado, a curva $P \times V$ demonstra a existência de um ponto de máximo, o qual pode ser atingido a partir da variação da tensão nos terminais do painel fotovoltaico. Os valores de potência anteriores ao PMP são menores pelo fato da tensão reduzir tender a zero; por outro lado, os valores de potência posteriores ao PMP são menores pelo fato da corrente tender a zero.

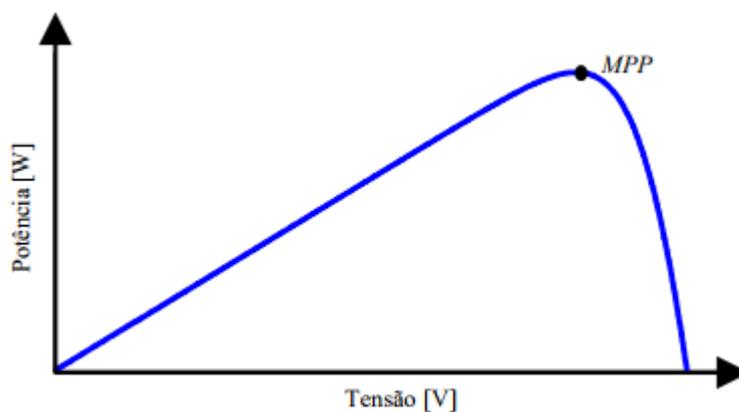


Figura 6 – Curva característica $P \times V$ de um módulo fotovoltaico (OLIVEIRA, 2015).

A incidência da radiação solar é uma variável importante a ser analisada. Sua variação tem grande influência nos valores de corrente da célula fotovoltaica, como pode ser verificado na figura 7. Porém, quando analisada a variação de temperatura incidente, verifica-se uma mínima alteração nos valores de corrente e a tensão é consideravelmente modificada, conforme a figura 8.

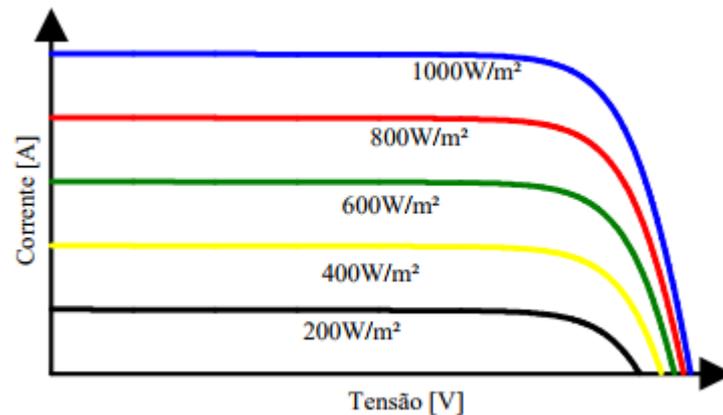


Figura 7 – Curva característica IxV para diferentes valores de irradiância solar (OLIVEIRA, 2015).

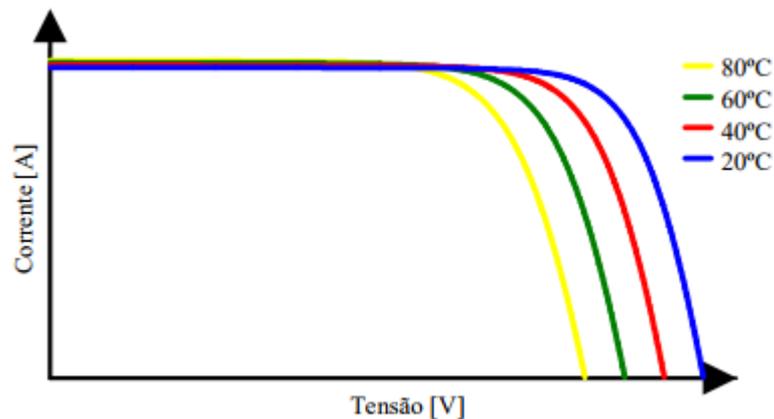


Figura 8 – Curva característica IxV para diferentes valores de temperatura (OLIVEIRA, 2015).

Pode-se verificar que ambas as variações, de incidência de radiação solar e de temperatura, alteram o ponto de operação. Dessa forma, os valores de tensão e de corrente do PMP serão utilizados para modificar a curva de impedância de entrada do conversor CC-CC boost para que o mesmo trabalhe no ponto de máxima potência instantaneamente.

1.3 Objetivo Geral

O trabalho em questão tem como objetivo realizar a simulação computacional de sistemas de geração solar fotovoltaica tendo em vista o estudo de técnicas para rastrea-

mento de máxima potência por meio de um conversor *boost*.

1.3.1 Objetivos específicos

- Definir os parâmetros do conversor de modo a condicioná-lo aos futuros testes;
- Estudar duas técnicas de rastreamento de máxima potência e realizar a lógica de controle do sistema;
- Avaliar o comportamento dos algoritmos em comparação com dados teóricos para diferentes condições de irradiância solar e de temperatura.

1.4 Estrutura do trabalho

Este trabalho é dividido em 4 capítulos que descrevem o processo da simulação de um conversor *boost* aplicado ao rastreamento de máxima potência em sistemas fotovoltaicos.

Neste primeiro capítulo são apresentados a contextualização, os objetivos a serem findados e a organização textual do documento.

No capítulo 2 é apresentado a fundamentação e metodologia do presente trabalho. Neste, realiza-se uma explanação sobre o conversor *boost* (funcionamento, definição de parâmetros e controle), os algoritmos a serem implementados e uma breve apresentação do *software* PSIM®.

O capítulo 3 apresenta os resultados obtidos por meio da simulação computacional e as considerações finais. Os casos avaliados compreendem variações de irradiância solar e de temperatura e suas devidas análises.

O capítulo 4 apresenta as conclusões acerca do presente trabalho.

2 Fundamentação e metodologia

Tendo como base o que foi mencionado no capítulo 1, este capítulo aborda o funcionamento, definição de parâmetros e controle do conversor *boost*, bem como realiza-se a apresentação de dois algoritmos para rastreamento de máxima potência, os quais serão responsáveis pelo controle do conversor. Finaliza-se este capítulo com uma breve caracterização dos recursos do *software* PSIM®.

2.1 Conversor *boost*

A característica principal do conversor *boost* (conversor CC-CC) é a capacidade de levar a tensão de entrada a um nível igual ou maior na saída (BARBI, 2006). Pela configuração, a fonte de tensão na entrada está em série com o indutor, o qual tende a se carregar e atuar como uma fonte de corrente. A chave, em paralelo com o indutor e a saída, é manobrada periodicamente, permitindo o fornecimento de energia ao indutor e, por consequência, viabilizando a obtenção de uma maior tensão na saída do conversor. (SKVARENINA, 2002).

O conversor *boost* está ilustrado na figura 9. Quando o transistor *CH* é ligado, a tensão E é aplicada ao indutor L . O diodo torna-se reversamente polarizado ($V_o > E$). Assim, energia é acumulada em L , a qual é transmitida ao capacitor e à carga no momento em que *CH* desligar. A corrente de saída (corrente do capacitor) é sempre descontínua, enquanto a corrente do indutor (corrente de entrada) pode ser contínua ou descontínua. Portanto, o conversor pode operar tanto em modo contínuo quanto no modo descontínuo.

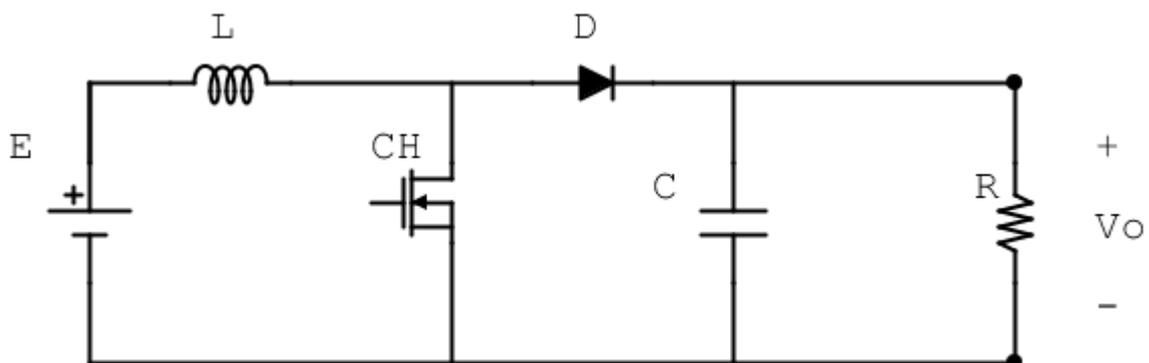


Figura 9 – Circuito de potência do conversor *boost* ideal.

Onde: E é a tensão de entrada, L é a indutância do indutor de entrada, *CH* é o transistor que opera em altas frequências, *D* é o diodo que evita que o capacitor descarregue durante

o tempo cujo o transistor esteja em condução, C é a capacitância do capacitor na saída que mantém a tensão de saída dentro de uma faixa desejada e R é o resistor da carga.

A figura 10 ilustra o circuito ideal durante o intervalo de chave fechada.

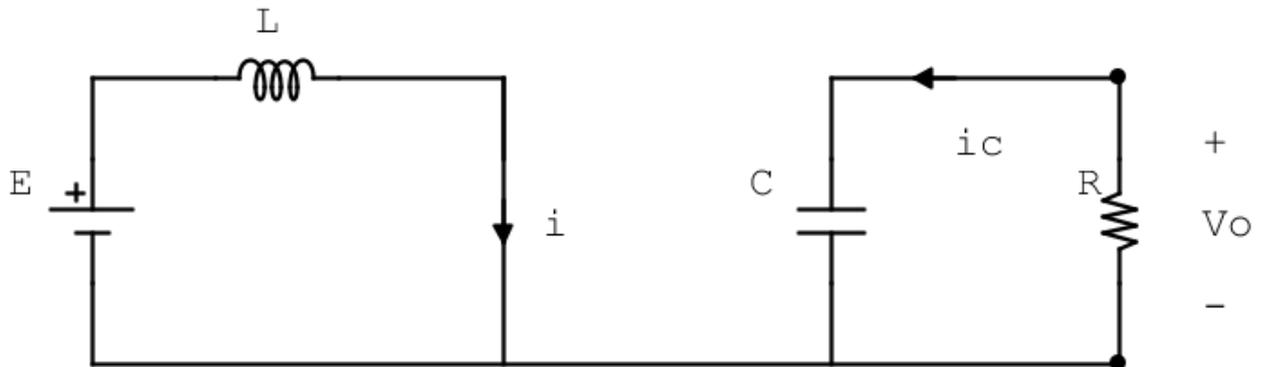


Figura 10 – Circuito do conversor *boost* ideal com chave fechada.

A figura 11 ilustra o circuito ideal durante o intervalo de chave aberta.

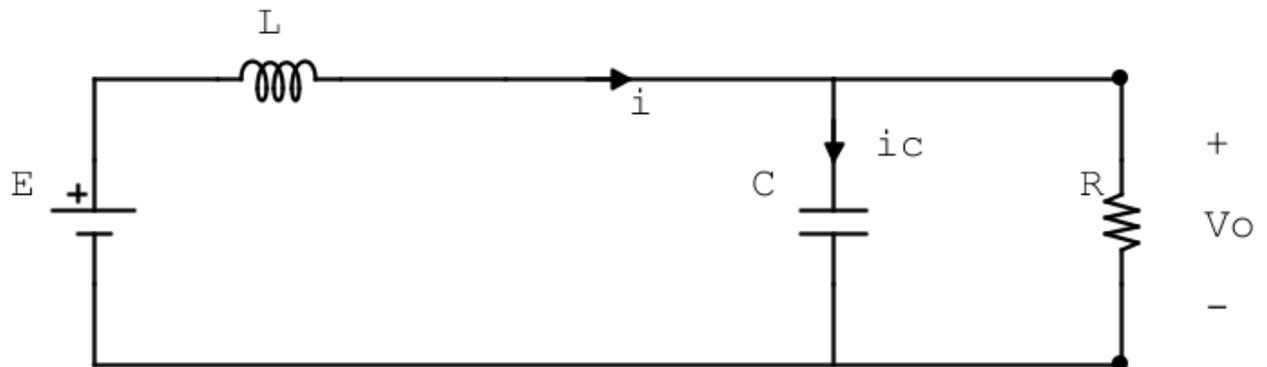


Figura 11 – Circuito do conversor *boost* ideal com chave aberta.

2.1.1 Modo de condução contínua

A partir da análise do circuito elétrico do conversor *boost*, obtém-se a equação 2.1, a qual representa o sistema para a condição de chave ligada.

$$V_L = E \quad (2.1)$$

Onde: V_L é a tensão no indutor.

De forma semelhante, obtém-se a equação 2.2, para a condição de chave desligada.

$$V_L = E - V_o \quad (2.2)$$

Em regime permanente e em modo contínuo, a tensão no indutor de um conversor boost ideal durante um ciclo de chaveamento é nula. Nesse sentido, obtém-se a equação 2.3.

$$\int_0^{T_s} V_L dt = \int_0^{T_{on}} V_L dt + \int_{T_{on}}^{T_s} V_L dt = 0 \quad (2.3)$$

Onde: T_s é o tempo de comutação, T_{on} é o tempo de condução e T_{off} é o tempo de não-condução.

Substituindo 2.1 e 2.2 em 2.3, tem-se 2.4.

$$\begin{aligned} Et_{on} + (E - V_o)(T_s - T_{on}) &= 0 \\ (T_s - T_{on}) &= T_{off} \\ \frac{V_o}{E} &= \frac{T_s}{T_{off}} = \frac{1}{1 - k} \end{aligned} \quad (2.4)$$

A relação entre as tensões de entrada e saída de um conversor boost ideal está sintetizada em 2.4.

$$\text{Se } k = 1 \rightarrow V_o = \infty \text{ (tensão de saída)} \quad (2.5)$$

Onde k representa o ciclo de trabalho ou razão cíclica que caracteriza a razão entre o intervalo de tempo de condução na chave e o intervalo de comutação, ou seja, a razão entre o tempo no qual a chave está ligada e o tempo total. O gráfico que demonstra o comportamento da equação 2.4 é apresentado na figura 12.

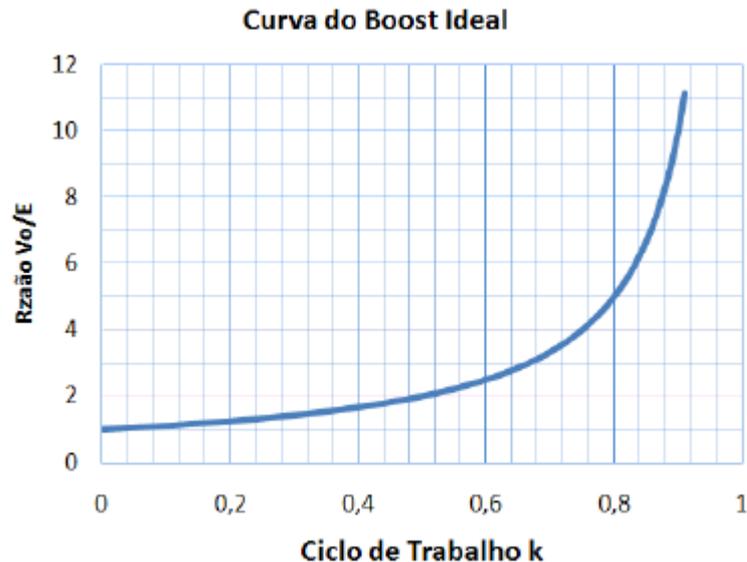


Figura 12 – Gráfico do comportamento de um conversor *boost* ideal (TEIXEIRA; VIAJANTE; MARRA, 2008).

2.1.2 Modo de condução descontínua

Ao final do período de comutação da chave CH , se o valor de corrente de carga for menor ou igual a zero, este cenário é caracterizado como modo de condução descontínua.

Considerando um aumento e uma queda linear na corrente através do indutor, a fronteira entre a condução contínua e a descontínua acontece no momento em que a razão da corrente do indutor e um período de comutação da chave vale a metade do valor de pico (SKVARENINA, 2002). Este processo pode ser visto na figura 13.

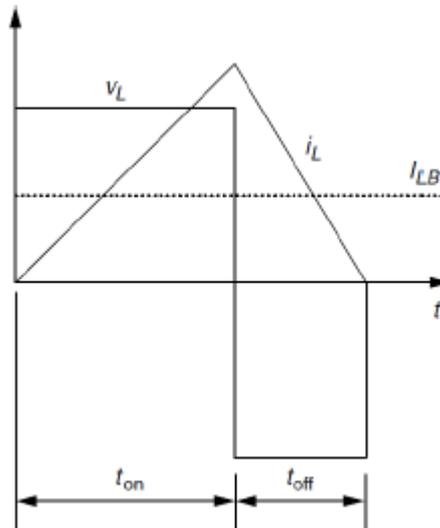


Figura 13 – Comportamento da corrente do indutor de entrada (SKVARENINA, 2002).

