

**Universidade Federal de Pernambuco
Centro de Tecnologia de Geociências
Departamento de Engenharia Elétrica
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica**

ANGÉLICA DA SILVA

**ESTUDO COMPARATIVO ENTRE TÉCNICAS DE SEGUIMENTO DO PONTO DE
MÁXIMA POTÊNCIA EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS**

**RECIFE
2018**

ANGÉLICA DA SILVA

**ESTUDO COMPARATIVO ENTRE TÉCNICAS DE SEGUIMENTO DO PONTO DE
MÁXIMA POTÊNCIA EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS**

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

Área de Concentração: Processamento de Energia.

Orientador: Prof. Dr. Marcelo Cabral Cavalcanti

Coorientador: Prof. Dr. Fabrício Bradaschia

RECIFE

2018

Catálogo na fonte
Bibliotecária: Rosineide Mesquita Gonçalves Luz / CRB4-1361 (BCTG)

S586e Silva, Angélica da.
Estudo comparativo entre técnicas de segmento do ponto de máxima potência em sistemas fotovoltaicos / Angélica da Silva. – Recife, 2018.
86 folhas, il., gráfs., tabs.

Orientador: Prof. Dr. Marcelo Cabral Cavalcanti.
Coorientador: Prof. Dr. Fabrício Bradaschia.
Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Pernambuco. CTG.
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2018.
Inclui Referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Sistemas fotovoltaicos. 3. MPPT. 4. Energia fotovoltaica. 5. Conversor. I. Cavalcanti, Marcelo Cabral (Orientador). II. Bradaschia, Fabrício (Coorientador). III. Título.

621.3 CDD (22. Ed.)

UFPE/BCTG/2018 – 220



Universidade Federal de Pernambuco

Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

PARECER DA COMISSÃO EXAMINADORA DE DEFESA DE
DISSERTAÇÃO DO MESTRADO ACADÊMICO DE

ANGÉLICA DA SILVA

TÍTULO

**“ESTUDO COMPARATIVO ENTRE TÉCNICAS
DE SEGUIMENTO DO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA
EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS”**

A comissão examinadora composta pelos professores: MARCELO CABRAL CAVALCANTI, DEE/UFPE; FABRICIO BRADASCHIA, DEE/UFPE; LEONARDO RODRIGUES LIMONGI, DEE/UFPE e KLEBER CARNEIRO DE OLIVEIRA, DEER/UFPE, sob a presidência do primeiro, consideram a candidata **ANGÉLICA DA SILVA APROVADA.**

Recife, 06 de abril de 2018.

EDUARDO FONTANA

Vice-Coordenador do PPGEE

MARCELO CABRAL CAVALCANTI

Orientador e Membro Titular Interno

KLEBER CARNEIRO DE OLIVEIRA

Membro Titular Externo

FABRICIO BRADASCHIA

Coorientador e Membro Titular Interno

LEONARDO RODRIGUES LIMONGI

Membro Titular Interno

Dedico esse trabalho aos meus pais.

AGRADECIMENTOS

Agradeço,

Primeiramente ao meu Deus por tudo o quanto Ele tem proporcionado em minha vida, pelo seu cuidado e infinito amor.

Aos meus pais Luciene e Manoel pelo apoio que eles me deram durante essa etapa da minha vida, apesar de ter sido estranho para eles eu ter "saído" de casa em busca dos meus ideais.

Ao meu primo Irlyson pelo companheirismo. És um irmão e um amigo muito querido.

A Agnaldo Santos pelo apoio e incentivo para que eu fizesse o mestrado e na escrita do pré-projeto para a submissão.

Ao meu orientador, professor Marcelo Cabral, por ter me recebido, pela oportunidade dada a mim para trabalhar com ele, pela atenção e paciência.

Ao meu coorientador, professor Fabrício Bradaschia, pela atenção dada a mim, por tirar muitas das minhas dúvidas quando as tinha e que por momentos surgem.

Ao professor Gustavo Azevedo pela atenção dada em questionamentos sobre a bancada e no experimento de maneira geral.

Aos meus queridos amigos Helen Barboza, Erik Cruz e Karenine Japiassu (éramos o quarteto fantástico), amigos estes que fiz durante o mestrado e que os levarei em meu coração por toda a vida.

A Aguinaldo Júnior (companheiro de bancada), por poder acompanhar procedimentos, por tirar dúvidas que surgiam, por eu ter podido ajudar de alguma forma e pelas informações obtidas. Aprendi muito!

A Alex Silva pela maneira atenciosa e a disposição em explicar alguns procedimentos no dSPACE, a Emerson Silva, Rafael Neto e Artur Szpak por compartilhar informações sobre alguns assuntos.

Aos companheiros Eduardo Barbosa e Leonardo Costa pela dinâmica de trabalho no laboratório do GEPAE (Grupo de Eletrônica de Potência e Acionamentos Elétricos).

Aos companheiros Guilherme Delgado, Davidson Marques e Renato Leitão pelos momentos de descontração.

Ao meu querido amigo, irmão, companheiro de apartamento e psicólogo, Fábio Santos, pelo carinho, cuidado e por me ouvir.

Aos meus amigos Liliana Marcela e Oscar (Osquita), meus colombianos lindos, pela linda amizade, pelo apoio e pelas palavras de conforto.

Ao órgão de fomento, CNPq, pela bolsa concedida.

Sou imensamente grata a todos, inclusive aos que não mencionei aqui (é muita gente), mas que compartilharam bons momentos comigo. Cada um contribuiu de forma direta e indireta nesta etapa da minha vida e aqui estou, finalizando mais um ciclo. Sozinha eu não poderia! Que Deus possa agraciá-los com toda sorte de bênçãos.

RESUMO

A utilização da energia elétrica com o domínio dos processos de produção, distribuição e consumo pode ser considerado uma das principais causas do avanço tecnológico atual. Dentre as várias formas de produção de energia elétrica se encontra a energia solar, a qual é obtida por meio dos sistemas fotovoltaicos. A energia solar possui vantagens dentre outros meios de produção por não poluir o meio ambiente e pela facilidade na integração ao ambiente urbano, sendo também possível a implementação em regiões remotas onde não há fácil acesso às linhas de transmissão. Além disso, é importante atentar-se ao funcionamento dos sistemas fotovoltaicos para que estes operem com a máxima potência evitando perdas na capacidade de geração. Para isto, são empregadas técnicas de seguimento do ponto de máxima potência (MPPT - *Maximum Power Point Tracking*) nas quais são utilizados algoritmos para garantir a máxima eficiência dos módulos solares. Para a atuação das técnicas é necessária a implementação de um conversor, pois como há a influência de fatores climáticos o conversor modifica o ponto de operação, no conjunto módulo-bateria, para que seja estabelecida a máxima potência. A literatura aborda várias técnicas existentes e o interesse desta dissertação consiste em analisar qual possui melhor desempenho para a implementação experimental, a partir de uma seleção prévia de técnicas. Logo, foi realizado um estudo teórico para entender o funcionamento das técnicas escolhidas. Além disso, foi realizada a modelagem de pequenos sinais e o sistema de controle para o projeto dos ganhos do controlador do conversor, onde o conversor empregado no estudo foi o conversor *buck-boost* devido a sua região de operação. Os resultados foram obtidos via simulação Matlab/Simulink e via experimento.

Palavras-chave: Sistemas fotovoltaicos. MPPT. Energia fotovoltaica. Conversor.

ABSTRACT

The utilization of electrical energy with domain of production process, distribution and consumption can be considered one the principal cause of the current technological advance. Among the various forms of electrical energy production is found the solar energy, which can be obtained by means of photovoltaics systems. The solar energy has advantages among others means of production because no contaminate the environmental and because it is easy in the integration into urban environment, being possible the implementation in remote regions where does not exist access the transmission lines. Moreover, is important to be attentive to the operation of the photovoltaics systems for them to operate with the maximum efficiency avoiding losses in generation capacity. For this, are employed maximum power point tracking techniques (MPPT) in which are used algorithm for ensure the maximum performance of solar modules. For the performance of the techniques it is necessary to implement a converter, because as there is influence of climatic factors the converter modified the operating point, in the battery-module set, in order to establish the maximum power point. The literature approaches various techniques existents and the interest of this dissertation it consists of analysing which one has the best performance for the experimental implementation, from a previous selection of techniques. So it was realized a theoretical study for understand the operation of the chosen techniques. Besides that, as was made the small signal modelling and the control system for the controller gains project, where the converter employed in this study was the buck-boost converter due to its region of operation. The results were obtained through simulation Matlab/Simulink and via experimental.

Keywords: Photovoltaics systems. MPPT. Photovoltaic energy. Converter.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Modelo do circuito equivalente de uma célula fotovoltaica.	24
Figura 2 – Curva característica da potência em função da tensão com variação da irradiância.	29
Figura 3 – Curva característica da potência em função da tensão com variação da temperatura.	29
Figura 4 – Conversor <i>buck-boost</i> suprido por um painel fotovoltaico.	30
Figura 5 – Fluxograma do algoritmo CV.	33
Figura 6 – Fluxograma do algoritmo P&O.	35
Figura 7 – Variação P-V do arranjo fotovoltaico para exemplificar a técnica P&O.	35
Figura 8 – Fluxograma do algoritmo HC.	36
Figura 9 – Fluxograma do algoritmo MAHC.	37
Figura 10 – Sequência de tempo das técnicas P&O e EPP.	38
Figura 11 – Fluxograma do algoritmo EPP.	38
Figura 12 – Fluxograma do algoritmo de dois estágios com variável beta.	40
Figura 13 – Variação P-V do arranjo fotovoltaico para exemplificar a técnica IC.	42
Figura 14 – Fluxograma do algoritmo IC.	42
Figura 15 – Fluxograma da técnica MIC.	43
Figura 16 – Potência, inclinação da potência <i>versus</i> corrente e o produto da potência e a inclinação (função de limiar).	44
Figura 17 – Variação P-I do arranjo fotovoltaico para exemplificar a técnica INR.	45
Figura 18 – Fluxograma do algoritmo INR.	46
Figura 19 – Fluxograma do algoritmo POS.	47
Figura 20 – Módulo fotovoltaico conectado a uma carga resistiva.	49
Figura 21 – Curvas de carga e geração fotovoltaica.	50
Figura 22 – Módulo fotovoltaico conectado a uma carga resistiva por intermédio de um conversor.	50
Figura 23 – Conversor <i>buck-boost</i> com painel fotovoltaico na entrada e bateria na saída.	51
Figura 24 – Conversor <i>buck-boost</i> conectado à bateria na etapa 1 de operação.	52
Figura 25 – Conversor <i>buck-boost</i> conectado à bateria na etapa 2 de operação.	52
Figura 26 – Formas de onda do conversor <i>buck-boost</i>	53
Figura 27 – Conversor <i>buck-boost</i> com fonte de corrente na entrada e bateria na saída.	54
Figura 28 – Diagrama em blocos da planta linearizada.	56
Figura 29 – Controle da tensão na planta linearizada (validação do modelo de pequenos sinais).	56
Figura 30 – Diagrama em blocos do controle de tensão do conversor <i>buck-boost</i>	57

Figura 31 – Lugar das raízes da função de transferência $\frac{\tilde{v}_{in}}{e}$ em malha aberta do sistema de controle da tensão de entrada.	58
Figura 32 – Resposta ao degrau unitário do sistema de controle de tensão $\frac{\tilde{v}_{in}}{v_{in}^*}$ em malha fechada.	58
Figura 33 – Diagrama de <i>Bode</i> da função transferência $G(s)$ em malha aberta.	59
Figura 34 – Controle da tensão em malha fechada.	59
Figura 35 – Esquema geral da simulação.	60
Figura 36 – Resultado da simulação da técnica CV com variação de irradiância.	63
Figura 37 – Resultado da simulação da técnica P&O com variação de irradiância.	63
Figura 38 – Resultado da simulação da técnica HC com variação de irradiância.	64
Figura 39 – Resultado da simulação da técnica MAHC com variação de irradiância.	64
Figura 40 – Resultado da simulação da técnica EPP com variação de irradiância.	64
Figura 41 – Resultado da simulação da técnica TS com variação de irradiância.	65
Figura 42 – Resultado da simulação da técnica MIC com variação de irradiância.	65
Figura 43 – Resultado da simulação da técnica INR com variação de irradiância.	66
Figura 44 – Resultado da simulação da técnica POS com variação de irradiância.	66
Figura 45 – Resultado da simulação da técnica HC com variação de irradiância utilizando uma capacitância de 2,4 mH.	67
Figura 46 – Curva 1 com dois níveis de irradiância para análise da eficiência.	68
Figura 47 – Curva 2 com seis níveis decrescentes de irradiância para análise da eficiência.	68
Figura 48 – Curva 3 com seis níveis crescentes de irradiância para análise da eficiência.	68
Figura 49 – Curva 4 com seis níveis variáveis de irradiância para análise da eficiência.	69
Figura 50 – Diagrama de blocos do protótipo experimental.	71
Figura 51 – Fonte <i>Chroma</i>	72
Figura 52 – Tela principal do <i>software</i> da fonte <i>Chroma</i> com um perfil de irradiância.	72
Figura 53 – Fonte <i>Magna-Power</i>	73
Figura 54 – Protótipo experimental - conversor <i>buck-boost</i> (vista superior).	73
Figura 55 – Protótipo experimental - conversor <i>buck-boost</i> (vista lateral).	74
Figura 56 – Computador e dSPACE.	74
Figura 57 – Lugar das raízes da função de transferência $\frac{\tilde{v}_{in}}{e}$ em malha aberta do sistema de controle da tensão de entrada (experimento).	76
Figura 58 – Resposta ao degrau unitário do sistema de controle de tensão $\frac{\tilde{v}_{in}}{v_{in}^*}$ em malha fechada (experimento).	76
Figura 59 – Diagrama de <i>Bode</i> da função transferência $G(s)$ em malha aberta (Experimento).	77
Figura 60 – Resultado da simulação da técnica IC.	77
Figura 61 – Resultado da simulação da técnica MIC.	78
Figura 62 – Resultado experimental da técnica IC com $G = 1000 \text{ W/m}^2$, onde t_0 é o tempo em que o controle é inicializado.	79
Figura 63 – Resultado experimental da técnica MIC com $\Delta L = 0,0136$ e $G = 1000 \text{ W/m}^2$	80

Figura 64 – Resultado experimental da técnica MIC com $\Delta L = 0,0136$ e G variando de 1000 W/m^2 para 400 W/m^2	81
Figura 65 – Resultado experimental da técnica MIC com $\Delta L = 0,0136$ e G variando de 400 W/m^2 para 1000 W/m^2	81

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Técnicas agrupadas de acordo com sua classificação.	32
Tabela 2 – Valores de β correspondentes a irradiância e temperatura.	39
Tabela 3 – Comparação entre as técnicas MPPT (Resposta Dinâmica).	62
Tabela 4 – Comparação entre as técnicas de MPPT (Eficiência).	69
Tabela 5 – Especificações do conversor <i>buck-boost</i>	70
Tabela 6 – Especificações dos componentes do conversor <i>buck-boost</i>	70
Tabela 7 – Parâmetros do sistema com 12 painéis.	75

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CV	<i>Constant Voltage</i> - Tensão Constante
EPP	<i>Estimate-Perturb-Perturb</i> - Estimativa-Perturba-Perturba
GEPAE	Grupo de Eletrônica de Potência e Acionamentos Elétricos
HC	<i>Hill-Climbing</i>
IC	<i>Incremental Conductance</i> - Condutância Incremental
MIC	<i>Modified Incremental Conductance</i> - Condutância Incremental Modificada
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
INR	<i>Incremental Resistance</i> - Resistência Incremental
MAHC	<i>Modified Adaptive Hill-Climbing</i>
PV	<i>Photovoltaic</i> - Fotovoltaico
P&O	Perturba e Observa
PI	Proporcional-Integral
MF	Margem de Fase
MG	Margem de Ganho
MPP	<i>Maximum Power Point</i> - Ponto de Máxima Potência
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i> - Seguimento do Ponto de Máxima Potência
NREL	<i>(National Renewable Energy Laboratory)</i> - Laboratório Nacional de Energia Renovável
POS	<i>PV Output Sense Less</i>
RNA	Rede Neural Artificial
STC	<i>Standard Test Condition</i> - Condição padrão de teste
TS	<i>Two Stage</i> - Dois estágios

LISTA DE SÍMBOLOS

θ_k	Ângulo da inclinação na amostra k
C_{PV}	Capacitor do painel fotovoltaico/Capacitor de entrada do conversor
C_{out}	Capacitor de saída do conversor
R_0	Carga da saída
q	Carga do elétron
R_{ei}	Carga efetiva do módulo
S	Chave do conversor
D, D_0	Ciclo de trabalho do conversor
$D(k)$	Ciclo de trabalho atual
$D(k-1)$	Ciclo de trabalho anterior
θ_{Rei}	Coefficiente angular da carga efetiva
γ_{R_s}	Coefficiente da irradiância da resistência série
γ_{R_p}	Coefficiente da irradiância da resistência paralelo
k_{R_s}	Coefficiente da resistência série
k_{R_p}	Coefficiente da resistência paralelo
$\alpha_{I_{sc}}$	Coefficiente de temperatura da corrente de curto-circuito
$\beta_{V_{oc}}$	Coefficiente de temperatura da tensão de circuito aberto
$C(s)$	Compensador
k	Constante de Boltzmann
I	Corrente
$I(k)$	Corrente atual
$I(k-1)$	Corrente anterior
$c.c.$	Corrente contínua
I_c	Corrente de carga