Segundo (SKVARENINA, 2002),

$$I_{LB} = \frac{1}{2}i_{L(pico)} = \frac{V_o T_s}{2L}k(1 - k) \quad (2.6)$$

$$L_{critico} = L = \frac{V_o T_s}{2I_{LB}}k(1 - k) = \frac{kE}{2F_s I_{LB}} \quad (2.7)$$

Onde: I_{LB} é a corrente média do indutor, $i_{L(pico)}$ é a corrente pico do indutor e $L_{critico}$ é a indutância crítica.

Todavia, neste presente trabalho o foco é operar no modo de condução contínua.

2.1.3 Conversor não-ideal

Para uma melhor representação de um caso real, é utilizado o modelo não-ideal, que pode ser visto na figura 14, o qual inclui a resistência interna do indutor. Esse acréscimo no modelo melhora a modelagem do circuito, visto que a resistência participa dos dois estados do chaveamento (ERICKSON, 2001).

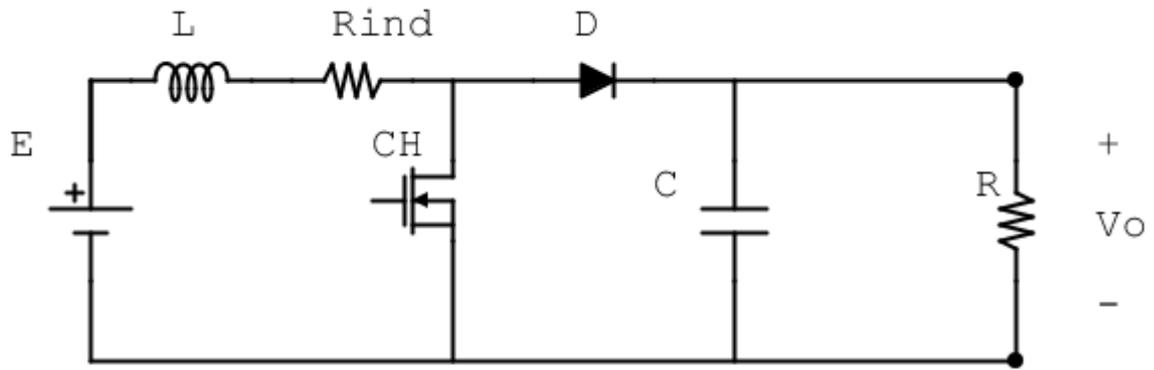


Figura 14 – Circuito do conversor *boost* não-ideal.

A figura 15 ilustra o circuito não-ideal durante o intervalo de chave fechada.

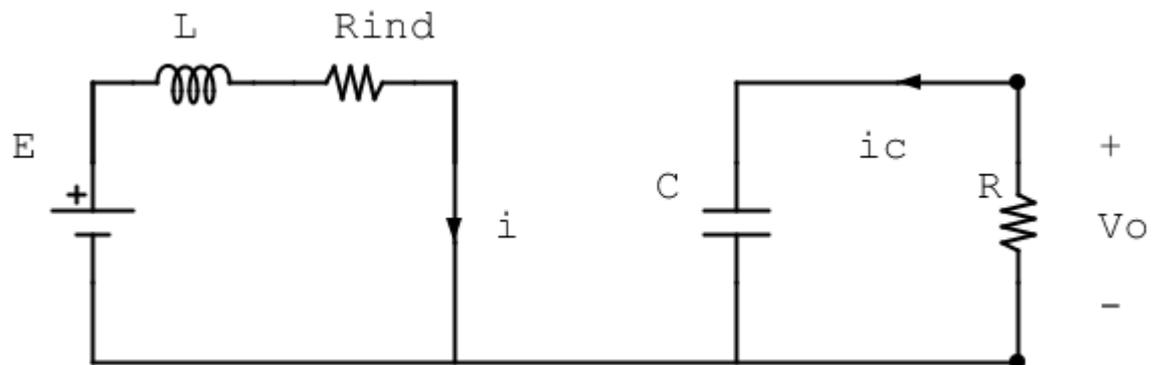


Figura 15 – Circuito do conversor *boost* não-ideal com chave fechada.

A figura 16 ilustra o circuito não-ideal durante o intervalo de chave aberta.

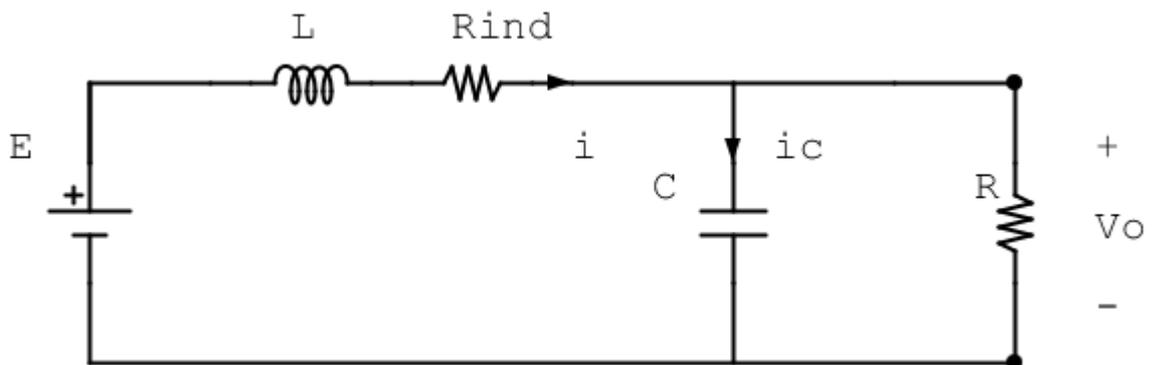


Figura 16 – Circuito do conversor *boost* não-ideal com chave aberta.

As equações 2.8 e 2.9 que representam a corrente no indutor de entrada e tensão no capacitor de saída, respectivamente, advêm da figura do circuito ilustrado na figura 15

$$V_L = E - iR_{ind} \tag{2.8}$$

$$i_c = -\frac{V_o}{R} \quad (2.9)$$

Onde: R_{ind} é a resistência do indutor, i é a corrente do indutor e i_c é a corrente do capacitor.

A partir da figura 16, tem-se as expressões 2.10 e 2.11 para a corrente no indutor de entrada e tensão no capacitor de saída, respectivamente.

$$V_L = E - iR_{ind} - V_o \quad (2.10)$$

$$i_c = i - \frac{V_o}{R} \quad (2.11)$$

As formas de onda da tensão no indutor de entrada e da corrente no capacitor de saída estão ilustradas na figura 17.

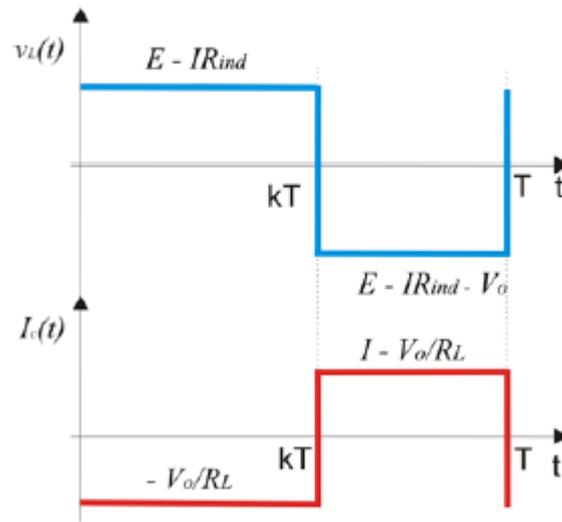


Figura 17 – Formas de onda da tensão no indutor e corrente no capacitor (TEIXEIRA; VIAJANTE; MARRA, 2008).

Visto que a tensão média presente no indutor e a corrente média sobre o capacitor tem valores nulos, as expressões 2.12 e 2.13 são estabelecidas.

$$E - iR_{ind} - (1 - k)V_o = 0 \quad (2.12)$$

$$\frac{V_o}{E} = \frac{1}{(1 - k)\left(1 + \frac{R_{ind}}{(1-k)^2 R}\right)} \quad (2.13)$$

2.2 Definição de parâmetros do conversor

Para realizar especificação básica dos componentes do conversor boost, é necessário adotar alguns parâmetros iniciais, os quais estão mostrados na tabela 1. Importante ressaltar que o valor de tensão de entrada foi adotado como sendo a tensão para máxima potência do painel solar fotovoltaico de 250 W da marca Yingli Solar (código YL250P-29b, datasheet disponível em anexo).

Tabela 1 – Parâmetros nominais do projeto.

Parâmetro	Valor
Potência de saída (P_o)	500 W
Tensão de saída (V_o)	100 V
Tensão de entrada (E)	28,63 V
Variação de tensão de entrada (ΔE)	10%
Variação da corrente de entrada (ΔI_L)	10%
Frequência de chaveamento (f_s)	10 kHz
Rendimento esperado (η)	92%

A representação matemática para variação de corrente no indutor Δi_L é expressada em 2.14 e 2.15.

$$i_L(t) = \frac{1}{L} \int_0^t E dt + i_L(0) \quad (2.14)$$

$$i_L(t) = \frac{E}{L} t + i_L(0) \quad (2.15)$$

Considerando o instante de tempo $t = 0$, a corrente no indutor é mínima $i_L(0) = I_{\min}$, e no instante de tempo $t = kT_s$, a corrente no indutor é máxima $i_L(kT_s) = I_{\max}$, tem-se 2.16 e 2.17.

$$I_{\max} = \frac{E}{L} kT_s + I_{\min} \quad (2.16)$$

$$I_{\max} - I_{\min} = \frac{E}{L} kT_s \quad (2.17)$$

Onde: $f_s = \frac{1}{T_s}$, f_s é a frequência de chaveamento e $i_L = I_L$.

Resultando em 2.18 e 2.19.

$$\Delta i_L = I_{\max} - I_{\min} = \frac{Ek}{Lf_s} \quad (2.18)$$

$$L = \frac{E \cdot k}{f_s(\Delta I_L \cdot I_L)} \quad (2.19)$$

A corrente do capacitor se dá por 2.20.

$$i_c(t) = C \frac{dV_c(t)}{dt} \quad (2.20)$$

Ocorre no primeiro estágio a variação da tensão no capacitor, logo $i_c(T_{on} = I_o$, portanto, tem-se 2.21.

$$I_o = C \frac{\Delta V}{T_{on}} \quad (2.21)$$

Onde: $T_{on} = \frac{k}{f_s}$.

Resultando em 2.22.

$$C = \frac{I_o \cdot k}{f_s(\Delta V_o \cdot V_o)} \quad (2.22)$$

Assim, os valores de indutância e capacitância foram calculados a partir das equações 2.19 e 2.22, respectivamente, e estão apresentados na tabela 2.

Tabela 2 – Dados dos componentes do conversor *boost*.

Dados	Valor
Indutância do conversor (L)	1,08 mH
Capacitância do conversor (C)	35,7 μF

2.3 Controle

O controle em malha fechada objetiva a melhora de desempenho do sistema em relação à alguma possível variação que possa ocasionar numa mudança na variável de estudo. Em conversores estáticos, o controlador tem o papel de garantir que o sistema seja estável, bem como manter que o sinal de saída mantenha-se inalterado mesmo quando houver distúrbios (HEVERTON; CUPERTINO, 2011).

A estratégia de controle utilizada neste trabalho tem como base a realimentação negativa e tem atuação no ciclo de trabalho da modulação PWM, como pode ser visto na figura 18.

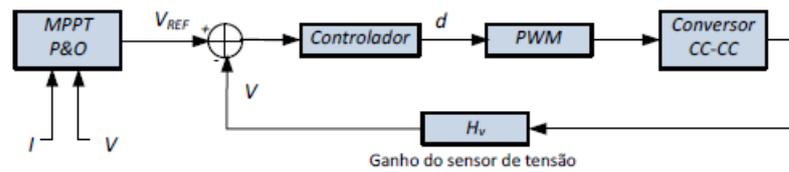


Figura 18 – Diagrama de blocos do sistema controlado (MOÇAMBIQUE, 2012).

De forma geral, o erro é mitigado com a atuação do controlador. A ação deste último elemento é responsável por alterar a modulação por largura de pulso para a devida comutação do transistor.

2.3.1 Estratégia aplicada

A estratégia de controle do conversor adotada é baseada na figura 19.

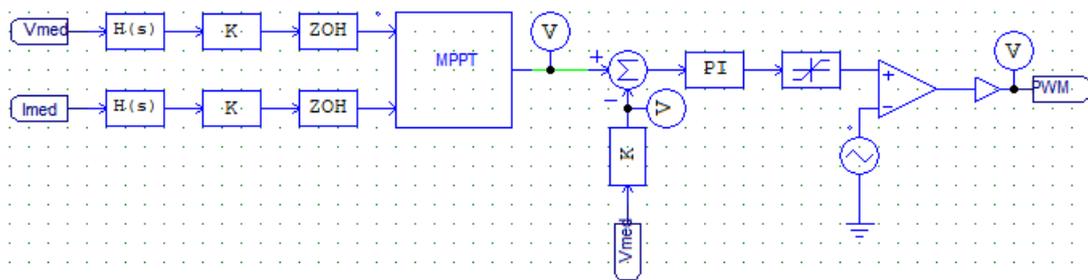


Figura 19 – Estratégia de controle do conversor.

As grandezas V_{med} e I_{med} referem-se, respectivamente, à tensão e corrente medidas na saída do painel fotovoltaico. Tais valores são adotados como realimentação da malha de controle (de tensão ou de corrente) e também são utilizados como entrada para o algoritmo do MPPT.

O erro é tratado no controlador proporcional-integral (PI), de forma que seja anulado, uma vez que seus parâmetros estejam corretamente ajustados.

A saída do controlador PI é comparada com a onda triangular ajustada para uma frequência de chaveamento de 10 kHz. Isso gera pulsos que garantem que a tensão ou a corrente do módulo se igualem ao sinal de referência da técnica de MPPT adotada.

A função de transferência $H(s)$ tem como objetivo considerar o atraso de tempo existente na medição e condicionamento dos sinais a ser utilizado pelo sistema de controle do conversor. A representação matemática está representada na equação 2.23.

$$H(s) = \frac{1}{sT_m + 1} \quad (2.23)$$

Visto que para o sistema de medição adotado, $T_m = 0,001$, então a função de transferência para a correção deste tempo de atraso está em [2.24](#).

$$H(s) = \frac{1}{0,001s + 1} \quad (2.24)$$

Em relação ao bloco K, este objetiva adequar as medições de tensão e corrente ao sistema "por unidade", definindo valores de base para grandezas. No caso deste trabalho, os valores de base são aplicados aos valores de tensão e corrente adquiridos do circuito do conversor *boost*. Os valores de base são definidos por meio das condições padrão de teste, correspondente a 1000 W/m^2 e $25 \text{ }^\circ\text{C}$.

2.3.2 Controlador PI

Esta seção aborda sobre as ações dos controladores separadamente e por fim, é explanado a sua ação em conjunto juntamente com o controlador proposto.

2.3.2.1 Ação Proporcional

A atuação do controlador proporcional (P) define que a correção que foi aplicada a um determinado processo, cresce na mesma proporção que o erro entre o valor real e o almejado.

Sua representação matemática se dá pela expressão [2.25](#) e sua função de transferência pela equação [2.26](#).

$$\frac{U(s)}{E(s)} = K_p \quad (2.25)$$

$$G_c(s) = K_p \quad (2.26)$$

Este controlador não acrescenta nenhum polo ou zero ao sistema ([NISE, 2012](#)).

2.3.2.2 Ação Integral

A ação integral tem uma resposta de saída do controlador cuja é proporcional à amplitude e duração do desvio.

Sua representação matemática se baseia no valor de saída do controlador $u(t)$, o qual é variado numa taxa proporcional ao erro existente $e(t)$, como pode ser visto na

equação 2.27.

$$\begin{aligned}\frac{du(t)}{dt} &= K_i e(t) \\ u(t) &= K_i \int_0^t e(t) dt\end{aligned}\tag{2.27}$$

Onde, K_i é uma constante ajustável.

A função de transferência para o controlador integral está representado na equação 2.28.

$$G_c(s) = \frac{K_i}{s}\tag{2.28}$$

2.3.2.3 Ação Proporcional + Integral

É impossível que a ação integral atue de forma isolada. Ela sempre tem de estar combinada à ação proporcional (NISE, 2012). Logo, a ação integral tem por função eliminar o desvio característico de seu controlador proporcional associado.