I_{sc}	Corrente de curto-circuito
i_p	Corrente de fuga no resistor R_p da célula fotovoltaica
I_{rt}	Corrente de ruído tolerável
i	Corrente de saída da célula fotovoltaica
$I_{out}(k)$	Corrente de saída atual
$I_{out}(k-1)$	Corrente de saída anterior
I_{PV}	Corrente de saída do módulo fotovoltaico
i_{sat}	Corrente de saturação reversa da célula fotovoltaica
I_{sat}	Corrente de saturação reversa do módulo fotovoltaico
$(i_L)_{med}$	Corrente média no indutor
i_S	Corrente na chave do conversor
i_{Di}	Corrente no diodo
i_d	Corrente no diodo da célula fotovoltaica
I_L, i_L	Corrente no indutor
I_{mpp}	Corrente no ponto de máxima potência
dI	Derivada da corrente
I'_L, i'_L	Derivada da corrente do indutor
dP	Derivada da potência
dV	Derivada da tensão
v'_{in}, V'_{in}	Derivada da tensão de entrada
D_i	Diodo
η	Eficiência
j	Fator de ajuste
L_{sc}	Fator de corrente
A	Fator de idealidade do diodo
L_{oc}	Fator de tensão

i_g	Fotocorrente da célula fotovoltaica
I_g	Fotocorrente do módulo fotovoltaico
C	Função de limiar
$C(k)$	Função de limiar atual
$C(k - 1)$	Função de limiar anterior
k_i	Ganho integral
k_p	Ganho proporcional
ΔD	Incremento do ciclo de trabalho
n	Índice aplicado para controlar o passo
L	Indutor
G	Irradiância solar
G_{ref}	Irradiância solar de referência
N_s	Número de células em série
M	Parâmetro constante
ΔI	Passo de corrente
ΔI_{Ref}	Passo de corrente de referência
ΔV	Passo de tensão
T_s	Período de chaveamento
T_{mppt}	Período de MPPT
$\tilde{i}_L$	Perturbação na corrente do indutor
$\tilde{v}_{in}$	Perturbação na tensão de entrada
$\tilde{d}$	Perturbação no ciclo de trabalho
$G(s)$	Planta/Função de transferência
$P(k)$	Potência atual
$P(k - 1)$	Potência anterior
P_{max}	Potência máxima do arranjo fotovoltaico

P_{obtida}	Potência obtida na saída do arranjo fotovoltaico
R	Resistência
R_{carga}	Resistência da carga
R_L	Resistência indutiva
R_p	Resistência paralela da célula
R_p	Resistência paralela do módulo
R_s	Resistência série da célula
R_s	Resistência série do módulo
$R_{s,ref1}$	Resistência série de referência 1
$R_{s,ref2}$	Resistência série de referência 2
$R_{p,ref}$	Resistência paralelo de referência
a	Tamanho do passo
$a(k)$	Tamanho do passo atual
$a(k - 1)$	Tamanho do passo anterior
S_k	Tamanho do passo variável
T	Temperatura
$T_{ref,STC}$	Temperatura de referência no STC
t_0	Tempo de inicialização do controle
t_{off}	Tempo em que a chave está fechada
t_{on}	Tempo em que a chave está ligada
V	Tensão
$V(k)$	Tensão atual
$V(k - 1)$	Tensão anterior
$V(k - 2)$	Tensão anterior-anterior
V_{oc}	Tensão de circuito aberto
$V_{oc,STC}$	Tensão de circuito aberto no STC

v_{in}, V_{in}	Tensão de entrada
v_{in}^*	Tensão de entrada de referência
V_{Ref}	Tensão de referência
V_{rt}	Tensão de ruído tolerável
V_0	Tensão de saída
V_{PV}	Tensão de saída do módulo fotovoltaico
$(v_{in})_{med}$	Tensão média de entrada
V_S	Tensão na chave do conversor
V_{Di}	Tensão no diodo
V_{mpp}	Tensão no ponto de máxima potência
V_t	Tensão térmica
e	Valor de limiar
β_a	Valor atual da variável beta
β_{max}	Valor máximo da variável beta
β_g	Valor médio da variável beta
β_{min}	Valor mínimo da variável beta
β	Variável beta
ΔP	Variação da potência
ΔC	Variação da função de limiar
ΔL	Variação de condutância

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	20
1.1	Objetivos	21
1.1.1	Geral	21
1.1.2	Específico	22
1.2	Metodologia	22
1.2.1	Caracterização da Pesquisa	22
1.2.2	Fonte de Dados	22
1.2.3	Passos da Experimentação	22
1.2.4	Análise de Dados	22
1.3	Organização do Trabalho	23
2	TÉCNICAS DE SEGUIMENTO DO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA	24
2.1	Circuito Equivalente do Arranjo Fotovoltaico	24
2.2	Configuração do Sistema Fotovoltaico	28
2.3	Classificação das Técnicas de Seguimento do Ponto de Máxima Potência	28
2.4	Técnicas de Seguimento do Ponto de Máxima Potência	31
2.4.1	Tensão Constante (CV)	31
2.4.2	Perturba & Observa (P&O)	33
2.4.3	Hill-Climbing (HC)	34
2.4.3.1	<i>Modified Adaptive Hill-Climbing (MAHC)</i>	36
2.4.4	Estimativa-Perturba-Perturba (EPP)	36
2.4.5	Dois Estágios com Variável Beta (β) (TS)	38
2.4.6	Condutância Incremental (IC)	40
2.4.6.1	<i>Condutância Incremental Modificada (MIC)</i>	41
2.4.7	Resistência Incremental (INR)	43
2.4.8	PV Output Sense Less (POS)	47
2.5	Conclusão	48
3	MODELAGEM E SISTEMA DE CONTROLE DO CONVERSOR BUCK-BOOST	49
3.1	Circuitos Seguidores de Máxima Potência	49
3.2	Conversor <i>Buck-Boost</i>	51
3.2.1	Princípio de Operação	51
3.2.2	Modelo de Pequenos Sinais	52
3.2.3	Sistema de Controle	56
3.3	Conclusão	58

4	IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL E EXPERIMENTAL	60
4.1	Implementação Computacional - Comparação entre as Técnicas de Seguimento do Ponto de Máxima Potência	60
4.1.1	Resposta Dinâmica	61
4.1.1.1	<i>Análise adicional das técnicas baseadas no ciclo de trabalho</i>	<i>66</i>
4.1.2	Estabilidade e Robustez às Perturbações	67
4.1.3	Eficiência e Erro em Estado Estacionário	67
4.2	Implementação Experimental	70
4.2.1	Requisitos do Conversor	70
4.2.2	Protótipo	70
4.2.3	Sistema de Controle	74
4.2.4	Resultados Experimentais	78
4.3	Conclusão	80
5	CONCLUSÕES GERAIS	82
	REFERÊNCIAS	84

1 INTRODUÇÃO

O uso da energia elétrica com domínio dos processos de produção, distribuição e consumo pode ser considerado uma das principais causas do avanço tecnológico atual. O processo de produção de energia elétrica é realizado por meio de diferentes fontes. Dentre essas fontes estão as que são provenientes do meio natural, como Sol e vento, denominadas de energia solar e energia eólica, as quais são chamadas de energias renováveis.

Dentro do âmbito solar, historicamente falando, o desenvolvimento das células solares iniciou no século XIX. Primeiramente, em 1839, o físico Alexandre Edmond Becquerel observou uma diferença de potencial nas extremidades de uma estrutura semicondutora, quando incidia luz sobre ela. Esse fenômeno ficou conhecido como efeito fotovoltaico. Algumas décadas depois, em 1873, o engenheiro eletricitista Willoughby Smith, baseado na observação de um experimento que utilizava barras de selênio (Se), material semicondutor, verificou que a resistência elétrica de alguns materiais se alterava dependendo da intensidade da luz a que eram submetidos, de modo que passavam a ser condutores (SMITH, 1873). Essa propriedade é dita fotocondutividade. Posteriormente, em 1887, Heinrich Hertz com sua pesquisa sobre a fotocondutividade com a luz ultravioleta descobriu o efeito fotoelétrico. O efeito fotoelétrico, por sua vez, emite elétrons por meio de uma superfície metálica quando exposto à radiação eletromagnética, onde a energia da radiação deve ser suficiente para que tal processo ocorra.

Em termos de fabricação a primeira célula solar foi feita em 1883, por Charles Fritts, inventor americano. Esta era composta pelo elemento selênio e sua eficiência era menor que 1%. Algumas pesquisas sobre selênio fotovoltaico continuaram, porém não foram amplamente utilizadas. Em abril de 1954, a primeira célula solar composta por silício foi desenvolvida pela Bell Technology, cujo rendimento foi da ordem de 6%; e ainda em meados dos anos 1950 a mesma empresa desenvolveu células solares para atividades espaciais (CHODOS, 2009), resultando na primeira aplicação prática da célula solar. Nas décadas seguintes, o esforço foi fazer a célula solar um componente de aplicação comercial (OLIVEIRA, 2007). Dentro desta perspectiva comercial, há um incentivo governamental forte nas aplicações fotovoltaicas, pois há a possibilidade do esgotamento das demais fontes de energia fóssil, por exemplo, petróleo e carvão. Além disso, essas fontes de energia emitem poluentes ao contrário da energia solar que não polui o meio ambiente (SILVA, 2015).

O sistema fotovoltaico é composto por módulos solares, que são a composição de várias células fotovoltaicas em série, ou em paralelo ou em série/paralelo. As características favoráveis deste sistema são: não possuem parte móvel, não emitem dióxido de carbono (CO_2), não geram ruído, podem ser configurados com diversos níveis de potência, não requer manutenção a não ser da limpeza da poeira acumulada, não há a necessidade de um operador humano e a instalação é simples e rápida (DINÇER, 2011).

Diante disso pode-se perceber que os sistemas fotovoltaicos são facilmente integrados

ao ambiente urbano como nos telhados das construções. Além disso, podem ser empregados em regiões remotas, chamados de sistemas isolados, onde não há acessibilidade à linha de transmissão, resultando em uma vantagem a microgeração e a minigeração distribuída. Estas, por sua vez, estão regulamentadas pela ANEEL desde 2012, pela Resolução Normativa nº482 (ANEEL, 2016) e são chamadas de geração descentralizada.

Em relação ao país como um todo, a predominância é de usinas hidroelétricas para a geração de energia. Embora a produção de energia elétrica proveniente das centrais solares tenha crescido, de acordo com dados recentes, a matriz energética brasileira produz menos de 1% dessa energia no país, correspondendo a 1.129.825 kW da potência instalada (ANEEL, 2018). Apesar do país possuir a maior taxa de irradiação solar do mundo, pouco é investido, pois o custo da implementação da energia solar ainda é muito elevado (PEREIRA et al., 2017).

Dentro deste patamar da geração solar é necessário atentar-se ao funcionamento dos arranjos fotovoltaicos para que se evite perdas na capacidade de geração. Para garantir que os arranjos fotovoltaicos operem sempre no ponto de máxima potência (MPP - *Maximum Power Point*) são utilizadas técnicas de seguimento deste ponto através de algoritmos, denominados MPPT, que estão presentes nos controles dos sistemas fotovoltaicos, atuando por meio de um conversor c.c.. Logo, é necessária a escolha do conversor para a implementação das técnicas.

A atuação do conversor consiste em solucionar a influência advinda dos fatores climáticos, irradiância e temperatura, uma vez que os módulos solares são dependentes desses fatores. Por intermédio do uso das técnicas de MPPT, o conversor modifica o ponto de operação do conjunto módulo-carga e/ou módulo-bateria estabelecendo a máxima potência sob qualquer condição.

A literatura aponta as técnicas mais utilizadas, dentre as quais podem ser citadas: Gauss-Newton, perturba & observa (P&O), condutância incremental (ou *Incremental Conductance* - IC), rede neural artificial (RNA) e lógica fuzzy. Porém, existem várias outras técnicas que podem ser exploradas e aplicadas. Para isso é necessário fazer uma revisão onde inclua mais técnicas e a partir destas fazer uma seleção para que uma análise mais profunda seja feita e se faça uma aplicação não apenas de cunho teórico/computacional, mas também experimental.

Diante disso, a pergunta que norteará esse trabalho é: dentro das várias possibilidades da utilização de algoritmos MPPT, qual técnica demonstra um melhor desempenho no que se diz respeito a busca do MPP?

1.1 Objetivos

1.1.1 Geral

Analisar, a partir de aplicação computacional e experimental, qual a melhor técnica de seguimento do MPP por meio dos algoritmos MPPT.

1.1.2 Específico

Selecionar as técnicas de seguimento do MPP disponíveis, descrevendo-as e as apresentando na forma de algoritmos e as implementando computacionalmente. Após a análise computacional das técnicas, selecionar a que será avaliada experimentalmente.

1.2 Metodologia

1.2.1 Caracterização da Pesquisa

A pesquisa é de natureza quantitativa, descritiva e experimental baseada em fontes documentais e amparada em revisão bibliográfica.

1.2.2 Fonte de Dados

A pesquisa utilizará artigos publicados em anais de eventos e em revistas que versam sobre as várias técnicas MPPT, por exemplo, revistas do IEEE - (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*) e *Renewable and Sustainable Energy Reviews* por possuírem um acervo amplo para fazer busca sobre o tema abordado. Além disso, trabalhos acadêmicos (teses e dissertações) e livros também serão utilizados.

1.2.3 Passos da Experimentação

Para a construção deste trabalho foi seguido os seguintes passos:

1. Entender o funcionamento dos módulos fotovoltaicos;
2. Estudar as técnicas MPPT disponíveis;
3. Classificar as MPPTs;
4. Estabelecer critérios para a escolha das técnicas MPPT;
5. Escolher o conversor para a implementação das técnicas MPPT;
6. Implementar computacionalmente as técnicas escolhidas;
7. Verificar, dentre as técnicas estudadas, a que apresenta melhor resultado;
8. Implementar experimentalmente a técnica que apresentar melhor desempenho.

1.2.4 Análise de Dados

A análise dos dados será por meio de comparações dos resultados das simulações e dos resultados obtidos experimentalmente, onde, em termos computacionais, serão avaliados: a melhor resposta obtida em termos de eficiência, resposta dinâmica, pequeno erro em estado

estacionário, robustez às perturbações, eficiência. Além disso, será feita a validação comparativa da simulação com o experimento.

1.3 Organização do Trabalho

Este trabalho está organizado da seguinte forma:

- Capítulo 2: Aborda sucintamente sobre o modelo que descreve matematicamente a célula fotovoltaica. Além disso, apresenta as técnicas de seguimento do MPP. É realizada a classificação das técnicas, em que algumas destas são descritas de maneira mais detalhada;
- Capítulo 3: Aborda de maneira geral sobre os circuitos de máxima potência. Além disso, apresenta a modelagem do conversor, assim como, os requisitos do conversor e o sistema de controle para o projeto dos ganhos do controlador do conversor *buck-boost* de maneira a atender os requisitos necessários para a obtenção dos resultados computacionais e experimentais;
- Capítulo 4: As técnicas são comparadas de forma computacional e experimental, de modo a avaliar o comportamento dessas técnicas por meio de alguns requisitos, com o intuito de verificar qual ou quais técnicas possuem bons resultados para a implementação no sistema fotovoltaico;
- Capítulo 5: Apresenta as conclusões gerais do trabalho, comentários e sugestão de possíveis trabalhos futuros.

2 TÉCNICAS DE SEGUIMENTO DO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA

É sabido que os módulos solares são compostos por células fotovoltaicas, sendo estas a unidade mais básica dos mesmos e responsáveis pela conversão de energia solar elétrica.

Não será detalhado o funcionamento do processo de conversão dessa energia, de modo que será abordado, de maneira sucinta, o modelo que descreve matematicamente o comportamento de uma célula fotovoltaica.

Além disso, será apresentada a configuração do sistema fotovoltaico, e em seguida, será apresentada a classificação das técnicas de seguimento do ponto de máxima potência, assim como, serão descritas algumas técnicas que serão objeto de estudo deste trabalho.

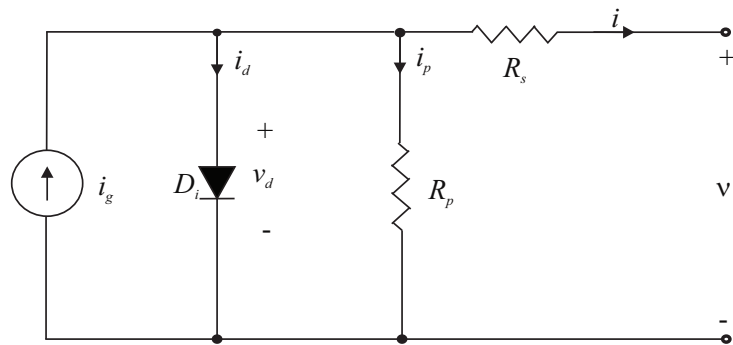
A apresentação da configuração do sistema consiste em calcular, em um primeiro momento, a potência máxima de referência para poder fazer a comparação entre as técnicas MPPT.

2.1 Circuito Equivalente do Arranjo Fotovoltaico

As células solares são feitas basicamente de um material semicondutor, geralmente o silício (Si). Cada célula possui uma camada fina de material tipo *n* e outra com maior espessura de material tipo *p*, que unidas formam a junção *p-n*. Ao serem expostas por fótons, provenientes da radiação solar, os elétrons ficam energizados criando portadores de carga livre para se mover entre as bandas do material, ocasionando uma diferença de potencial entre os terminais da célula, proveniente do campo elétrico, podendo assim gerar corrente elétrica.

O efeito da fotocorrente é representado por uma fonte de corrente, conforme pode ser visto na Figura 1, onde R_p e R_s representam a resistência paralela e a resistência série, respectivamente. Ambas são elementos intrínsecos da célula.

Figura 1 – Modelo do circuito equivalente de uma célula fotovoltaica.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Os elementos contidos no circuito equivalente podem ser relacionados pela seguinte

expressão:

$$i = i_g - i_d - i_p, \quad (1)$$

em que:

- i - Corrente de saída da célula fotovoltaica [A];
- i_g - Fotocorrente da célula fotovoltaica [A];
- i_d - Corrente no diodo da célula fotovoltaica [A];
- i_p - Corrente de fuga no resistor R_p da célula fotovoltaica [A].