Seu equacionamento se dá pela expressão 2.29.

$$\begin{aligned}u(t) &= K_p e(t) + \frac{K_p}{T_i} \int_0^t e(t) dt \\ \frac{U(s)}{E(s)} &= G_c(s) = K_p \frac{(1 + sT_i)}{sT_i}\end{aligned}\tag{2.29}$$

Onde: $\frac{K_i}{K_p} = \frac{1}{T_i}$ e K_p é o ganho proporcional, T_i é a constante de tempo integral; ambos são ajustáveis.

Dessa forma, o controlador PI para o sistema foi dimensionado de forma a ser representado por 2.30.

$$G(s) = \frac{0,15s + 150}{s}\tag{2.30}$$

Neste sistema, tem-se os seguintes parâmetros: $K_p = 0,15$, $K_i = 150$ e $T_i = 0,001$, os quais foram ajustados por meio do *Simulink*.

A figura 20 a resposta temporal do controlador à uma perturbação de degrau unitário em malha fechada.

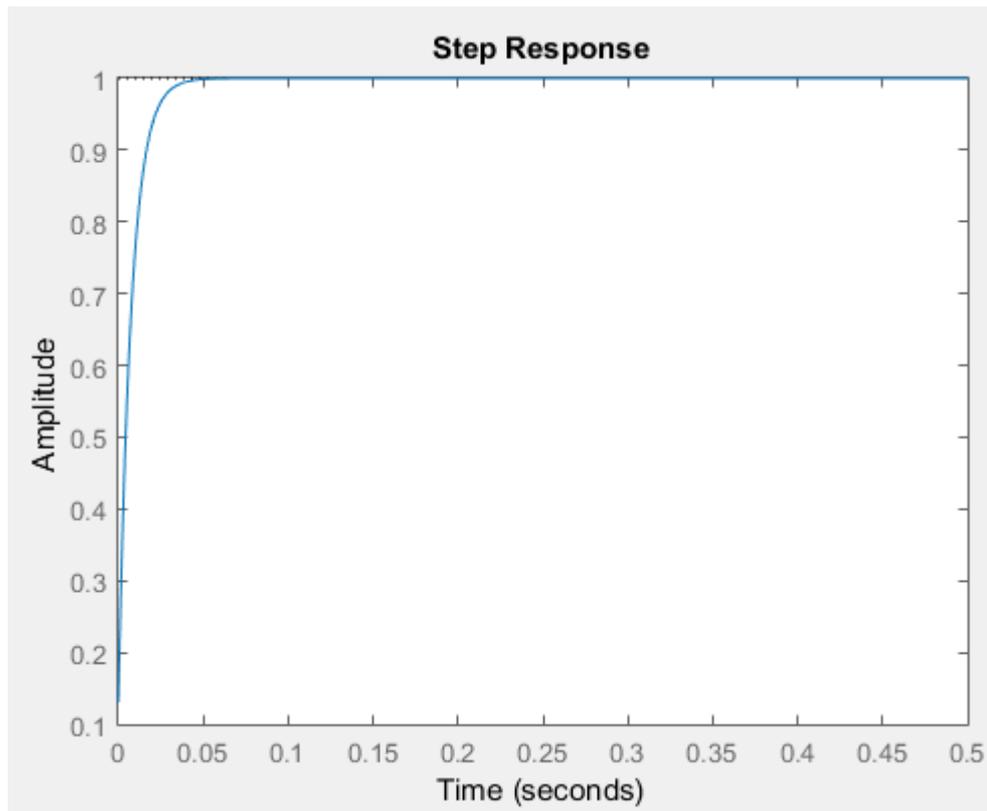


Figura 20 – Resposta temporal do controlador PI.

Verifica-se uma boa resposta, não há *overshoot* (por ser uma função de 1^a ordem), o tempo de subida é consideravelmente pequeno assim como o tempo de acomodação do sinal. Portanto, o controlador PI está adequadamente dimensionado para ser utilizado neste trabalho.

2.4 Algoritmos para rastreamento de máxima potência em sistemas fotovoltaicos

2.4.1 Perturbe e Observe (P&O)

Neste algoritmo, a tensão de saída do módulo é modificada por meio de alterações no ciclo de trabalho do conversor CC-CC, de modo a provocar alterações na potência de saída do sistema. O fluxograma do método é apresentado na figura 21.

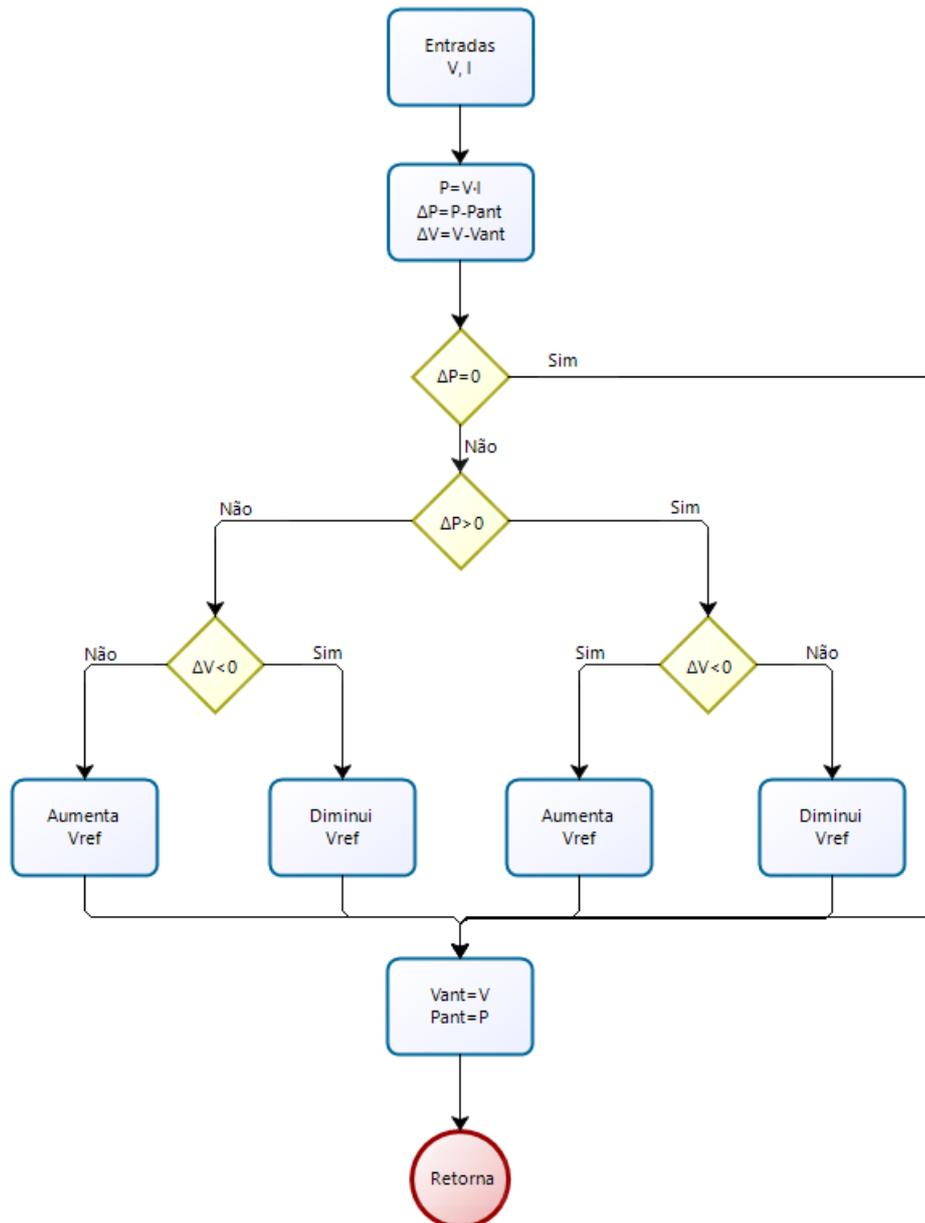


Figura 21 – Fluxograma de funcionamento do método Perturbe e Observe (P&O).

No método em questão, para cada ciclo de execução do algoritmo, realiza-se o cálculo da potência entregue pelo sistema (P). Este valor é comparado com a potência entregue no ciclo anterior (P_{ant}), de forma a se obter a diferença (ΔP). Quando $\Delta P > 0$, acontece o aumento de potência devido à variação de tensão e quando iniciado o próximo ciclo, há novamente um incremento na tensão de referência até que se atinja o PMP. Porém, quando $\Delta P < 0$, a variação de tensão não foi responsável pelo aumento de potência, portanto, a tensão de referência é decrementada.

O valor do incremento é determinante para a eficiência do método, pois esta magnitude é responsável pela rapidez da convergência ao PMP e com o mínimo de oscilação (em regime permanente). Resumindo, o método opera através de perturbações ao sistema

para que, quando o PMP seja atingido, a tensão trabalhe em torno deste ponto.

Para exemplificar o seu funcionamento, na figura 22 é apresentada a resposta do sistema para perturbações positiva e negativa a partir de dois pontos diferentes. Se a perturbação positiva acarreta num acréscimo positivo de potência do painel, infere-se que o sistema está indo em direção à máxima potência. Do contrário, quando a perturbação positiva acarreta num decréscimo de potência, o sistema vai ao sentido oposto, ocasionando uma trajetória no sentido contrário após a próxima perturbação. A figura 23 ilustra este procedimento citado (BARRETO, 2014).

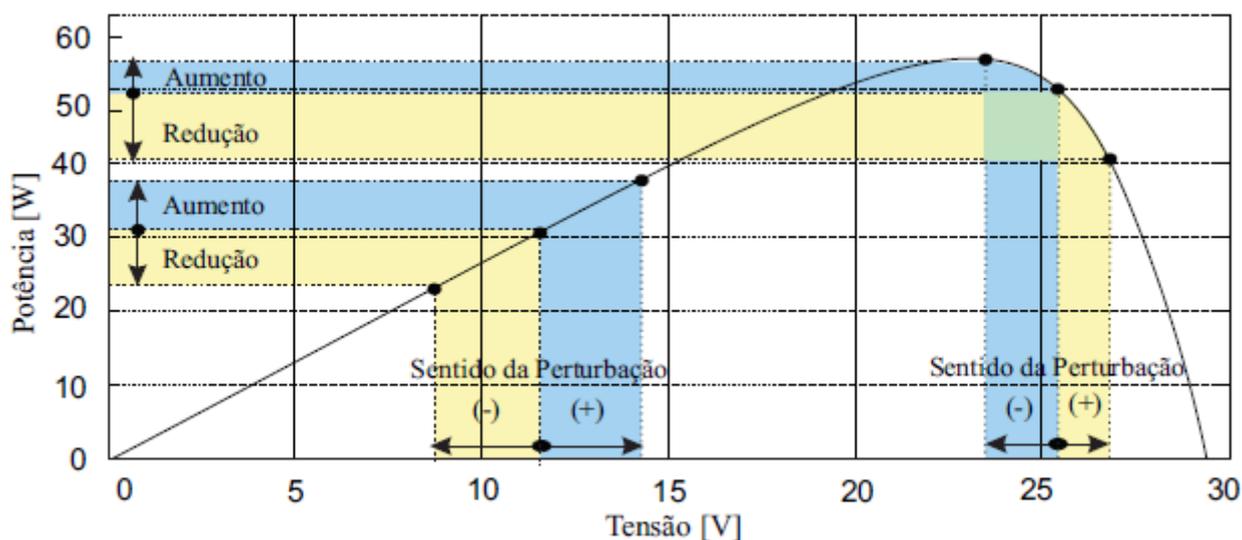


Figura 22 – Comportamento da variação de potência para perturbações (BARRETO, 2014).

Sentido da Perturbação atual	Variação de Potência	Sentido da Próxima Perturbação
Positiva	Positiva	Positiva
Positiva	Negativa	Negativa
Negativa	Positiva	Negativa
Negativa	Negativa	Positiva

Figura 23 – Visão geral do algoritmo Perturbe e Observe (P&O) (BARRETO, 2014).

2.4.2 Condutância Incremental (CI)

Este método tem como premissa a operação em máxima potência do módulo por meio da análise da derivada da potência em relação à tensão do módulo. O fluxograma do método é apresentado na figura 24.

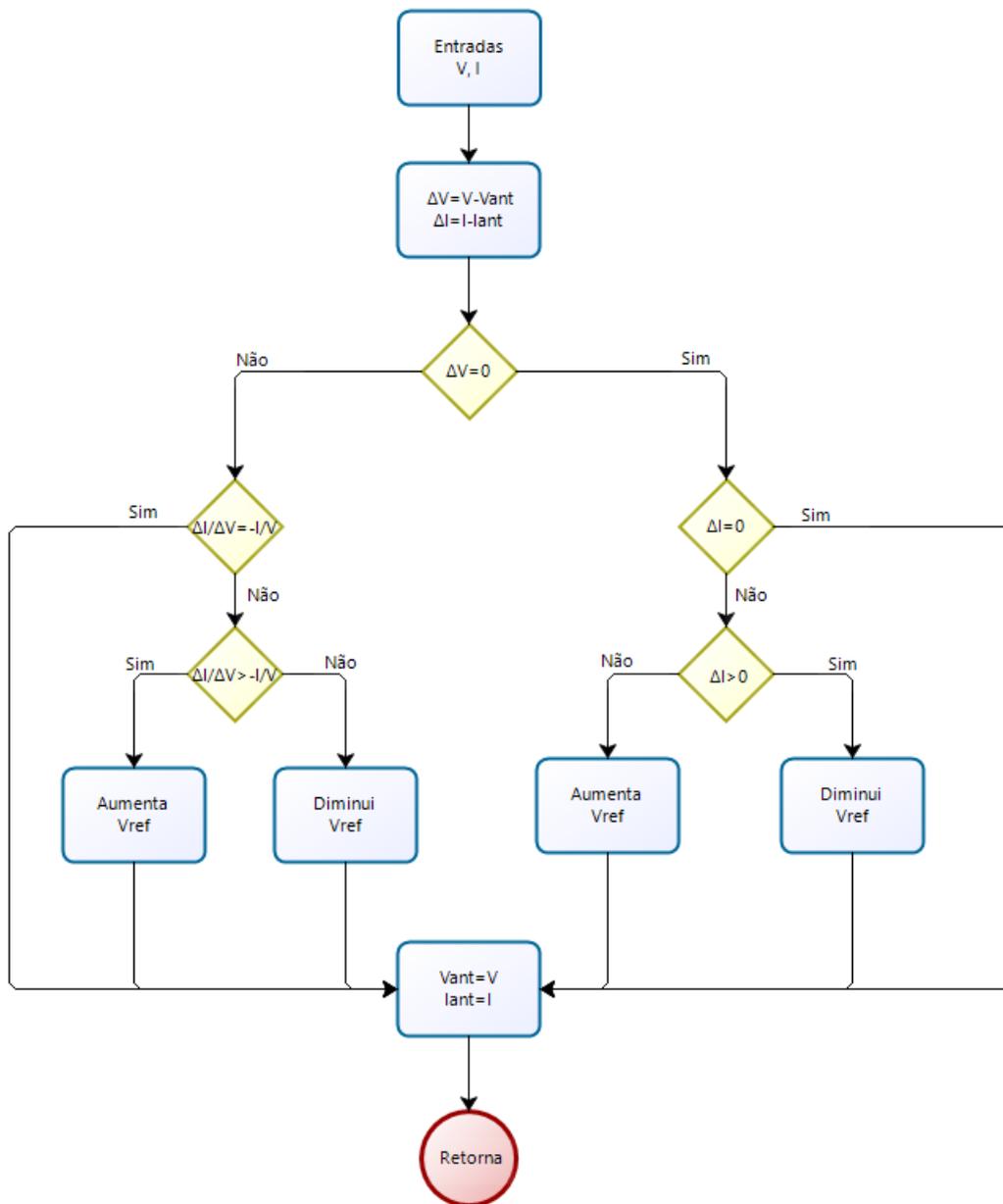


Figura 24 – Fluxograma de funcionamento do método da Condutância Incremental (CI).

A derivada da potência em relação à tensão do módulo é nula quando a potência for máxima, como pode ser verificado em 2.31.

$$\frac{dP}{dV} = \frac{d(VI)}{dV} = I + V \frac{dI}{dV} \quad (2.31)$$

Lembrando que para operar no PMP, é necessário que $\frac{dI}{dV} = -\frac{I}{V}$. Portanto, é fácil notar que se o módulo opera num ponto distante ao PMP, o valor da derivada da potência pela tensão será cada vez maior ou menor, sempre longe do valor nulo. Com isso, tem-se a análise de que se houver o ajuste adequado da tensão do painel fotovoltaico, o valor de

PMP é atingido, uma vez que a premissa da derivada da potência pela tensão ser nula fora respeitada, tal análise está ilustrado na figura 25.