Com base no circuito, a corrente de fuga em R_p é expressa da seguinte forma:

$$i_p = \frac{v + iR_s}{R_p}. \quad (2)$$

O termo i_d , em (1), é a corrente do diodo:

$$i_d = i_{sat} \left[\exp \left(\frac{(v + iR_s) q}{N_s A k T} \right) - 1 \right], \quad (3)$$

onde:

- i_{sat} - Corrente de saturação reversa da célula fotovoltaica [A];
- q - Carga do elétron [C];
- A - Fator de idealidade do diodo;
- k - Constante de Boltzmann [J/K];
- T - Temperatura [K];
- R_p - Resistência paralela da célula [Ω];
- R_s - Resistência série da célula [Ω];
- N_s - Número de células em série.

A tensão fornecida por cada célula é muito baixa, sendo necessária a combinação de várias células, em série ou em paralelo, dependendo do que se deseja de tensão e corrente de saída. Essa combinação dá origem aos módulos ou painéis, e o agrupamento destes dá origem ao arranjo fotovoltaico.

Levando em consideração que o painel a ser utilizado neste trabalho possui apenas células em série, então, a associação de células em paralelo será desconsiderada. Assim sendo, pode-se definir o termo da tensão térmica do módulo, por meio de,

$$V_t = \frac{N_s k A T}{q}. \quad (4)$$

Então, substituindo (4) em (3) e substituindo (3) e (2) em (1), chega-se à equação transcendental descrevendo a corrente do módulo I , que está em função da tensão para o modelo de um diodo:

$$I_{PV} = I_g - I_{sat} \left[\exp \left(\frac{V_{PV} + I_{PV} R_s}{V_t} \right) - 1 \right] - \left(\frac{V_{PV} + I_{PV} R_s}{R_p} \right), \quad (5)$$

em que:

- I_{PV} - Corrente de saída do módulo fotovoltaico [A];
- V_{PV} - Tensão de saída do módulo fotovoltaico [V];
- I_g - Fotocorrente do módulo fotovoltaico [A];
- I_{sat} - Corrente de saturação reversa do módulo fotovoltaico [A];
- R_p - Resistência paralela do módulo [Ω];
- R_s - Resistência série do módulo [Ω].

Como há variações de irradiância e temperatura ao longo do dia, a fotocorrente I_g e a tensão de circuito aberto V_{oc} do painel são influenciadas por essas variações. As altas temperaturas reduzem significativamente a tensão de circuito aberto e aumenta levemente a fotocorrente. A fotocorrente é diretamente proporcional a irradiância e a tensão de circuito aberto varia levemente por meio de uma relação logarítmica. Sintetizando as expressões, tem-se (ALQAHTANI; ABUHAMDEH; ALSMADI, 2012):

$$I_g(G, T) = [I_{g,STC} + \alpha_{I_{sc}}(T - T_{ref,STC})] \frac{G}{1000} \quad (6)$$

$$V_{oc}(G, T) = V_{oc,STC} + \beta_{V_{oc}}(T - T_{ref,STC}) + V_t \log \left(\frac{G}{1000} \right), \quad (7)$$

onde:

- $\alpha_{I_{sc}}$ - Coeficiente de temperatura da corrente de curto-circuito;
- V_{oc} - Tensão de circuito aberto [V];
- $V_{oc,STC}$ - Tensão de circuito aberto no STC [V];

- $\beta_{V_{oc}}$ - Coeficiente de temperatura da tensão de circuito aberto;
- $T_{ref,STC}$ - Temperatura de referência no STC [K];
- G - Irradiância solar [W/m^2].

STC - *Standard Test Condition*¹ é a condição padrão de teste, definida para ensaios de painéis fotovoltaicos, cuja temperatura é $T = 25^\circ C$ e irradiância é $G = 1000 W/m^2$.

Ao substituir ($V_{PV} = V_{oc}$, $I_{PV} = 0$) na equação (5), então uma expressão para a corrente de saturação do diodo, I_{sat} , em função da tensão de circuito aberto pode ser escrita:

$$I_{sat} = \frac{I_g - \frac{V_{oc}}{R_p}}{\exp\left(\frac{V_{oc}}{V_t}\right) - 1}. \quad (8)$$

As equações (5) e (8), permitem descrever o modelo matemático de um módulo fotovoltaico por meio dos valores dos parâmetros disponibilizados nos *datasheets* dos módulos que são comercializados. Entretanto, ainda faz-se necessário determinar os valores de R_s e R_p . Estas, por sua vez, sofrem influência da irradiância e da temperatura. De acordo com Silva (SILVA et al., 2017), as equações que descrevem R_s e R_p são:

$$R_s = R_{s,ref2}[1 + k_{R_s}(T - T_{ref})] + R_{s,ref1} \left(\frac{G}{G_{ref}} \right)^{\gamma_{R_s}} \quad (9)$$

$$R_p = R_{p,ref}[1 + k_{R_p}(T - T_{ref})] \left(\frac{G}{G_{ref}} \right)^{\gamma_{R_p}}, \quad (10)$$

onde:

- $R_{s,ref1}$ - Resistência série de referência 1 [Ω];
- $R_{s,ref2}$ - Resistência série de referência 2 [Ω];
- $R_{p,ref}$ - Resistência paralelo de referência [Ω];
- k_{R_s} - Coeficiente da resistência série;
- k_{R_p} - Coeficiente da resistência paralelo;
- G_{ref} - Irradiância solar de referência [W/m^2];
- γ_{R_s} - Coeficiente da irradiância da resistência série;
- γ_{R_p} - Coeficiente da irradiância da resistência paralelo.

Os parâmetros da resistência série e da resistência paralelo utilizados em simulação são:

- $R_{s,ref1} = R_{s,ref2} = 0,135 \Omega$;

¹ Fornecida pelo fabricante.

- $R_{p,ref} = 118,86 \, \Omega$;
- $k_{R_s} = 0,0034$;
- $k_{R_p} = -0,001$;
- $\gamma_{R_s} = -1,31$;
- $\gamma_{R_p} = -0,7$.

Esses valores são do módulo *KC200GT* da *Kyocera*, módulo utilizado neste estudo. Importante ressaltar que alguns valores, por exemplo, V_{mpp} e I_{mpp} , diferem do valor disposto no *datasheet* do módulo *KC200GT* fornecido pelo fabricante, pois para a estimação dos parâmetros do modelo foi realizada a importação da curva do *datasheet* (SILVA, 2015), onde os valores obtidos por meio dessa importação não são exatamente os que estão no *datasheet*. Por isso a divergência nos valores.

2.2 Configuração do Sistema Fotovoltaico

Para que as técnicas MPPT sejam comparadas, faz-se necessária a escolha do painel e do conversor c.c.-c.c.. O painel utilizado neste estudo, como já citado, é o *KC200GT* da *Kyocera*, cuja potência fornecida por módulo é de 202,7 W, com tensão no MPP $V_{mpp} = 26,94 \, \text{V}$ e corrente no MPP $I_{mpp} = 7,52 \, \text{A}$, geradas a partir de uma irradiância $G = 1000 \, \text{W/m}^2$ e temperatura $T = 25^\circ\text{C}$.

Como a irradiância e a temperatura variam ao longo do dia, consequentemente a potência, a tensão e a corrente também variam. As Figuras 2 e 3 mostram, respectivamente, a característica da curva de potência em função da tensão com variação da irradiância e com variação de temperatura.

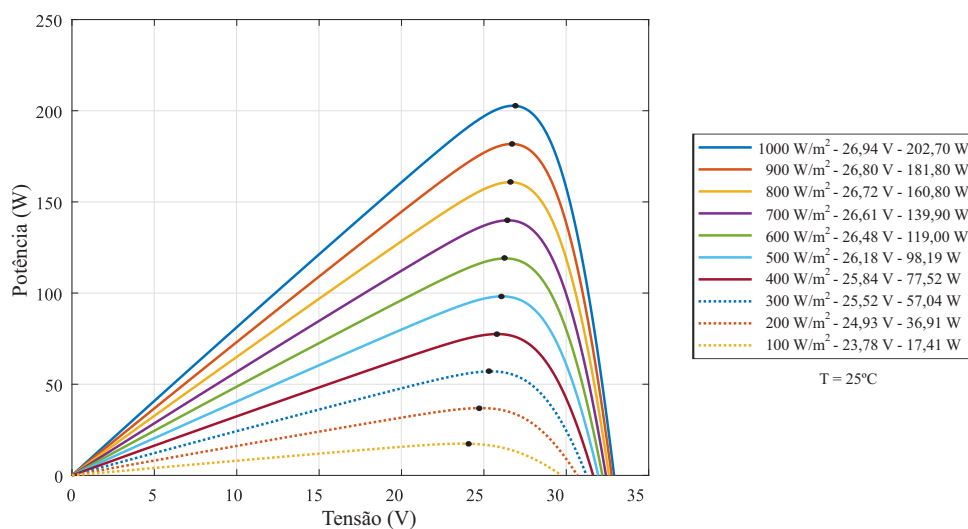
A escolha do conversor será discutida detalhadamente no próximo capítulo cujo objetivo é de apenas comparar técnicas de MPPT. O conversor utilizado é o conversor *buck-boost*. A Figura 4 apresenta o conversor com o painel fotovoltaico e com a carga resistiva.

2.3 Classificação das Técnicas de Seguimento do Ponto de Máxima Potência

A potência fornecida pelas células é uma função não-linear da tensão, corrente, temperatura ambiente e irradiância solar. Essa característica não-linear dificulta a obtenção da potência máxima, tendo em vista as variações ambientais ao longo do dia. Com isso, ao longo dos anos várias técnicas foram propostas a fim de se obter a máxima potência operante, comumente chamada, na literatura, MPP. O seguimento deste ponto em um arranjo é essencial no sistema fotovoltaico.

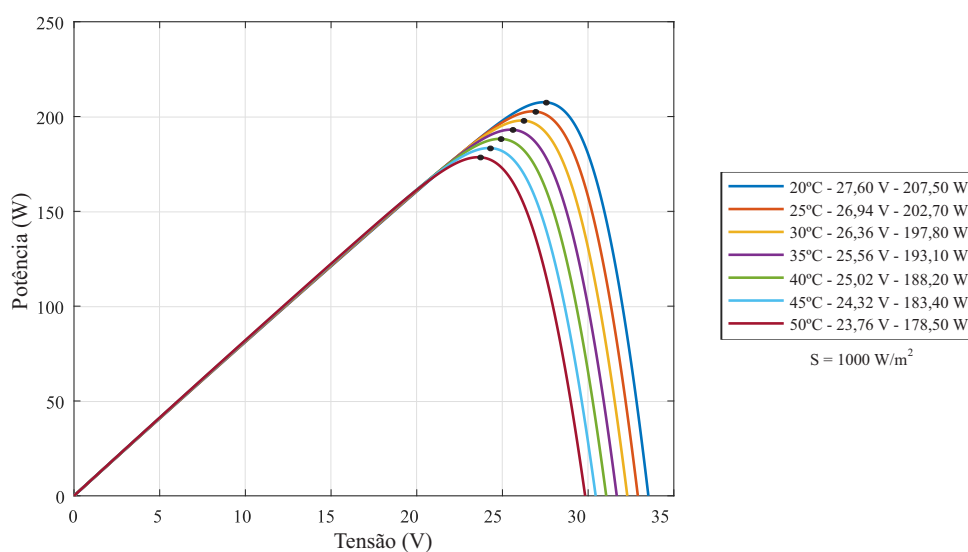
De modo a analisar o seguimento do MPP, faz-se necessário configurar o sistema fotovoltaico a fim de encontrar a potência máxima de referência para poder fazer a comparação

Figura 2 – Curva característica da potência em função da tensão com variação da irradiância.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 3 – Curva característica da potência em função da tensão com variação da temperatura.

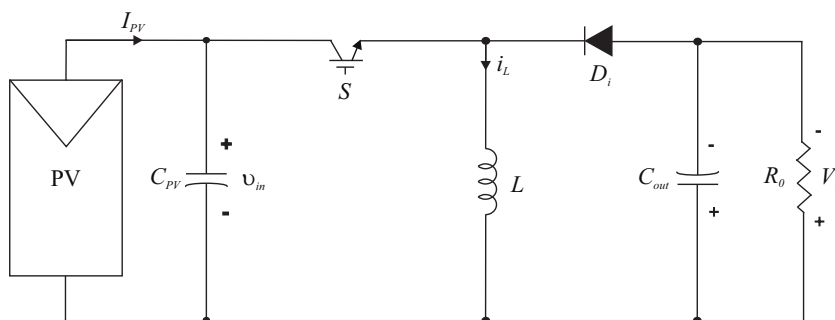


Fonte: Elaborada pelo autor.

entre as técnicas MPPT. Além disso, para que as técnicas funcionem de maneira adequada, é necessário que alguns requisitos sejam cumpridos (XIAO; DUNFORD, 2004):

1. *Estabilidade* - No sistema de energia fotovoltaica, a característica de saída do painel solar é não-linear, do mesmo modo que os conversores são sistemas não-lineares no modo de condução. A estabilidade é um fator crítico na avaliação do sistema painel fotovoltaico-MPPT, pois é necessário que a resposta do sistema seja a mais fidedigna possível e que a mudança de energia seja detectada corretamente, senão, o seguimento do MPP pode se tornar instável caso o sistema esteja operando com parâmetros incorretos;
2. *Rápida resposta dinâmica* - Para que haja um bom desempenho do algoritmo MPPT

Figura 4 – Conversor *buck-boost* suprido por um painel fotovoltaico.



Fonte: Elaborada pelo autor.

é necessário que o controle do MPPT responda rapidamente as rápidas mudanças das condições climáticas: irradiância e temperatura. Quanto mais rápido for a busca pelo MPP, menor é a perda de energia;

3. *Pequeno erro em estado estacionário* - Quando o MPP é atingido, é ideal que o sistema continue operando exatamente nesse ponto. A depender da variação da irradiância e da temperatura é impossível a permanência do MPP em um ponto fixo, pois o algoritmo do controle MPPT está atuando na busca do MPP, continuamente. O erro em estado estacionário está diretamente relacionado ao valor da eficiência da conversão de energia do sistema;
4. *Robustez às perturbações* - Há a necessidade de que os sistemas de controle MPPT atuem de forma precisa em condições incertas. Os distúrbios dos sistemas de controle, podem tornar o sistema instável. Esses distúrbios são provenientes do ruído de entrada, do erro de medição ou mesmo da variação de algum parâmetro. Logo, é importante o projeto de um sistema de controle que seja robusto diante de qualquer perturbação;
5. *Eficiência em larga faixa de potência* - A relação entre a potência obtida na saída do arranjo fotovoltaico e a potência máxima do arranjo fotovoltaico mostra o quão eficiente é o sistema de geração de energia fotovoltaica. Baixos níveis de irradiância pode ser um problema em alguns projetos de MPPT. Alguns, só funcionam eficientemente durante a entrega da potência nominal. Mas é sabido que ao longo do dia, a potência do arranjo fotovoltaico varia muito devido a direta influência da temperatura e da irradiância. Logo, faz-se necessário um sistema que possua um bom desempenho diante dessas variações.

As técnicas de MPPT podem ser classificadas em quatro categorias (MOÇAMBIQUE, 2012):

1. Baseada em modelo;
2. Heurísticas;

3. Baseadas em treinamento;

4. Híbridas.

As técnicas baseadas em modelo preveem os pontos de máxima potência *offline*, onde há a dependência de algoritmos de um modelo empírico matemático ou de um banco de dados que incluam parâmetros e dados, como por exemplo, curvas características do painel fotovoltaico para diferentes condições de irradiância e temperatura. Essas técnicas não são compatíveis com condições ambientais reais, pois o MPP calculado pela técnica não é exato e sim uma aproximação baseada no banco de dados.

As técnicas MPPT heurísticas não dependem do conhecimento prévio das características do painel. Estas utilizam algoritmos de busca que localizam os pontos de máxima potência *online* diante das mudanças das condições atmosféricas, baseando-se nas medidas de tensão e corrente do painel fotovoltaico para saber qual o próximo passo a ser seguido, ou seja, para saber se haverá um aumento ou diminuição da variável em questão.

Os algoritmos das técnicas baseadas em treinamento necessitam do uso de processadores digitais de sinais (DSP - *Digital Signal Processor*) ou de microcontroladores que sejam mais robustos para a implementação do algoritmo. São rápidos e não necessitam de informações detalhadas do sistema fotovoltaico ou de uma descrição precisa no que se diz respeito a modelos matemáticos, porém o custo de implementação é elevado. No geral, o emprego de conceitos sobre inteligência artificial são necessários e são relativamente complexos.

As técnicas MPPT híbridas são uma junção das categorias dos tipos de técnicas existentes, ou seja, são a junção de algum tipo de técnica MPPT heurística com alguma técnica baseada em modelo.

O artigo base deste trabalho é o artigo de Verma (VERMA et al., 2016), é o mais recente publicado e aborda vários tipos de técnicas. Neste estão listadas 31, as quais podem ser vistas na Tabela 1. Este artigo não aborda sobre técnicas híbridas.

Dentre essas técnicas, foram escolhidas técnicas do grupo das heurísticas e algumas baseadas em modelo, considerando apenas as que possuem controle de variáveis em tensão e/ou corrente. As técnicas baseadas em treinamento, por serem mais complexas e por possuírem um custo de implementação mais elevado, não foram objeto de estudo, assim como, as técnicas heurísticas que utilizam estratégia de controle levando em consideração outros elementos do sistema, por exemplo, a ondulação na tensão e indutor.

2.4 Técnicas de Seguimento do Ponto de Máxima Potência

2.4.1 Tensão Constante (CV)

Nesta técnica de tensão constante (ou *Constant Voltage* - CV), é mostrado que a tensão da célula, correspondente a potência máxima, exhibe uma dependência linear com respeito à tensão de circuito aberto para diferentes níveis de irradiação e temperatura (SUBUDHI; PRADHAN,

Tabela 1 – Técnicas agrupadas de acordo com sua classificação.