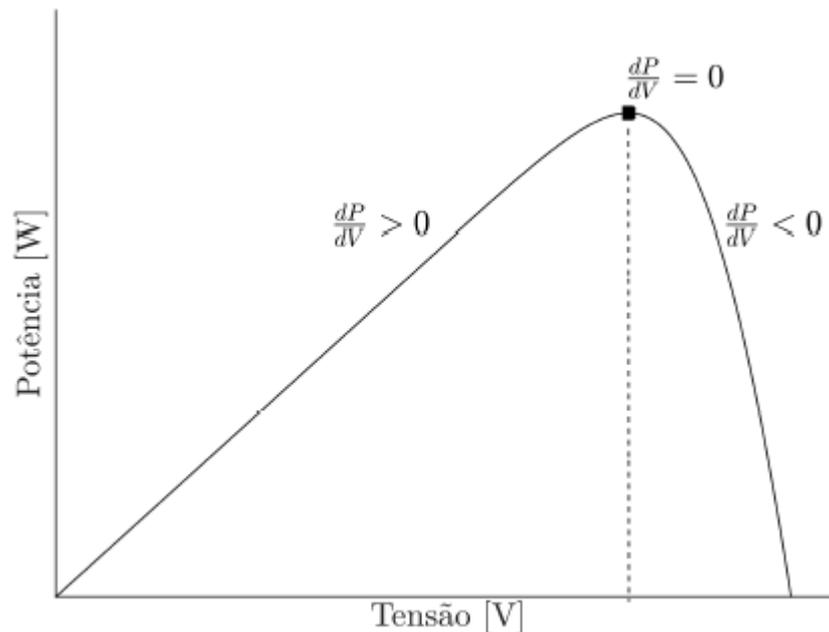


Figura 25 – MPPT para CI (SOUSA, 2016).

A partir de 2.31, tem-se as relações sintetizadas na figura 26.

Análise	Localização
$\Delta I/\Delta V = -I/V$	no MPPT
$\Delta I/\Delta V > -I/V$	lado esquerdo MPP
$\Delta I/\Delta V < -I/V$	lado direito MPP

Figura 26 – Análise do MPPT em função da condutância do sistema (BARRETO, 2014).

2.5 Software PSIM®

O *software* PSIM® é um dos simuladores computacionais no ramo da eletrônica de potência. Tem capacidade de simular circuitos em diversas formas: diagrama de blocos da função de transferência no domínio s ou z , código C personalizado ou no Matlab/Simulink. A biblioteca de controle do *software* dispõe de uma vasta lista de componentes e blocos de funções, dessa forma é possível a construção de uma enorme gama de esquema de controle de forma rápida e conveniente (SILVA et al., 2014).

Possui também módulos que atendem às mais variadas aplicações, como por exemplo a aplicação da energia renovável que rege presente trabalho. Outras características

importantes a serem ressaltadas (PSIM, 2017):

- Interface gráfica de usuário intuitiva e de fácil utilização;
- Interatividade que permite a alteração de parâmetros e visualização de tensões/correntes durante a simulação;
- Simulação de sistemas conversores de potência e controle grandes e complexos em um curto espaço de tempo;
- Compilador C embutido que permite a digitação de código C diretamente, sem compilar.

Dispondo dos dados dos componentes do conversor, tem-se a topologia do circuito em estudo a qual foi implementada na versão educacional do *Software* PSIM®.

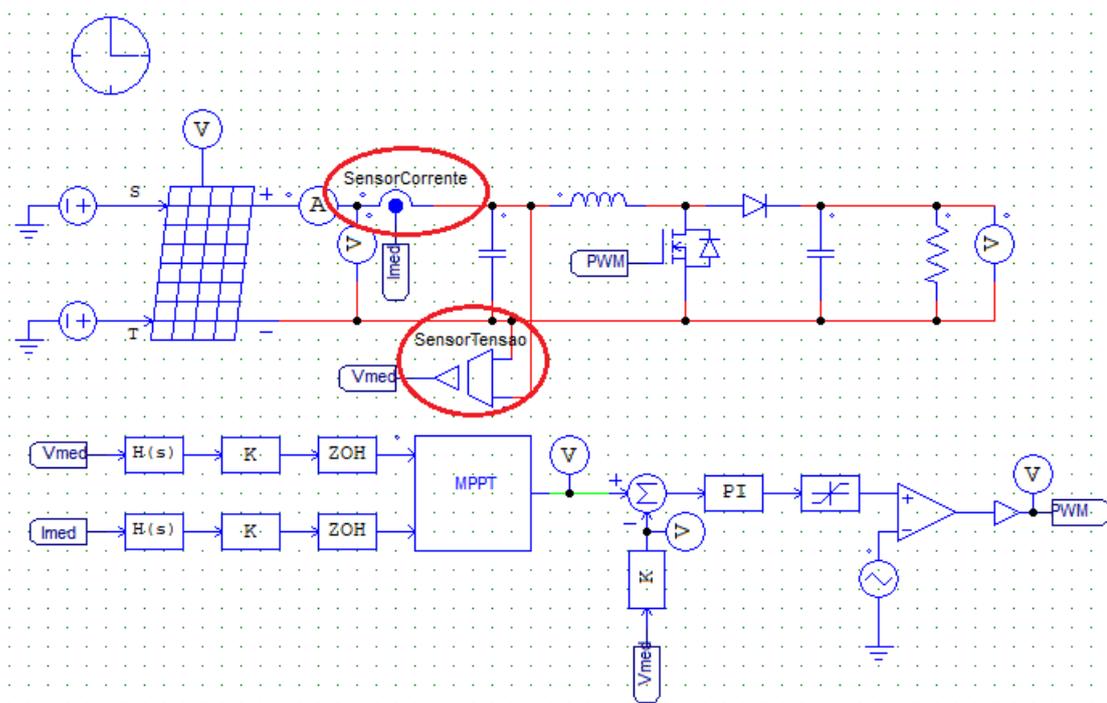
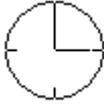
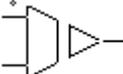
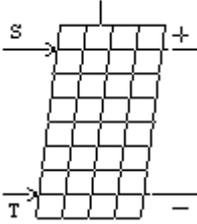
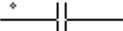
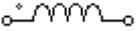
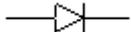


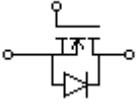
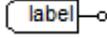
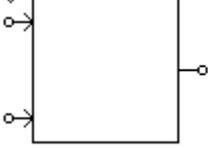
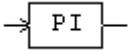
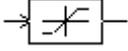
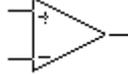
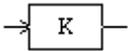
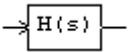
Figura 27 – Circuito de potência do conversor *boost*, sistema de controle e geração de pulsos do chaveamento disposto no software.

Verifica-se no circuito a presença de um sensor de corrente e de tensão, devidamente identificados na figura 27. As grandezas medidas advindas do módulo fotovoltaico são parâmetros para o controle do transistor.

Na tabela 3 são apresentados os blocos utilizados na simulação do sistema fotovoltaico e das técnicas MPPT.

Tabela 3 – Elementos utilizados na simulação.

Bloco	Nome	Função
	<i>Simulation control</i>	Define o passo de tempo e o tempo total de simulação. Os tempos ajustados são, respectivamente, $1 \mu\text{s}$ e $0,5 \text{ s}$
	<i>Voltage probe</i>	Adquire e imprime o valor de tensão elétrica num determinado ponto do circuito
	<i>Current probe</i>	Adquire e imprime o valor de corrente elétrica num determinado ponto do circuito
	<i>DC voltage source</i>	Fonte CC. Utilizado no sistema para fixar os valores de irradiância solar e de temperatura do módulo fotovoltaico
	<i>Current sensor</i>	Realiza a medição de corrente em um ponto do circuito
	<i>Voltage sensor</i>	Realiza a medição da diferença de potencial entre dois pontos do circuito
	<i>Solar module (physical mode)</i>	Módulo fotovoltaico (modelo físico), obtém de entradas (valores fixos ou variáveis) de irradiância solar (S) e de temperatura (T). Tem também terminal de saída CC para que seja realizada a medição de sua potência máxima gerada
	<i>Capacitor</i>	Capacitor
	<i>Inductor</i>	Indutor
	<i>Diode</i>	Diodo
	<i>On-off switch controller</i>	Chave controlada <i>on-off</i>

	<p><i>MOSFET switch</i></p>	<p>Transistor MOSFET com acionamento pelo terminal de <i>gate</i></p>
	<p><i>Label</i></p>	<p>Classifica e relaciona pontos comuns dos sinais elétricas das estruturas implementadas</p>
	<p><i>Zero-order hold</i></p>	<p>Define a frequência de atualização do código dos métodos utilizados, sendo ajustado para o valor de 20 kHz</p>
	<p><i>Simplified C Block</i></p>	<p>Interface disponível para a implementação do algoritmo a ser utilizado em linguagem C. No caso em estudo, são utilizadas duas entradas e uma saída</p>
	<p><i>Summer</i></p>	<p>Somador de sinais</p>
	<p><i>Proportional-Integral controller</i></p>	<p>Controlador proporcional-integral (PI)</p>
	<p><i>Limiter</i></p>	<p>Limitador de sinal</p>
	<p><i>Comparator</i></p>	<p>Comparador de sinais</p>
	<p><i>Triangular-wave voltage source</i></p>	<p>Fonte de tensão de onda triangular utilizada como referência de sinal para o comparador</p>
	<p><i>Ground</i></p>	<p>Terminal de referência de tensão</p>
	<p><i>Proportional block</i></p>	<p>Bloco proporcional. Implementa um ganho no sistema</p>
	<p><i>Transfer function block</i></p>	<p>Bloco de função de transferência de domínio s. Responsável por corrigir o <i>delay</i> existente na medição das grandezas elétricas</p>

3 Resultados

É apresentado neste capítulo os resultados obtidos com base na fundamentação e metodologia adotadas.

3.1 Análise de tensão, corrente e potência do módulo

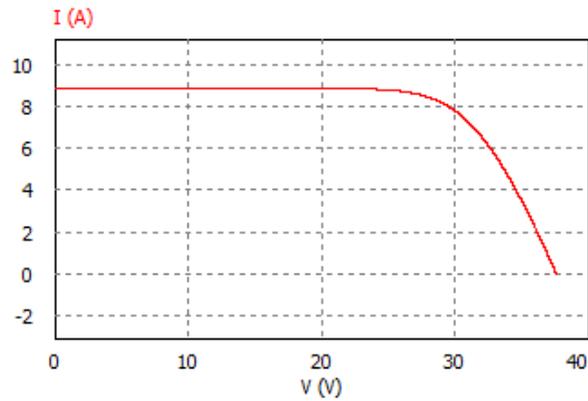
Os resultados para os métodos de P&O e de CI desta são apresentados para os seguintes casos:

- Irradiância solar e temperatura fixas (caso 1);
- Temperatura fixa e irradiância solar variável (degrau de irradiação) (caso 2);
- Irradiância solar fixa e temperatura variável (degrau de temperatura) (caso 3).

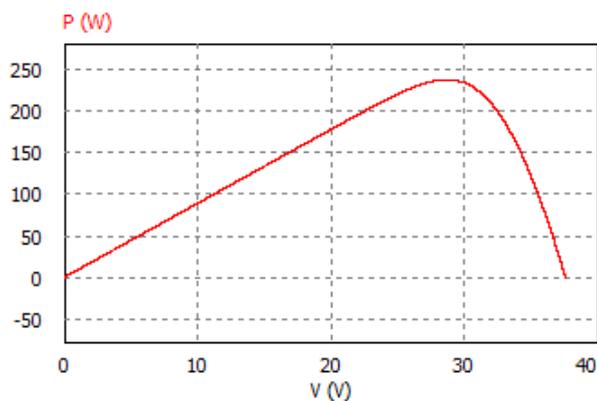
O desempenho do sistema é analisado por meio de medições de tensão e de corrente referentes à saída do módulo fotovoltaico, onde estes valores são comparados com os dados teóricos obtidos pela ferramenta *Calculate I-V Curve* do PSIM® (POWERSIM, 2016). Além do mais, o comportamento temporal destas variáveis são apresentados ao longo da análise, de forma a evidenciar o comportamento dinâmico do sistema de controle. Deste modo, é possível realizar a validação para cada caso.

3.1.1 Caso I

Com os valores de irradiação solar e de temperatura fixados em, respectivamente, 1000 W/m^2 e $25 \text{ }^\circ\text{C}$, a ferramenta *Calculate I-V Curve* apresenta dados referentes à potência, tensão e corrente para o ponto de máxima potência. Estes dados estão apresentados na figura 28 e na tabela 4.



(a)



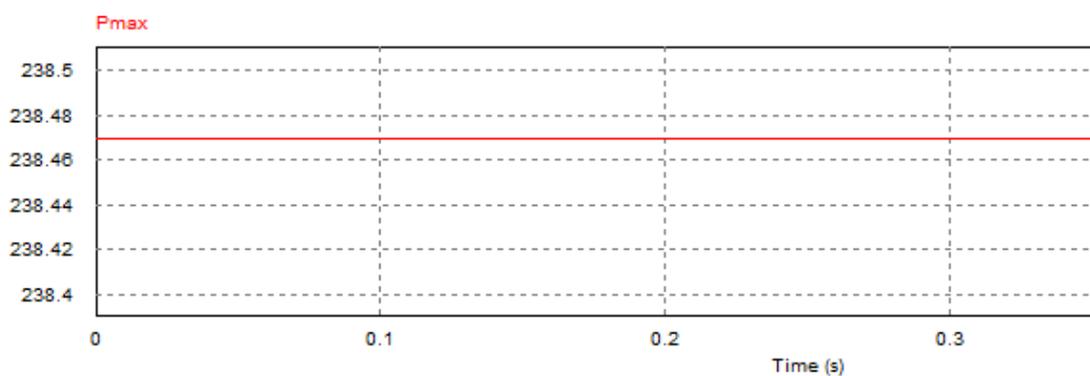
(b)

Figura 28 – Curvas características do painel fotovoltaico, para 1000 W/m^2 e 25°C . (a) Curva $I \times V$; (b) Curva $P \times V$.

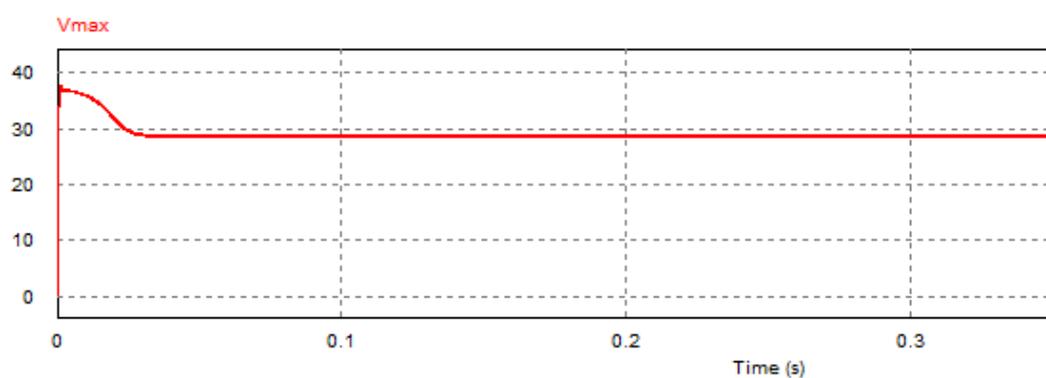
Tabela 4 – Valores do caso I para a condição de máxima potência.

P_{\max} (W)	V_{\max} (V)	I_{\max} (A)
238,47	28,73	8,3

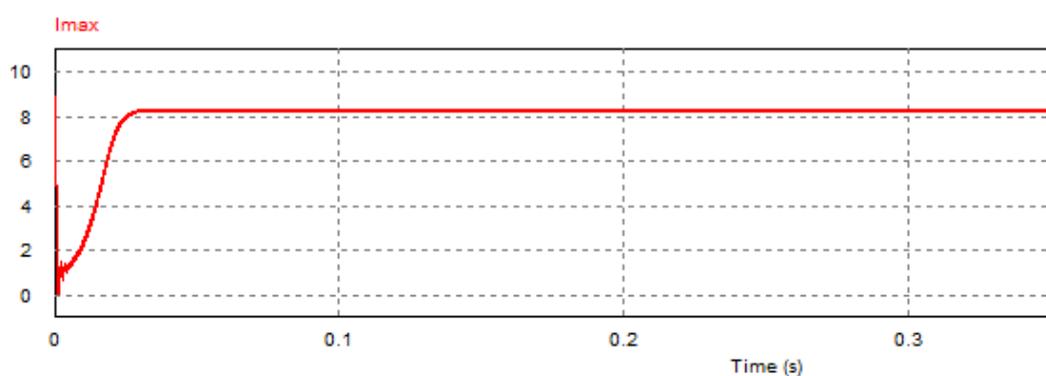
Baseado nestes valores teóricos, é possível realizar a simulação do sistema completo (painel fotovoltaico e conversor boost) e medições de potência, tensão e corrente da saída do módulo fotovoltaico. Tais dados advindos da simulação serão comparados com as informações teóricas apresentadas anteriormente, permitindo a determinação do desempenho do sistema de controle. As figuras 29 e 30 apresentam tais variáveis para os métodos P&O e CI, respectivamente.