Baseadas em Modelo
Tensão Constante
Célula Piloto
Corrente Constante
Curve Fitting
Look Up Table
State Space Based
Gradiente Descendente
Solução Analítica
Bisect Search Theorem
Controle de Corrente Linear/Método Baseado em Linearização
Heurísticas
Perturba & Observa (P&O)
Hill Climbing (HC)
Estimativa - Perturba - Perturba (EPP)
Dois Estágios com Variável Beta (β)
Comparação de Três Pontos com Ponderação
Condutância Incremental (IC)
Resistência Incremental (INR)
PV Output Sense Less (POS)
Baseada em Temperatura
Controle por inclinação do Capacitor DC Link ou Capacitância Parasita
Controle de realimentação dP/dV ou dP/dI
Maximização da corrente na carga e tensão na carga
Current sweep
Controle de um ciclo (OCC)
Slide control
Oscilação no sistema
Controle de Correlação de Ondulação (RCC)
Indutância variável
Baseadas em Treinamento
Controle por Lógica Fuzzy
Baseada em Rede Neural Artificial (ANN)
Método Baseado em Optimização por Exame de partículas (PSO)

Fonte: Elaborada pelo autor.

2013). A tensão máxima no MPP é calculada a partir da seguinte relação:

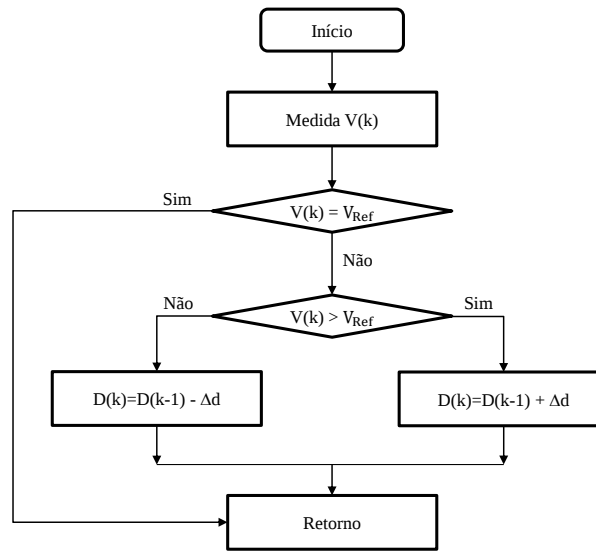
$$V_{Ref} = k_1 V_{oc}, \quad (11)$$

onde, $k_1 = 0,71 - 0,80$.

O ponto de máxima potência, V_{mpp} , ocorre entre 71% e 80% da tensão de circuito aberto, V_{oc} , para a condição atmosférica padrão. O valor de V_{mpp} é ajustado em um período de tempo estabelecido até o próximo ciclo de amostragem. Para que seja medido um novo valor de V_{oc} , é necessário que o conversor seja desconectado do arranjo fotovoltaico. Esse processo causa

perdas de energia no sistema. Uma alternativa para que se evite perdas é utilizar células piloto para a obtenção de V_{oc} . Estas células devem conter as mesmas características do arranjo em uso. O fluxograma desta técnica está descrito na Figura 5, onde o valor de referência V_{Ref} é calculado por meio de uma amostra de V_{oc} pela equação (11). Se o valor da tensão medida for igual ao valor da tensão de referência, então o ciclo de trabalho do conversor *buck-boost* será mantido constante. Se o valor da tensão atual for maior que a tensão de referência, o ciclo de trabalho do conversor é incrementado, do contrário, é decrementado até que o valor de referência seja alcançado.

Figura 5 – Fluxograma do algoritmo CV.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Uma técnica similar a tensão constante é a técnica de corrente constante. Aqui, é observado que sob a condição atmosférica padrão, a corrente de referência no MPP, I_{mpp} , é linearmente dependente da corrente de curto-circuito, I_{sc} , do arranjo fotovoltaico por um percentual fixo e é expressa pela seguinte relação:

$$I_{Ref} = k_2 I_{sc}, \quad (12)$$

onde, $k_2 = 0,78 - 0,92$.

A corrente de máxima potência, I_{mpp} , ocorre entre 78% e 92% da corrente de curto-circuito, I_{sc} . Um problema desta técnica é a medição de I_{sc} durante a operação do sistema.

2.4.2 Perturba & Observa (P&O)

A técnica P&O possui facilidade na sua implementação e é comumente utilizada em sistemas fotovoltaicos comerciais. O princípio desta técnica consiste na perturbação, regularmente, da tensão ou corrente do painel fotovoltaico para que assim seja realizada a nova medida de potência e comparar com a medida anterior para verificar o sentido da próxima

perturbação (REMY et al., 2009). Essa perturbação consiste em verificar o aumento ou a diminuição da potência.

A potência instantânea medida $P(k)$ é comparada com a potência anteriormente medida $P(k-1)$, para assim verificar a direção de novas mudanças de tensão e corrente (RAWAT; CHANDEL, 2013). Caso a potência do sistema aumente, a perturbação continuará no mesmo sentido, senão, o sistema será perturbado no sentido contrário. Como esse processo é repetido periodicamente com intervalo de tempo fixo, o MPP não é atingido, pois sempre haverá uma perturbação da tensão (ΔV) no sistema. Sendo assim, no estado estacionário o sistema irá oscilar em torno do MPP o que ocasiona um pouco de desperdício da energia disponível no arranjo fotovoltaico (AZEVEDO, 2007), o que é uma desvantagem. A oscilação pode ser minimizada quando reduzido o intervalo de perturbação, entretanto, com a minimização do intervalo a técnica se torna lenta para o rastreamento do MPP. Além disso, esta técnica funciona bem, principalmente, quando não há uma variação brusca da irradiância e da temperatura. Quando estas variações ocorrem de maneira rápida esta perde sua eficiência (OLIVEIRA, 2007).

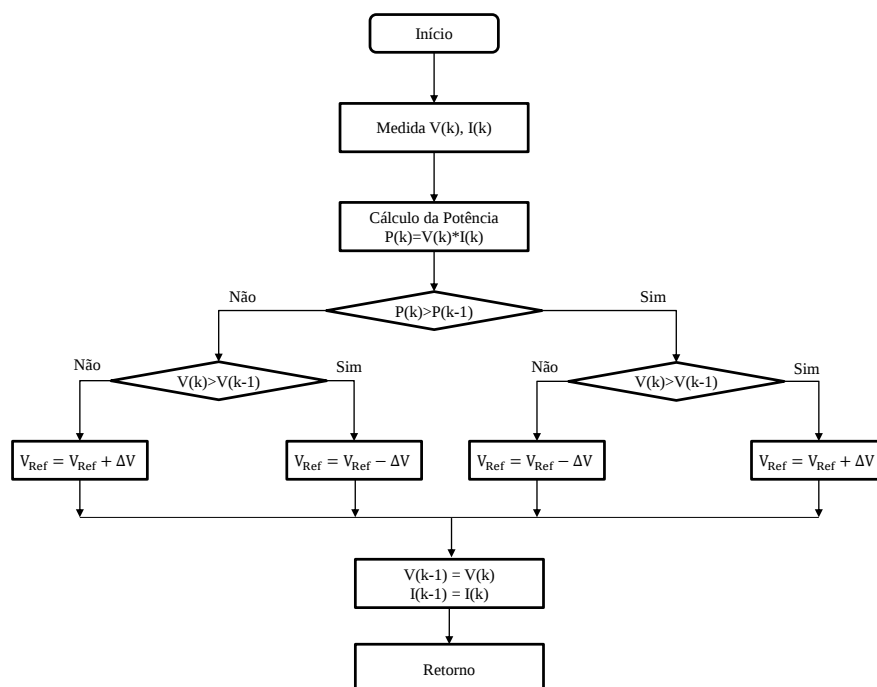
A Figura 6 descreve o algoritmo P&O em termos do fluxograma, cuja variação reside na tensão de referência (V_{Ref}). A partir do incremento ou decréscimo da tensão, a potência irá incrementar ou decrementar dependendo se esta está à direita ou à esquerda do MPP, a fim de que o MPP seja alcançado. Exemplificando, conforme a Figura 7, quando há uma variação de tensão do ponto 2 para o ponto 1, ou seja, uma variação negativa de tensão, $\Delta V < 0$, ocasionará a diminuição na potência, levando o sistema a seguir um sentido errôneo ao do MPP. Quando há uma variação da tensão no ponto 2 para o ponto 3, ou seja, uma variação positiva de tensão, $\Delta V > 0$, ocasionará o aumento da potência, levando o sistema a seguir o sentido correto até atingir o MPP. O mesmo procedimento é válido caso o sistema esteja operando no lado direito do MPP.

2.4.3 Hill-Climbing (HC)

A forma da curva P-V pode ser considerada como a forma de uma colina e o MPP está no topo da colina (Figura 7). A técnica de HC é assim chamada porque esta técnica rastreia pouco a pouco até que o MPP seja atingido (RAWAT; CHANDEL, 2013).