(a)



(b)

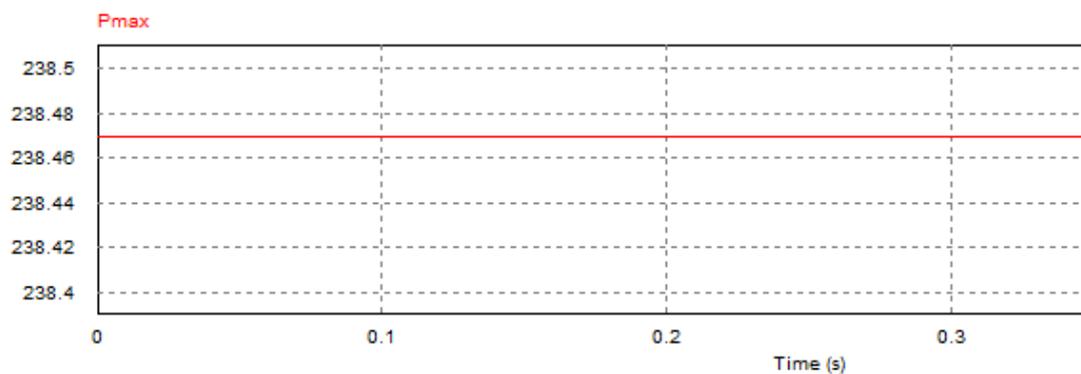


(c)

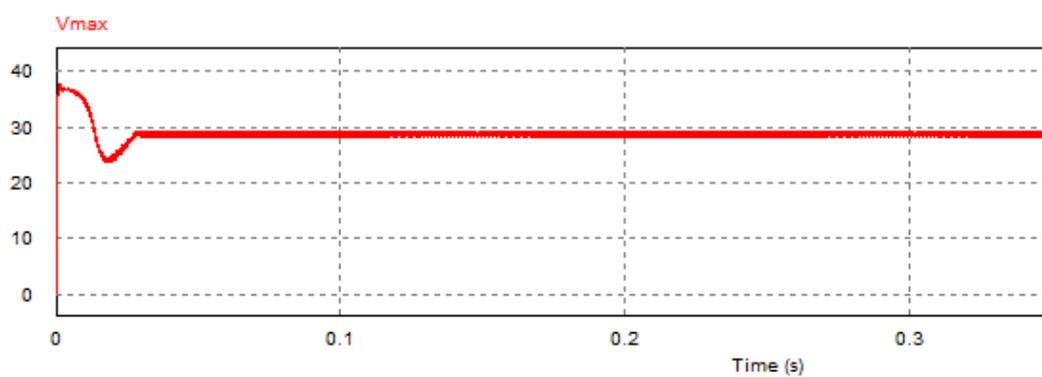


(d)

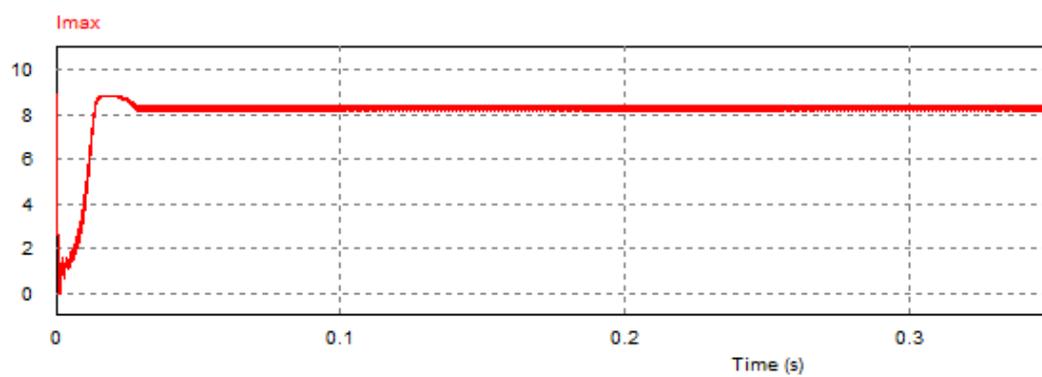
Figura 29 – Forma de ondas obtidas para simulação do método P&O, considerando irradiação e temperatura fixas. (a) Potência; (b) Tensão; (c) Corrente; (d) Índice de modulação do conversor.



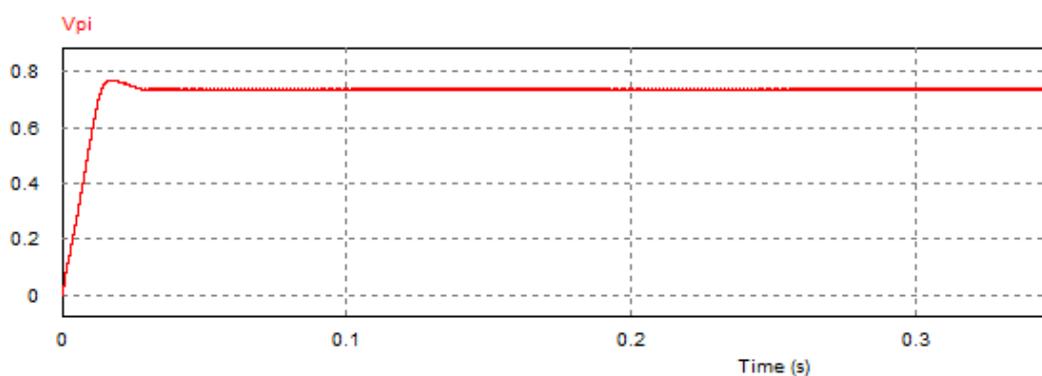
(a)



(b)



(c)



(d)

Figura 30 – Forma de ondas obtidas para simulação do método CI, considerando irradiância e temperatura fixas. (a) Potência; (b) Tensão; (c) Corrente; (d) Índice de modulação do conversor.

Verifica-se um pequeno *ripple* no início da simulação, porém após um determinado tempo as curvas obtêm seu formato característico, daí é possível realizar medições através do *software*.

Tabela 5 – Valores do caso I medidos pelo *software*.

	P&O		CI		Teórico
Pmax (W)	238,47	Pmax (W)	238,47	Pmax (W)	238,47
Vmax (V)	28,74	Vmax (V)	28,76	Vmax (V)	28,73
Imax (A)	8,30	Imax (A)	8,29	Imax (A)	8,30

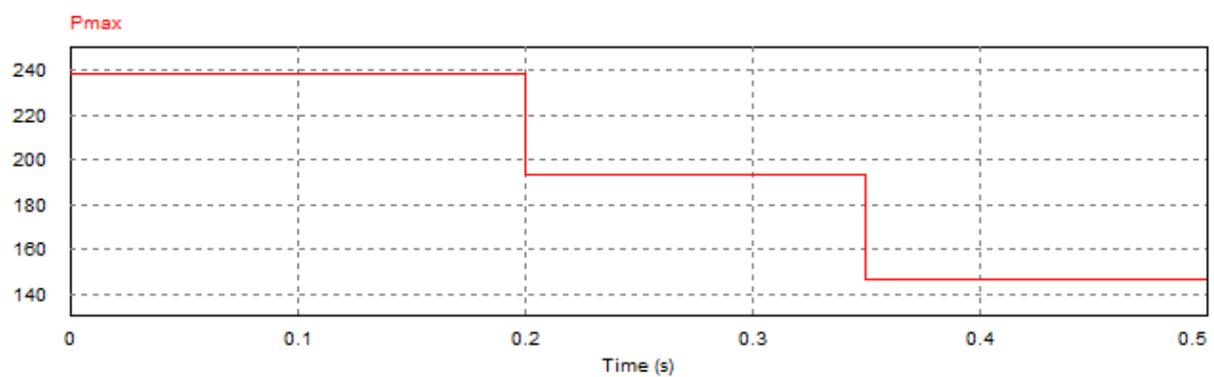
Tabela 6 – Erros para o caso I.

P&O	Erro (%)	CI	Erro (%)
Pmax	0	Pmax	0
Vmax	0,035	Vmax	0,104
Imax	0	Imax	-0,120

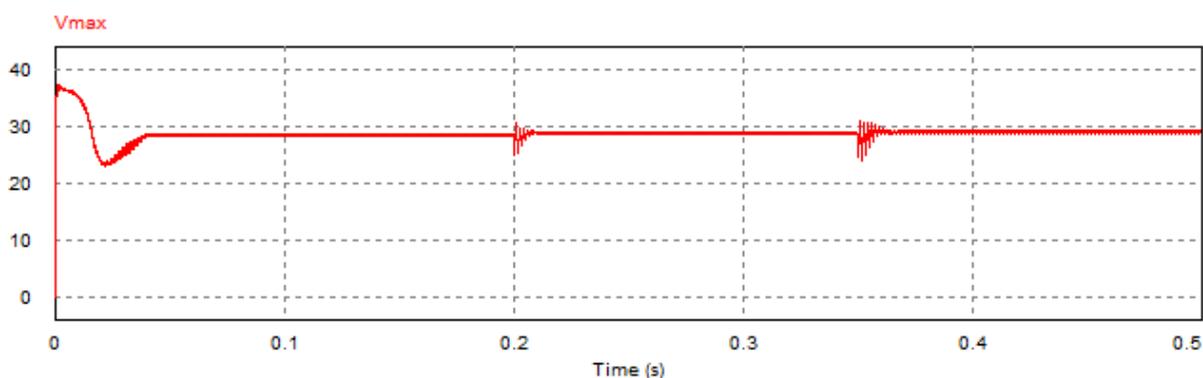
Tais valores estão de acordo com os calculados inicialmente, estando portanto, condizentes e validados. Contudo, o método P&O apresentou minimamente um melhor desempenho em relação ao método CI por conta da pouca variação entre os valores medidos e calculados.

3.1.2 Caso II

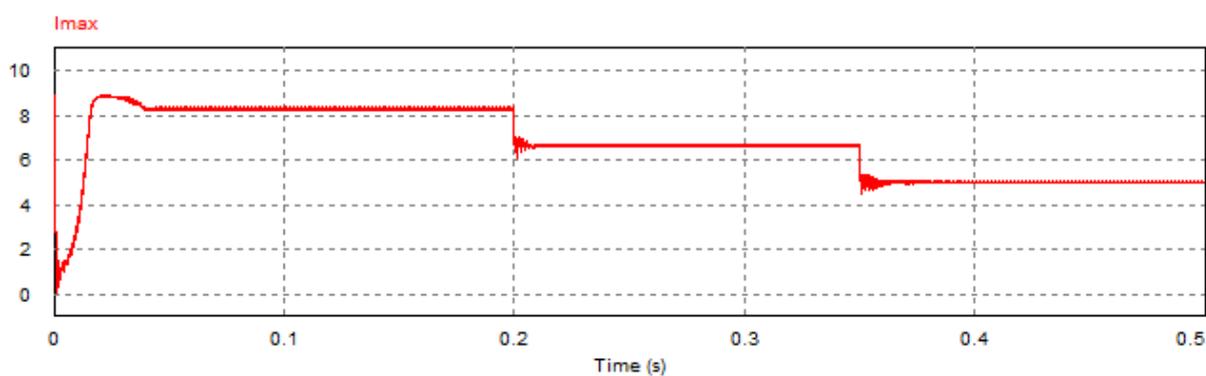
Neste caso, tem-se a temperatura fixa e o degrau de irradiância solar. A temperatura é fixada no valor de $25\text{ }^{\circ}\text{C}$ e a irradiância tem o valor inicial de $1000\text{ W}/\text{m}^2$, decaindo para $800\text{ W}/\text{m}^2$ e por fim, $600\text{ W}/\text{m}^2$. Nas figura 31 e 32, pode ser notada a diferença do nível de cada onda de acordo com cada valor de irradiância e de temperatura para os métodos P&O e CI, respectivamente. São analisados os valores de potência, tensão e corrente relativos à saída do painel de acordo com o decaimento da irradiação solar e a atuação do sistema de controle nestas alterações de cenário.



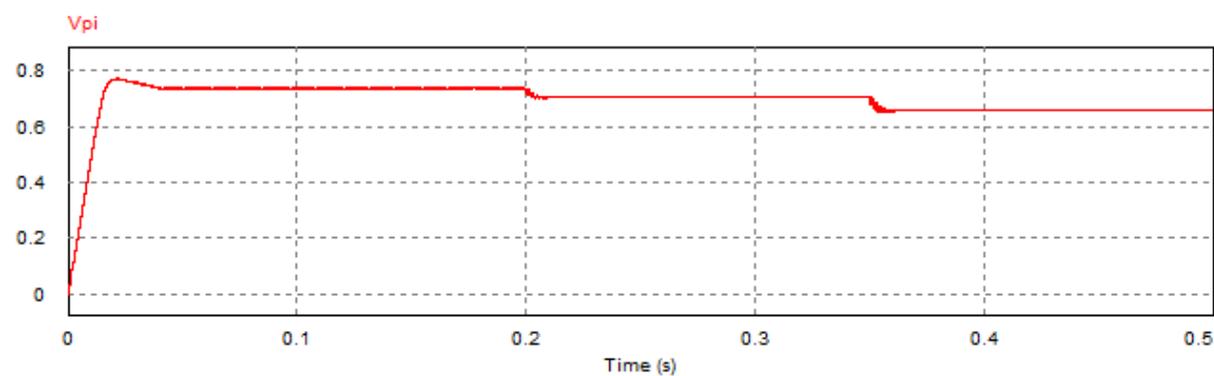
(a)



(b)

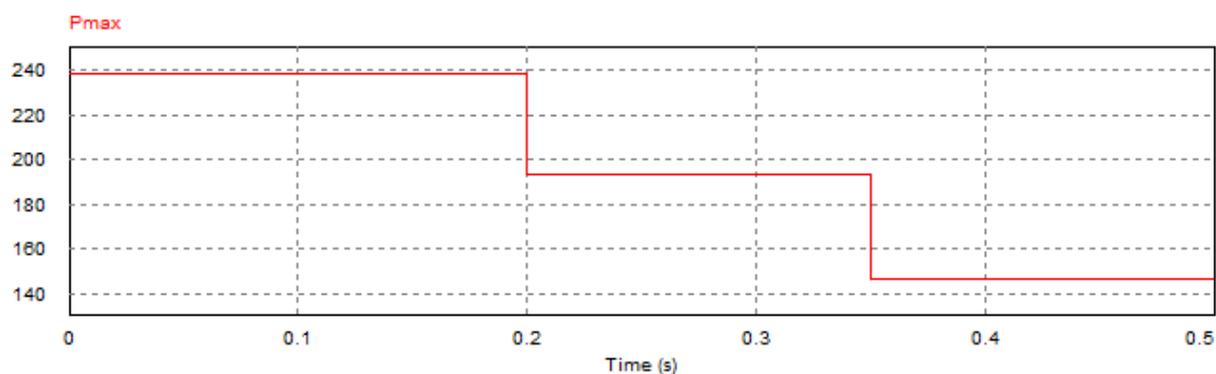


(c)

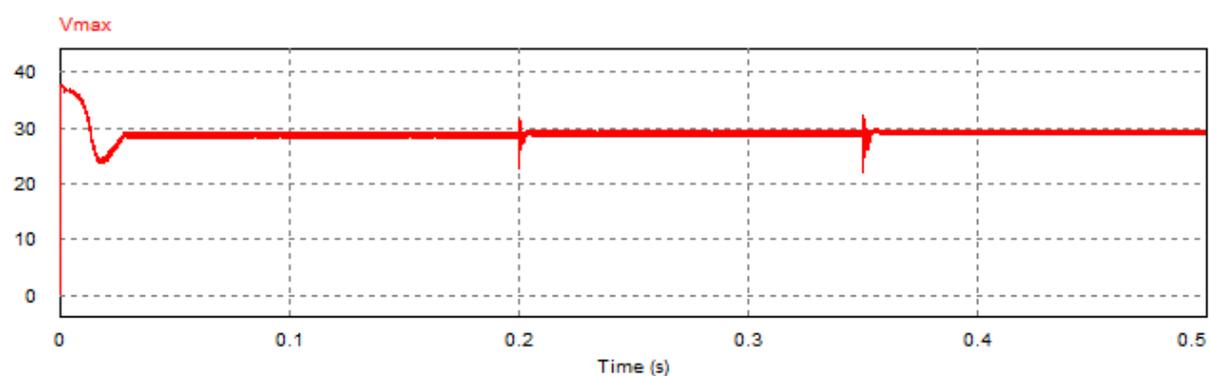


(d)

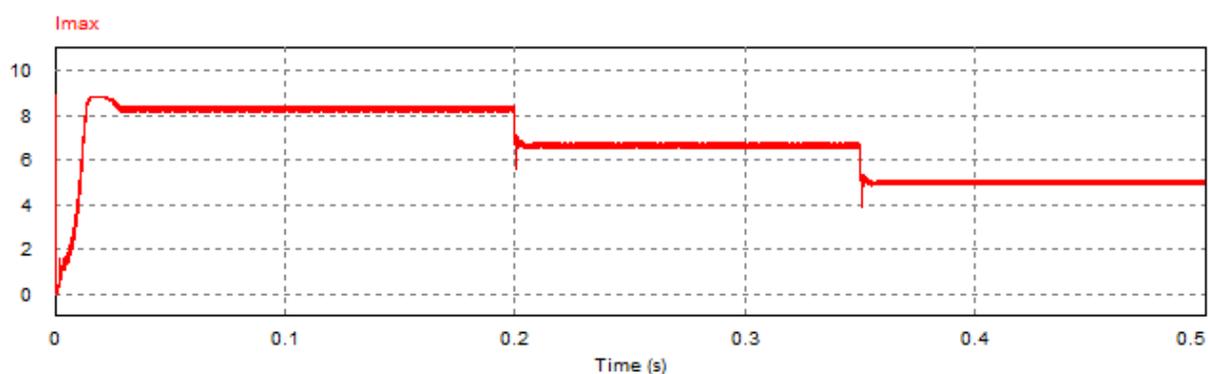
Figura 31 – Forma de ondas obtidas para simulação do método P&O, considerando uma variação de irradiância e temperatura fixa. (a) Potência; (b) Tensão; (c) Corrente; (d) Índice de modulação do conversor.



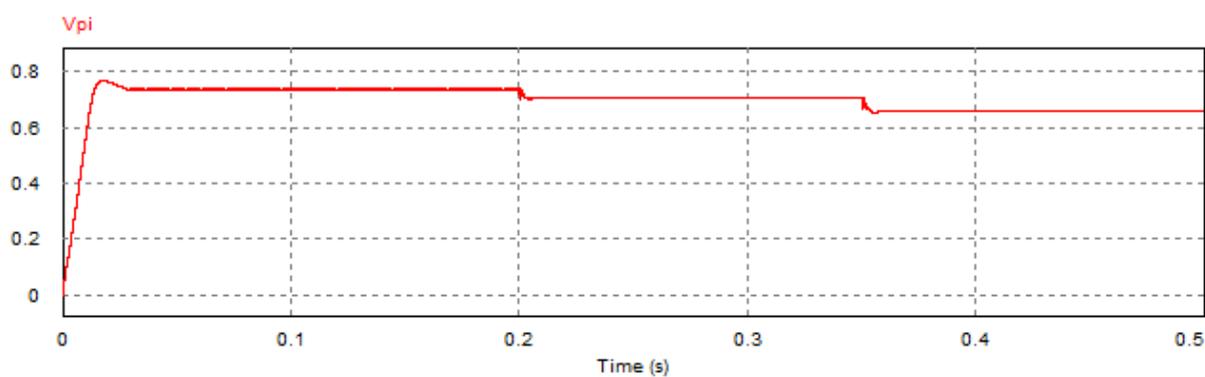
(a)



(b)



(c)



(d)

Figura 32 – Forma de ondas obtidas para simulação do método CI, considerando uma variação de irradiância e temperatura fixa. (a) Potência; (b) Tensão; (c) Corrente; (d) Índice de modulação do conversor.

Os dados apresentados nos gráficos anteriores estão sintetizados na tabela 7, sendo feita a comparação entre os valores calculados pela ferramenta *Calculate I-V Curve* e os valores advindos da simulação computacional.

Tabela 7 – Valores do caso II calculados e medidos pelo *software*.

P&O			CI		
1000 W/m²					
-	Calculado	Medido	-	Calculado	Medido
Pmax (W)	238,47	238,47	Pmax (W)	238,47	238,47
Vmax (V)	28,73	28,74	Vmax (V)	28,73	28,76
Imax (A)	8,30	8,30	Imax (A)	8,30	8,29
800 W/m²					
-	Calculado	Medido	-	Calculado	Medido
Pmax (W)	193,26	193,26	Pmax (W)	193,26	193,26
Vmax (V)	29,02	29,03	Vmax (V)	29,02	29,04
Imax (A)	6,66	6,66	Imax (A)	6,66	6,65
600 W/m²					
-	Calculado	Medido	-	Calculado	Medido
Pmax (W)	146,23	146,23	Pmax (W)	146,23	146,23
Vmax (V)	29,21	29,22	Vmax (V)	29,21	29,22
Imax (A)	5,01	5,00	Imax (A)	5,01	5,00

Tabela 8 – Erros para o caso II.

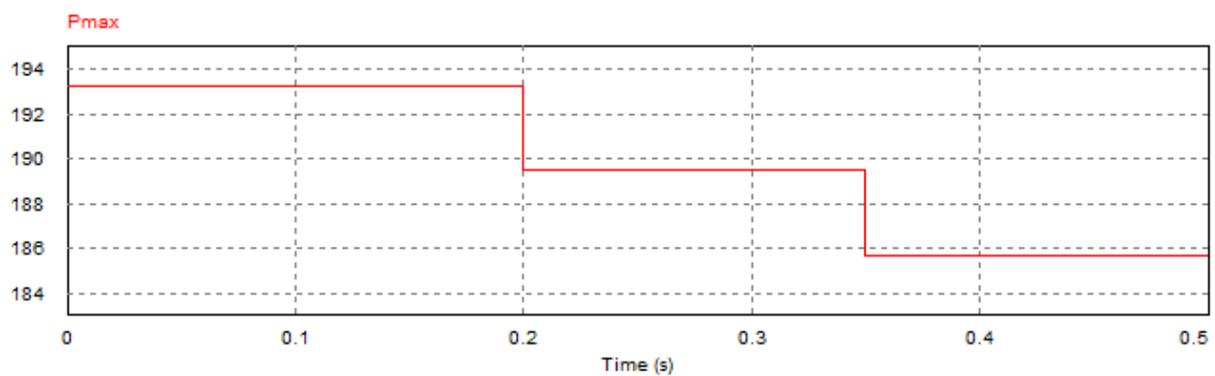
1000 W/m²			
P&O	Erro (%)	CI	Erro (%)
Pmax	0	Pmax	0
Vmax	0,035	Vmax	0,104
Imax	0	Imax	-0,120
800 W/m²			
P&O	Erro (%)	CI	Erro (%)
Pmax	0	Pmax	0
Vmax	0,034	Vmax	0,069
Imax	0	Imax	-0,150
600 W/m²			
P&O	Erro (%)	CI	Erro (%)
Pmax	0	Pmax	0
Vmax	0,034	Vmax	0,034
Imax	-0,020	Imax	-0,020

Como no caso I, a diferença entre os valores calculados e os medidos é quase nula. Esse resultado mostra a confiabilidade existente para ambas as técnicas de MPPT. Sendo

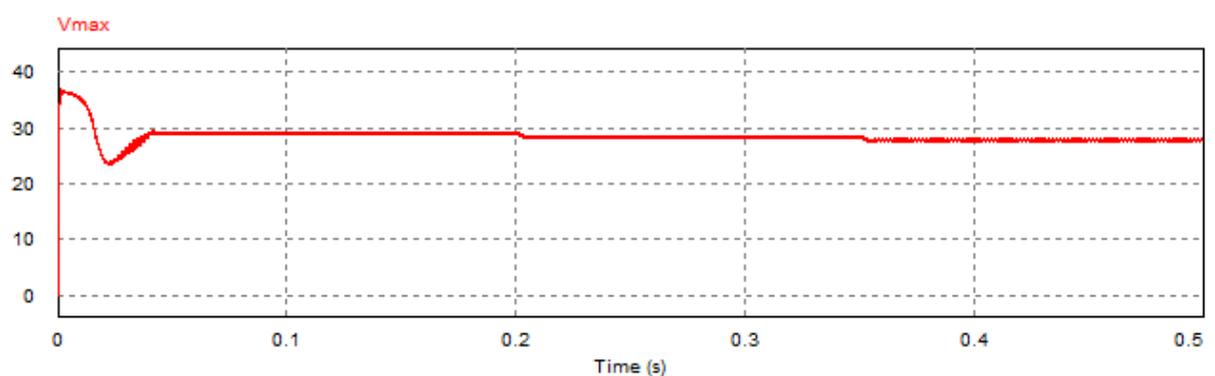
o método P&O com um melhor desempenho por apresentar um menor erro médio.

3.1.3 Caso III

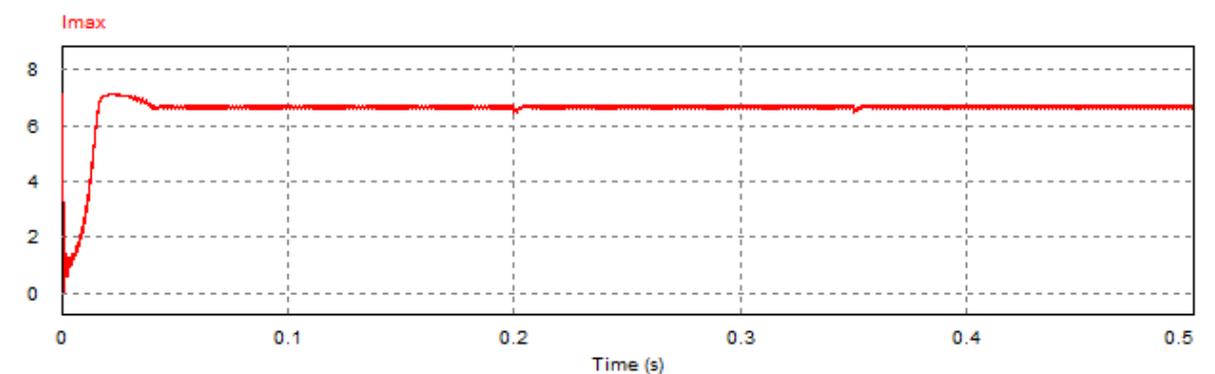
No caso III, o circuito proposto é estudado com a irradiância solar fixa, no valor de 800 W/m^2 e o degrau de temperatura, com o valor inicial de $25 \text{ }^\circ\text{C}$, o seguinte valor como $30 \text{ }^\circ\text{C}$ e por fim, o valor de $35 \text{ }^\circ\text{C}$. Nas figuras 33 e 34 estão apresentados os valores de potência, tensão e corrente na saída do painel fotovoltaico para cada valor de temperatura proposto referentes aos métodos P&O e CI, respectivamente.



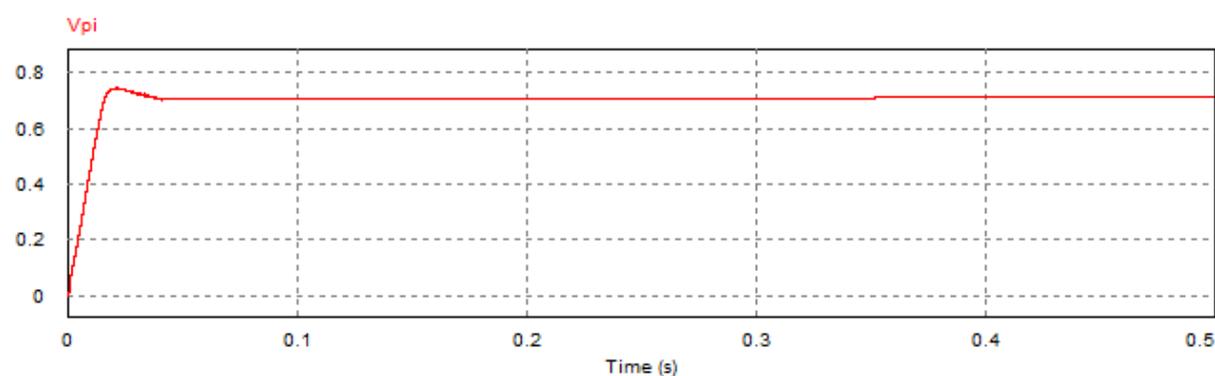
(a)



(b)

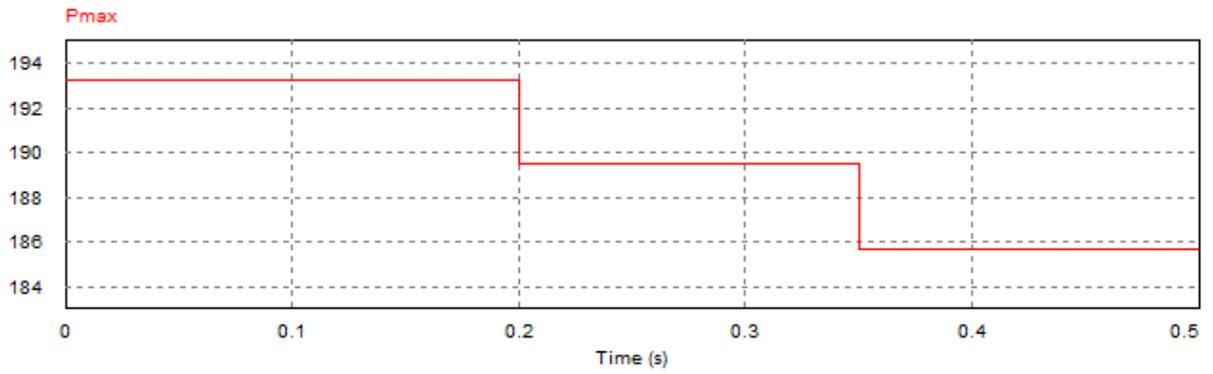


(c)

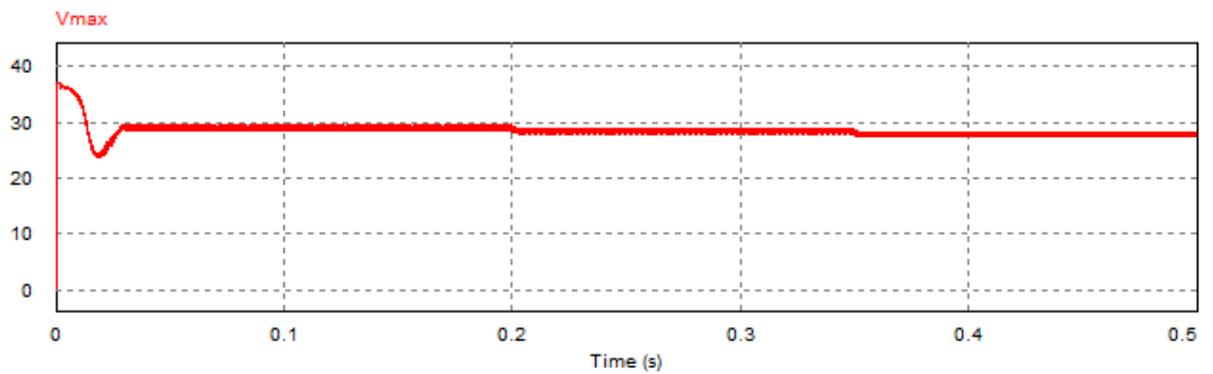


(d)

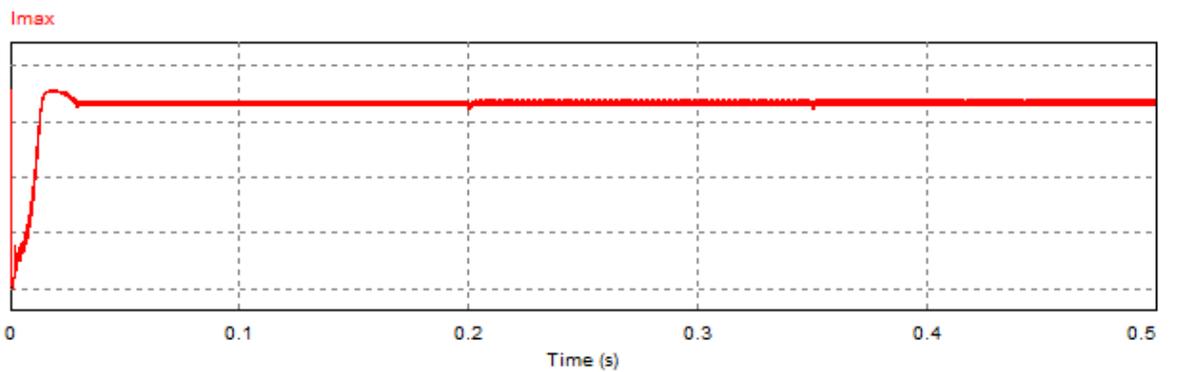
Figura 33 – Forma de ondas obtidas para simulação do método P&O, considerando irradiância fixa e variação de temperatura. (a) Potência; (b) Tensão; (c) Corrente; (d) Índice de modulação do conversor.



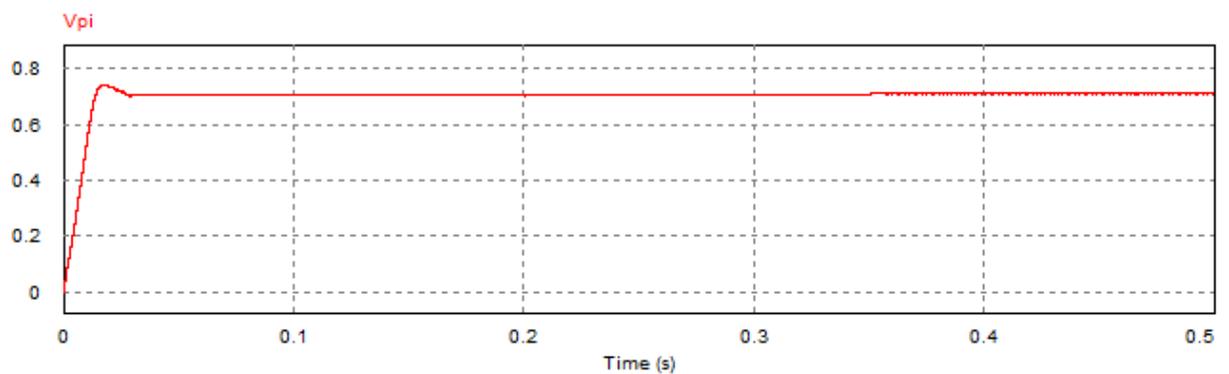
(a)



(b)



(c)



(d)

Figura 34 – Forma de ondas obtidas para simulação do método CI, considerando irradiância fixa e variação de temperatura. (a) Potência; (b) Tensão; (c) Corrente; (d) Índice de modulação do conversor.

Os dados apresentados nas figuras anteriores estão sintetizados na tabela 9.

Tabela 9 – Valores do caso III calculados e medidos pelo *software*.

P&O			CI		
25 °C					
-	Calculado	Medido	-	Calculado	Medido
Pmax (W)	193,26	193,26	Pmax (W)	193,26	193,26
Vmax (V)	29,02	29,03	Vmax (V)	29,02	29,04
Imax (A)	6,66	6,66	Imax (A)	6,66	6,65
30 °C					
-	Calculado	Medido	-	Calculado	Medido
Pmax (W)	189,47	189,47	Pmax (W)	189,47	189,47
Vmax (V)	28,42	28,43	Vmax (V)	28,42	28,44
Imax (A)	6,67	6,66	Imax (A)	6,67	6,66
35 °C					
-	Calculado	Medido	-	Calculado	Medido
Pmax (W)	185,65	185,65	Pmax (W)	185,65	185,65
Vmax (V)	27,81	27,82	Vmax (V)	27,81	27,83
Imax (A)	6,68	6,67	Imax (A)	6,68	6,67

Tabela 10 – Erros para o caso III.

25 °C			
P&O	Erro (%)	CI	Erro (%)
Pmax	0	Pmax	0
Vmax	0,034	Vmax	0,069
Imax	0	Imax	-0,150
30 °C			
P&O	Erro (%)	CI	Erro (%)
Pmax	0	Pmax	0
Vmax	0,035	Vmax	0,070
Imax	-0,150	Imax	-0,150
35 °C			
P&O	Erro (%)	CI	Erro (%)
Pmax	0	Pmax	0
Vmax	0,036	Vmax	0,072
Imax	-0,150	Imax	-0,150

Novamente nota-se uma forte correlação entre os resultados teóricos e aqueles advindos da simulação do conversor *boost* aplicado ao rastreamento de máxima potência em sistemas fotovoltaicos. Sendo que o método P&O apresenta um melhor desempenho novamente, devido à presença de um menor erro médio em relação ao método CI.

3.2 Comparação entre tensões de entrada e saída do conversor

Foi analisado o efeito das variações de temperatura e irradiância no comportamento de tensões de entrada e saída do conversor *boost*. Os valores teóricos foram calculados com o auxílio da ferramenta *Calculate IxV Curve* do PSIM.

3.2.1 Variação de irradiância

Neste cenário, foi utilizada a variação de irradiância com os valores de 200, 600, 1000, 1100, 800 e 400 W/m^2 , respectivamente, para um dia ensolarado e com os valores de 200, 400, 600, 700, 500, 300 W/m^2 , respectivamente, para um dia parcialmente nublado.

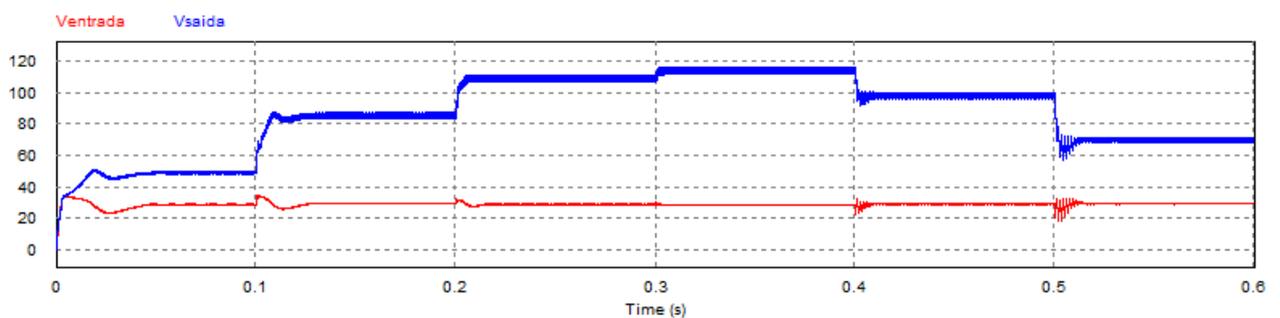


Figura 35 – Comparação entre tensão de entrada e saída para o método P&O de um dia ensolarado.

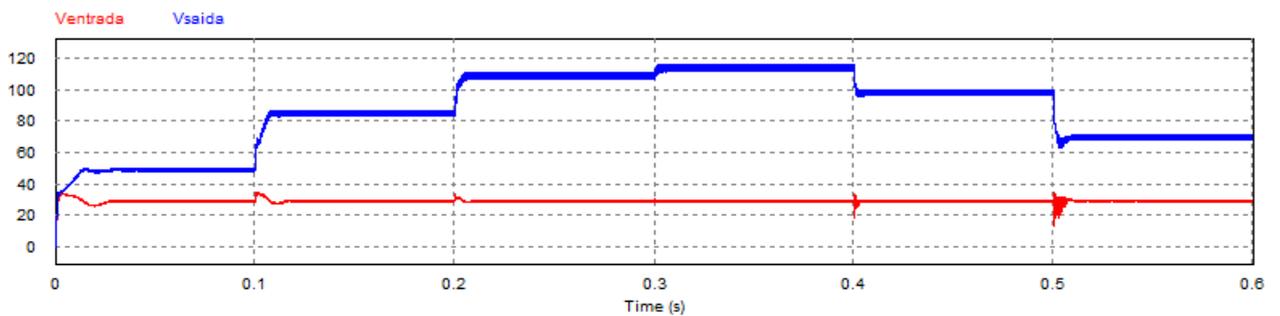


Figura 36 – Comparação entre tensão de entrada e saída para o método CI de um dia ensolarado.

Foi verificado na estratégia para rastreamento de máxima potência utilizando o método P&O uma média para tensão de entrada e saída, sendo 29,22 V e 85,49 V, respectivamente. Contudo, com o método CI, o valor para tensão de entrada foi de 28,92 V e para tensão de saída, 87,14 V. O método P&O apresenta um melhor desempenho por possuir um menor erro médio.

Tabela 11 – Resultados para a variação de irradiância num dia ensolarado.

P&O			CI		
-	Calculado	Medido	-	Calculado	Medido
Ventrada	28,91	29,22	Ventrada	28,91	28,92
Vsaida	85,72	85,49	Vsaida	85,72	87,14

Tabela 12 – Erros para variação da irradiância num dia ensolarado.

P&O	Erro (%)	CI	Erro (%)
Ventrada	1,072	Ventrada	0,035
Vsaida	-0,268	Vsaida	1,657

O tempo de estabilização do sinal inicial, para ambos os métodos está por volta de 0,028 s. Os tempos de estabilização para a mudança de nível de irradiância são menores que o tempo de estabilização inicial.

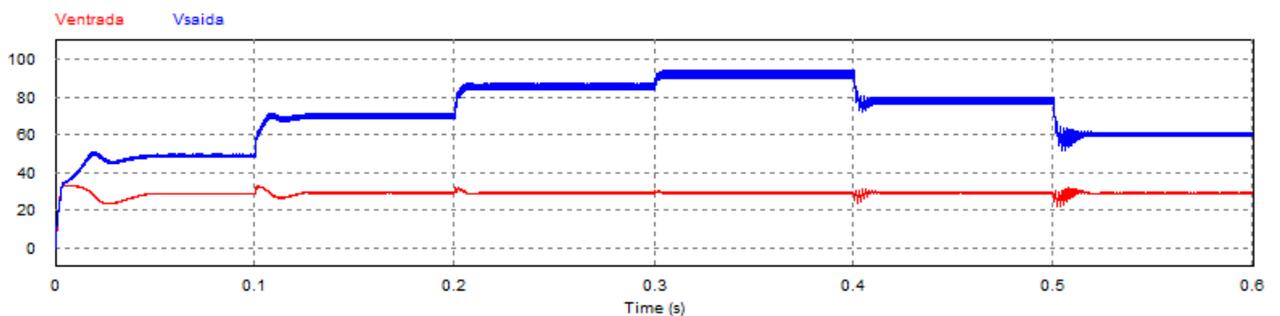


Figura 37 – Comparação entre tensão de entrada e saída para o método P&O de um dia parcialmente nublado.

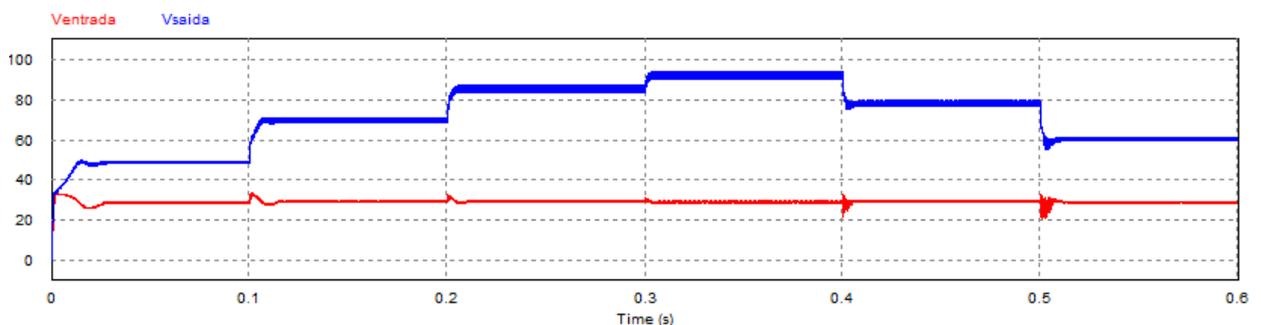


Figura 38 – Comparação entre tensão de entrada e saída para o método CI de um dia parcialmente nublado.

Para o dia parcialmente nublado, a média de tensão de entrada e saída para o método P&O foi de 28,94 V e 71,89 V, respectivamente; para o método CI, foi de 29,09

V e 72,11 V. Neste caso, o método CI apresenta menor valor para o erro médio, portanto apresenta um melhor desempenho.

Tabela 13 – Resultados para a variação de irradiância num dia parcialmente nublado.

P&O			CI		
-	Calculado	Medido	-	Calculado	Medido
Ventrada	29,10	28,94	Ventrada	29,10	29,09
Vsaida	72,17	71,89	Vsaida	72,17	72,11

Tabela 14 – Erros para variação da irradiância num dia parcialmente nublado.

P&O	Erro (%)	CI	Erro (%)
Ventrada	-0,550	Ventrada	-0,034
Vsaida	-0,388	Vsaida	-0,083

Em relação ao tempo de estabilização do sinal inicial, para o método P&O, o tempo de foi de 0,05 s e para o método CI este tempo teve uma melhora ficando no patamar de 0,02 s.

3.2.2 Variação de temperatura

Para o cenário de variação de temperatura, para o dia ensolarado as temperaturas consideradas foram de 17, 20, 25, 30, 23 e 18°C. Contudo, para um dia parcialmente nublado as temperaturas consideradas foram de 14, 17, 22, 26, 24 e 20°C.

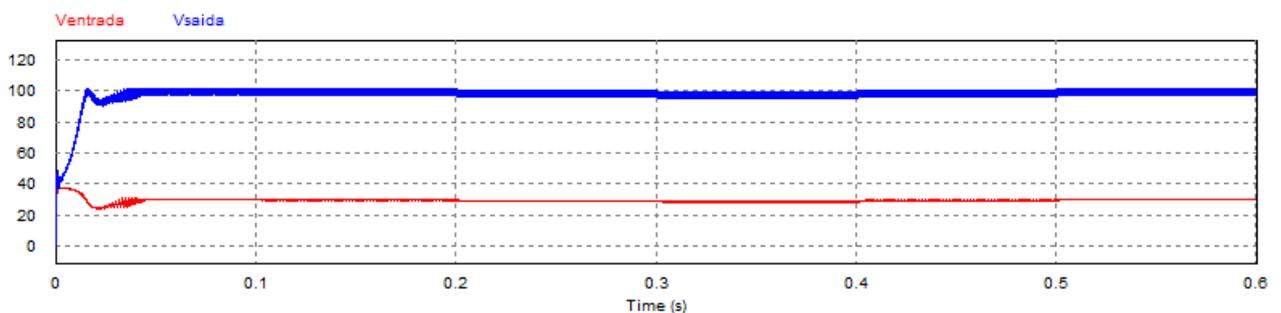


Figura 39 – Comparação entre tensão de entrada e saída para o método P&O de um dia ensolarado.

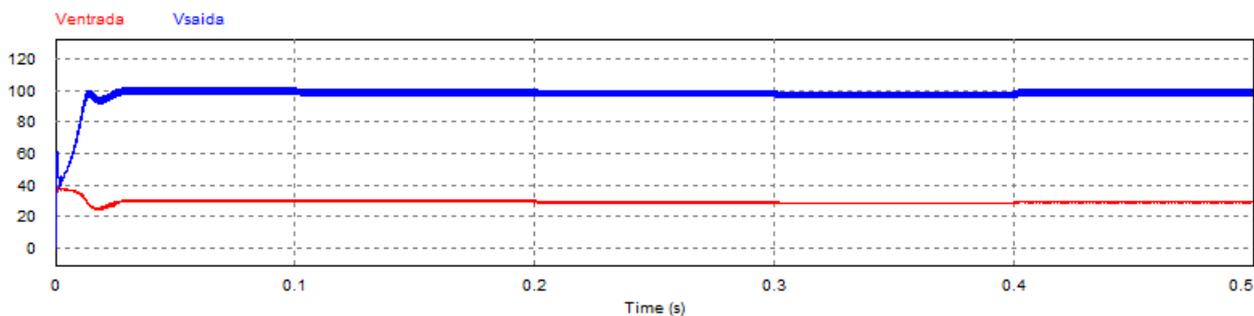


Figura 40 – Comparação entre tensão de entrada e saída para o método CI de um dia ensolarado.

Para o dia ensolarado, os valores de tensão média de entrada e saída para o método P&O foram de 29,35 V e 97,66 V, respectivamente. Em relação ao método CI, os valores foram de 29,33 V e 97,53 V. O método P&O apresenta menor erro médio, portanto tem um melhor desempenho.

Tabela 15 – Resultados para a variação de temperatura num dia ensolarado.

	P&O			CI	
-	Calculado	Medido	-	Calculado	Medido
Ventrada	29,37	29,35	Ventrada	29,37	29,33
Vsaída	97,65	97,66	Vsaída	97,65	97,53

O tempo de estabilização inicial para o método P&O foi de 0,05 s e para o método CI foi de 0,03 s.

Tabela 16 – Erros para variação da temperatura num dia ensolarado.

P&O	Erro (%)	CI	Erro (%)
Ventrada	-0,068	Ventrada	-0,136
Vsaída	0,010	Vsaída	-0,123

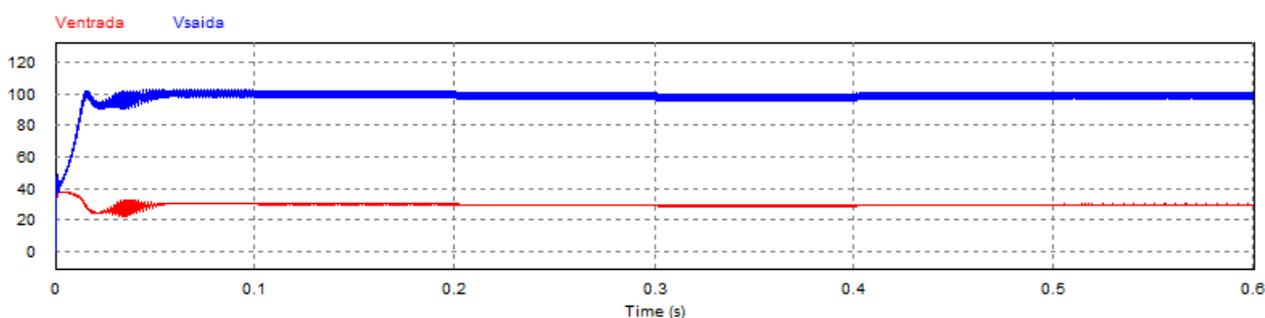


Figura 41 – Comparação entre tensão de entrada e saída para o método P&O de um dia parcialmente nublado.

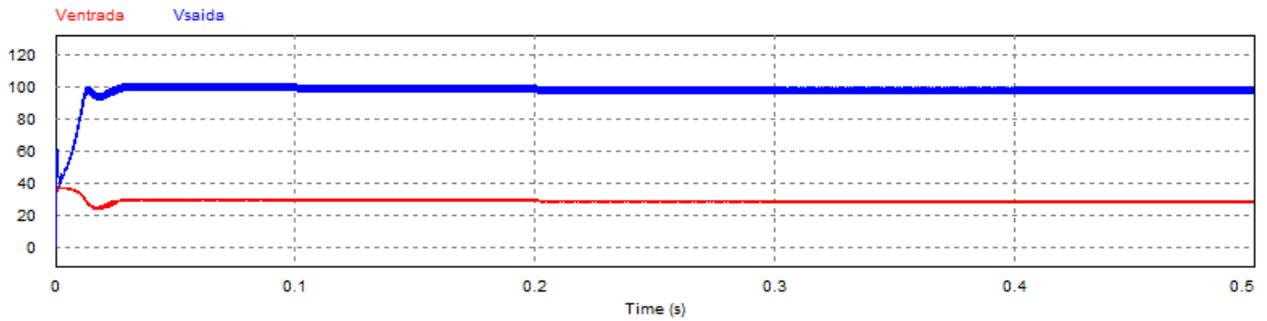


Figura 42 – Comparação entre tensão de entrada e saída para o método CI de um dia parcialmente nublado.

No dia parcialmente nublado, os valores de tensão de entrada e saída referentes ao método P&O foram de 29,51 V e 97,93 V, respectivamente. Para o método CI foram de 29,61 V e 98,01 V. O método P&O tem um melhor desempenho, devido ao menor erro médio em relação ao método CI.

Tabela 17 – Resultados para a variação de temperatura num dia parcialmente nublado.

P&O			CI		
-	Calculado	Medido	-	Calculado	Medido
Ventrada	29,57	29,51	Ventrada	29,57	29,61
Vsaida	97,73	97,93	Vsaida	97,73	98,01

Tabela 18 – Erros para variação da temperatura num dia parcialmente nublado.

P&O	Erro (%)	CI	Erro (%)
Ventrada	-0,203	Ventrada	0,135
Vsaida	0,205	Vsaida	0,287

Em relação ao tempo de estabilização inicial, para o método P&O, foi de 0,06 s e para o método CI foi de 0,03 s.

4 Conclusões

Os valores encontrados nos *datasheets* de módulos fotovoltaicos estão no STC (*Standard Test Conditions*), em que é estabelecida a irradiância solar de 1000 W/m^2 , a temperatura de $25 \text{ }^\circ\text{C}$ e a massa de ar de 1,5. É sabido que a temperatura varia durante o dia, portanto é esperado que durante a operação de um sistema de geração solar fotovoltaico, as condições do STC dificilmente sejam atendidas.

A geração de energia pelos módulos fotovoltaicos dependem significativamente dos dados de temperatura e irradiação solar, ou seja, estão intimamente ligadas à eficiência do painel solar.

À medida que a temperatura é elevada, a corrente permanece no seu patamar padrão como foi mostrado na curva característica $I \times V$; a tensão tem seu valor reduzido e, conseqüentemente, há redução da potência fornecida pelo módulo. Por outro lado, à medida que a irradiância solar aumenta ou diminui, a corrente fornecida pelo módulo acompanha este comportamento, ou seja, a corrente depende diretamente da irradiância; a tensão é minimamente afetada por esta variação.

Foi observado nos casos II e III a influência da temperatura e irradiância solar. É preciso saber de qual maneira o módulo fotovoltaico se comporta ao longo do dia para se obter os valores condizentes à realidade. É de suma importância a confiabilidade dos dados para o dimensionamento adequado de um sistema de geração solar fotovoltaica.

Em relação aos cenários de comparação de tensão de entrada e saída com variação de irradiância, tanto no dia ensolarado, quanto no dia parcialmente nublado, foi verificado que a tensão de saída é maior que a tensão de entrada para todos os valores de irradiância. Esta afirmação está de acordo com o fundamento do conversor *boost* que tem como função aumentar o nível de tensão de saída em relação à entrada. Foi verificado também que a tensão de saída é mais sensível ao efeito da variação de irradiância, visto que sua resposta para cada caso é visivelmente afetada, por outro lado, a tensão de entrada tem uma variação mínima, como verificado na seção 3.1.

Por fim, com cenário de variação de temperatura para a comparação da tensão de entrada e saída, os valores de tensão não foram afetados como antes, visto que sua variação é mínima, sendo quase que imperceptível. Isto se dá pelo fato de que uma pequena variação de temperatura provoca pequenas variações na curva $I \times V$. O que também fora visto na seção 3.1, dessa forma os casos, mesmo que isolados, se complementam pois é possível retirar comprovações acerca do comportamento dos sinais de tensão e corrente do conversor *boost*.

Referências

- ANEEL. *Geração Distribuída*. 2015. Acesso em: 24/05/2017. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/conteudo-educativo/-/asset_publisher/vE6ahPFxsWHt/content/geracao-distribuida-introduc-1/656827?inheritRedirect=false. Citado na página 17.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. *NBR 10899: Conversão fotovoltaica de energia solar - Terminologia*. 2006. ed. [S.l.], 2006. Citado na página 18.
- BARBI, I. *Eletrônica de Potência*. 6^a. ed. [S.l.]: Edição do Autor, 2006. Citado na página 24.
- BARRETO, R. L. *Contribuições ao Método de Rastreamento de Máxima Potência para Sistemas Fotovoltaicos*. [S.l.]: Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2014. Citado 3 vezes nas páginas 9, 37 e 39.
- ERICKSON, R. W. *Fundamentals of Power Electronics*. [S.l.]: Springer, 2001. Citado na página 27.
- FRONTIN, S. de O. et al. *Usina fotovoltaica Jaíba Solar, Planejamento e Engenharia*. [S.l.]: ANEEL, 2017. Citado 2 vezes nas páginas 18 e 19.
- HEVERTON, A. P.; CUPERTINO, A. F. *Desenvolvimento, modelagem e controle de conversores estáticos de potência: Conversor Boost*. [S.l.]: Viçosa, 2011. Citado na página 31.
- LIMA, G. B. et al. *Implementação de técnicas de MPPT em sistemas fotovoltaicos utilizando uma plataforma computacional*. [S.l.]: Revista Eletrônica de Potência, 2014. Citado na página 20.
- MOÇAMBIQUE, N. E. M. *Aplicação de Algoritmos de Busca do Ponto de Máxima Potência e controladores lineares e/ou Fuzzy para a regulação da tensão terminal de Painéis Fotovoltaicos*. [S.l.]: Universidade de São Paulo: EESC, 2012. Citado 2 vezes nas páginas 9 e 32.
- NISE, N. S. *Engenharia de Sistemas de Controle*. 6^a. ed. [S.l.]: LTC, 2012. Citado 2 vezes nas páginas 33 e 34.
- OLIVEIRA, F. M. *Rastreamento da máxima potência em arranjos fotovoltaicos sob efeito de sombreamento parcial baseado no método de otimização por enxame de partículas*. [S.l.]: Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2015. Citado 3 vezes nas páginas 9, 21 e 22.
- POWERSIM. *PSIM User's Guide*. [S.l.], 2016. Citado na página 43.
- PSIM. *PSIM Simulation Software*. 2017. Acesso em: 06/06/2017. Disponível em: <http://www.psim-europe.com/psim.php>. Citado na página 40.

SHAYANI, R. A. *Medição do rendimento global de um sistema fotovoltaico isolado utilizando módulos de 32 células*. [S.l.]: Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 2006. Citado 2 vezes nas páginas 9 e 18.

SILVA, L. R. C. et al. *Análise DO software PSIM por meio da implementação computacional dos métodos clássicos de MPPT para painéis fotovoltaicos*. [S.l.]: Conferência de Estudos em Engenharia Elétrica (CEEL), 2014. Citado na página 39.

SKVARENINA, T. L. *The Power Electronics*. [S.l.]: Indiana: Purdue University, 2002. Citado 3 vezes nas páginas 9, 24 e 27.

SOLAR TRACKING. *Single Axis Tracking Systems and Dual Axis Tracking Systems*. 2017. Acesso em: 29/05/2017. Disponível em: <<http://www.solar-tracking.com>>. Citado 2 vezes nas páginas 9 e 20.

SOUSA, Y. R. de. *Estudo do rastreamento do ponto de máxima potência – MPPT – Em sistemas de geração fotovoltaica*. [S.l.: s.n.], 2016. Citado 2 vezes nas páginas 9 e 39.

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*. [S.l.]: XXXVI COBENGE: São Paulo/SP, 2008. Citado 3 vezes nas páginas 9, 26 e 29.

VIANELLO, R. L.; ALVES, A. R. *Metereologia básica e aplicações*. [S.l.]: Viçosa: Universidade Federal de Viçosa, 1991. Citado 2 vezes nas páginas 17 e 19.

ANEXO A – *Datasheet* do módulo solar

YGE 60 CÉLULAS SÉRIE 2

CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS

Parâmetros Elétricos para STC

			YLxxxP-29b (xxx=P _{max})				
Tipo de módulo							
Potência de saída	P _{max}	W	260	255	250	245	240
Tolerância	ΔP _{max}	W	0 / +5				
Eficiência do módulo	η _m	%	16,0	15,7	15,4	15,1	14,8
Tensão em P _{max}	V _{mp}	V	30,3	30,0	29,8	29,6	29,3
Intensidade em P _{max}	I _{mp}	A	8,59	8,49	8,39	8,28	8,18
Tensão em circuito aberto	V _{oc}	V	37,7	37,7	37,6	37,5	37,5
Corrente de curto-circuito	I _{sc}	A	9,09	9,01	8,92	8,83	8,75

STC: 1000 W/m² irradiância, temperatura do módulo de 25 °C, AM1.5 distribuição espectral de acordo com a norma EN 60904-3. Redução média de 3.3% de eficiência relativa de 200 W/m² de acordo com EN 60904-1.

Parâmetros Elétricos em Temperatura de Operação (NOCT)

Potência de saída	P _{max}	W	189,7	186,0	182,4	178,7	175,1
Tensão em P _{max}	V _{mp}	V	27,6	27,4	27,2	27,0	26,8
Corrente em P _{max}	I _{mp}	A	6,87	6,79	6,71	6,62	6,54
Tensão em circuito aberto	V _{oc}	V	34,8	34,8	34,7	34,6	34,6
Corrente de curto-circuito	I _{sc}	A	7,35	7,28	7,21	7,14	7,07

NOCT: operação do módulo em condições de circuito aberto com irradiância de 800/m² e temperatura ambiente de 20 °C e de velocidade de vento de 1m/s.

CARACTERÍSTICAS TÉRMICAS

Temperatura nominal da célula	NOCT	°C	46 +/- 2	
Coefficiente de temperatura para P _{max}	γ	%/°C	-0,42	
Coefficiente de temperatura para V _{oc}	β _{Voc}	%/°C	-0,32	
Coefficiente de temperatura para I _{sc}	α _{Isc}	%/°C	0,05	
Coefficiente de temperatura para V _{mp}	β _{Vmp}	%/°C	-0,42	

CONDIÇÕES DE FUNCIONAMENTO

Tensão máxima do sistema	1000V _{DC}
Valor máximo do fusível em série	15A
Limitação da corrente inversa	15A
Faixa de temperatura em funcionamento	-40°C to 85°C
Carga estática máxima frontal (neve)	5400Pa
Carga estática máxima inversa (vento)	2400Pa
Máximo impacto por granizo (diâmetro/velocidade)	25mm / 23m/s

MATERIAIS

Proteção frontal (material / espessura)	O vidro temperado contém baixo teor de ferro / 3.2 mm
Célula solar (número / tipo / tamanho / número de busbar)	60 / Silício Multicristalino / 156mm x 156mm / 2 ou 3
Quadro (material / cor / anodização / bordas de vedação)	Alumínio anodizado / prata / claro / adesivo
Caixa de junção (grau de proteção)	≥ IP65
Cabo de ligação (comprimento / seção) (tipo / grau de proteção)	1000mm / 4mm ²
Conector (tipo/grau de proteção)	MC4 / IP67 ou YTO8-1 / IP67 ou Amphenol H4 / IP68

- Devido a contínua inovação, pesquisa e melhoria de produto, informações e especificações citadas nesta ficha técnica estão sujeitos a alterações sem aviso prévio. As especificações podem ser ligeiramente diferentes e não estão garantidas.
- Os dados não se referem a um único módulo e não faz parte da oferta, servem para comparação entre diferentes tipos de módulos.

QUALIFICAÇÕES E CERTIFICADOS

IEC 61215, IEC 61730, CE, NRE, ISO 9001:2008, ISO 14001:2004, BS OHSAS 18001:2007, PV Cycle, SA 8000



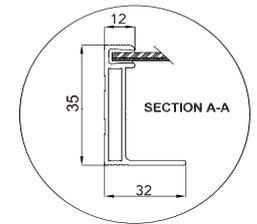
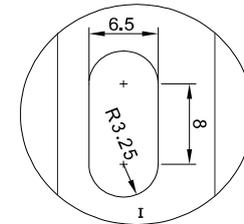
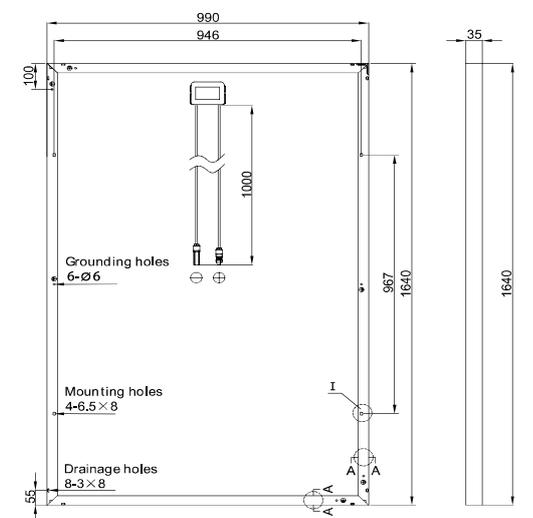
CARACTERÍSTICAS GERAIS

Dimensões (C / L / A)	1640mm / 990mm / 35mm
Peso	18.5kg

ESPECIFICAÇÕES DA EMBALAGEM

Número de módulos por palete	29
Número de paletes por container	28
Dimensões da embalagem (C / L / A)	1700mm / 1135mm / 1165mm
Peso do palete	568kg

Unidade: mm



Aviso: Leia o Manual de Instalação e de Operação em sua totalidade antes de utilizar, instalar e operar módulos Yingli Solar.

Parceiros da Yingli Solar:

Yingli Green Energy do Brasil, S.A.

brazil@yingliamericas.com

Tel: +55-11-4561-6457

YINGLISOLAR.COM