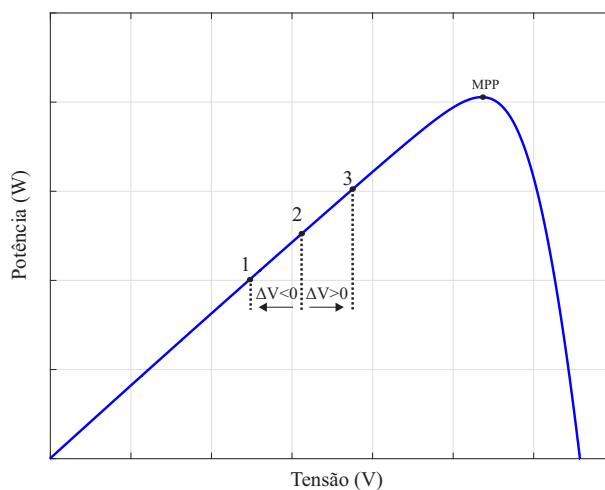
Esta técnica é uma variação da técnica P&O. A técnica HC, por sua vez, é definida pela relação da potência de saída do arranjo fotovoltaico e na mudança no ciclo de trabalho da chave do conversor. Neste caso, o ciclo de trabalho da chave do conversor é a variável de controle. A Figura 8 descreve o algoritmo em forma de fluxograma, onde o *slope* é uma variável programável com valores -1 ou 1 que indicará qual o sentido será seguido na curva P-V e a variável *a* é uma constante entre 0 e 1 representando o incremento (tamanho do passo) do ciclo de trabalho. A potência atual, $P(k)$, é comparada com um valor de potência calculado anteriormente, $P(k-1)$, e de acordo com o resultado da comparação o sinal do *slope* complementa ou continua sem alteração. Então, o ciclo de trabalho, *D*, da chave do conversor *buck-boost* (Figura 4) é alterado até que o ponto de operação oscile ao redor do MPP. Esta técnica é simples e flexível para manter corretamente o sentido do rastreamento. (OLIVEIRA, 2007; CAVALCANTI et al., 2007;

Figura 6 – Fluxograma do algoritmo P&O.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 7 – Variação P-V do arranjo fotovoltaico para exemplificar a técnica P&O.

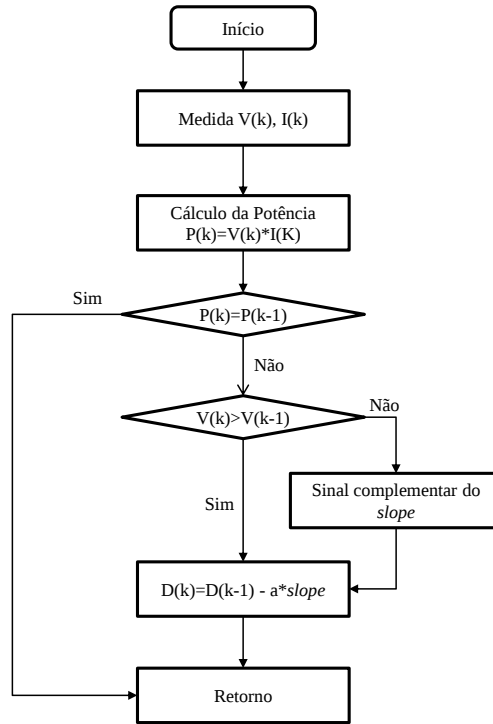


Fonte: Elaborada pelo autor.

RAWAT; CHANDEL, 2013; XIAO; DUNFORD, 2004).

As mudanças bruscas nas condições ambientais podem levar esta técnica a um ponto do MPP errado. Isto também pode ser decorrente de uma taxa de amostragem errada, cuja melhoria pode ser definida de maneira em que haja um melhor ajuste na perturbação e também na taxa de amostragem. Ambos os casos devem estar de acordo com a dinâmica do conversor.

Figura 8 – Fluxograma do algoritmo HC.



Fonte: Elaborada pelo autor.

2.4.3.1 Modified Adaptive Hill-Climbing (MAHC)

Esta técnica não está listada na Tabela 1, mas foi acrescentada a fim de análise.

Para as condições em que sejam satisfeitos a resposta rápida dinâmica e pequeno erro em estado estacionário, a técnica HC modificada (MAHC - *Modified Adaptive Hill-Climbing*) possui um parâmetro automático de ajuste a .

$$a(k) = M \frac{|\Delta P|}{a(k-1)}, \quad (13)$$

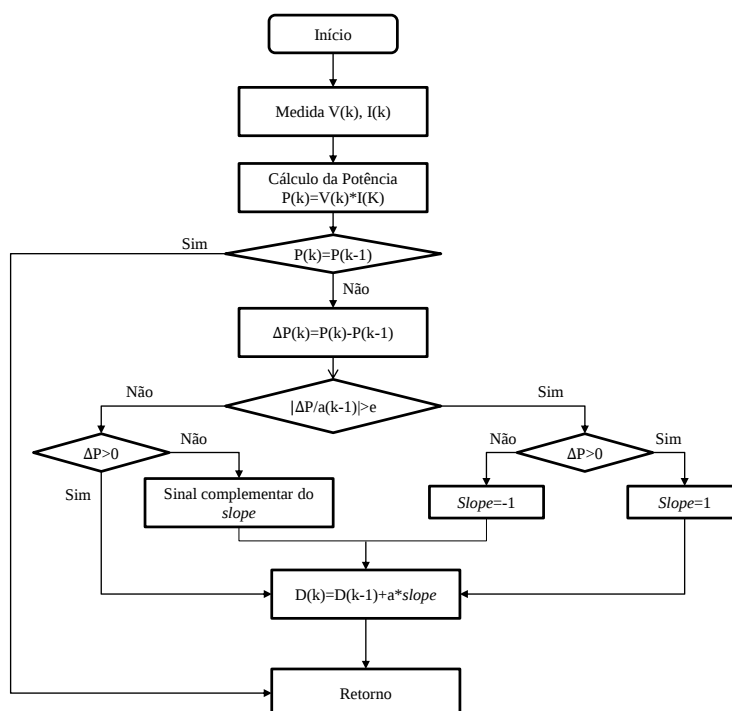
em que, $\Delta P = P(k) - P(k-1)$ e M é um parâmetro constante.

O parâmetro a é controlado conforme está descrito em (13). O ciclo de trabalho é ajustado de acordo com a variação da potência (ΔP) se $|\frac{\Delta P}{a(k-1)}| > e$, onde e é o valor de limiar. Neste primeiro caso, o controlador interpreta que a variação foi causada pela irradiância. Caso $|\frac{\Delta P}{a(k-1)}| < e$, o tamanho do passo de a é grande e a técnica HC é utilizada (OLIVEIRA, 2007; RAWAT; CHANDEL, 2013). O fluxograma do algoritmo pode ser visto na Figura 9.

2.4.4 Estimativa-Perturba-Perturba (EPP)

Esta técnica é uma versão mais elaborada da técnica P&O. A técnica EPP possui um modo de estimativa entre dois modos de perturbação, a qual considera a mudança de irradiação no

Figura 9 – Fluxograma do algoritmo MAHC.



Fonte: Elaborada pelo autor.

controle que faz com que o desempenho MPPT seja melhorado, aumentando significativamente a velocidade de rastreamento do controle MPP, sem a redução da precisão do rastreamento (LIU; WU; CHEUNG, 2004).

Na técnica P&O o sistema é sempre perturbado para que uma nova medida de potência seja comparada com a potência anterior. Essa perturbação ocorre a cada período de MPPT (T_{mppt}). Na técnica EPP, por sua vez, após duas perturbações, que é o processo que conduz a busca do MPP, existe um modo de estimativa (Figura 10(b)) em que o rastreamento do MPP é paralisado compensando o processo de perturbação, mantendo a tensão constante medindo a variação de potência ou tensão devido as mudanças ambientais para o próximo ciclo (VERMA et al., 2016; SUBUDHI; PRADHAN, 2013).

A Figura 11 mostra o fluxograma do algoritmo, onde o Modo 1 estima e os Modos 2 e 3 perturbam. O Modo 1 mede a variação da potência devido à mudança de tensão anterior e mantém a tensão do painel constante para o próximo ciclo. O Modo 2 mede a variação de potência e determina a nova tensão fotovoltaica com base nas variações de potência atual e anteriores. O Modo 3, igualmente ao Modo 2, mede a variação de potência e determina a nova tensão fotovoltaica, agora, com base nas variações de potência atual e anterior.

Figura 10 – Sequência de tempo das técnicas P&O e EPP.

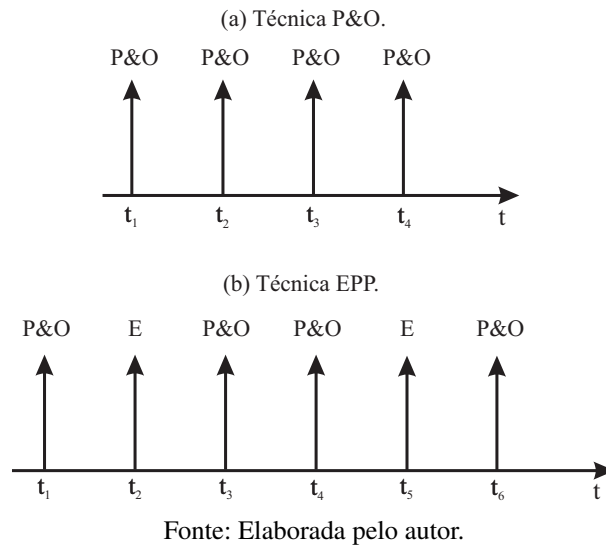
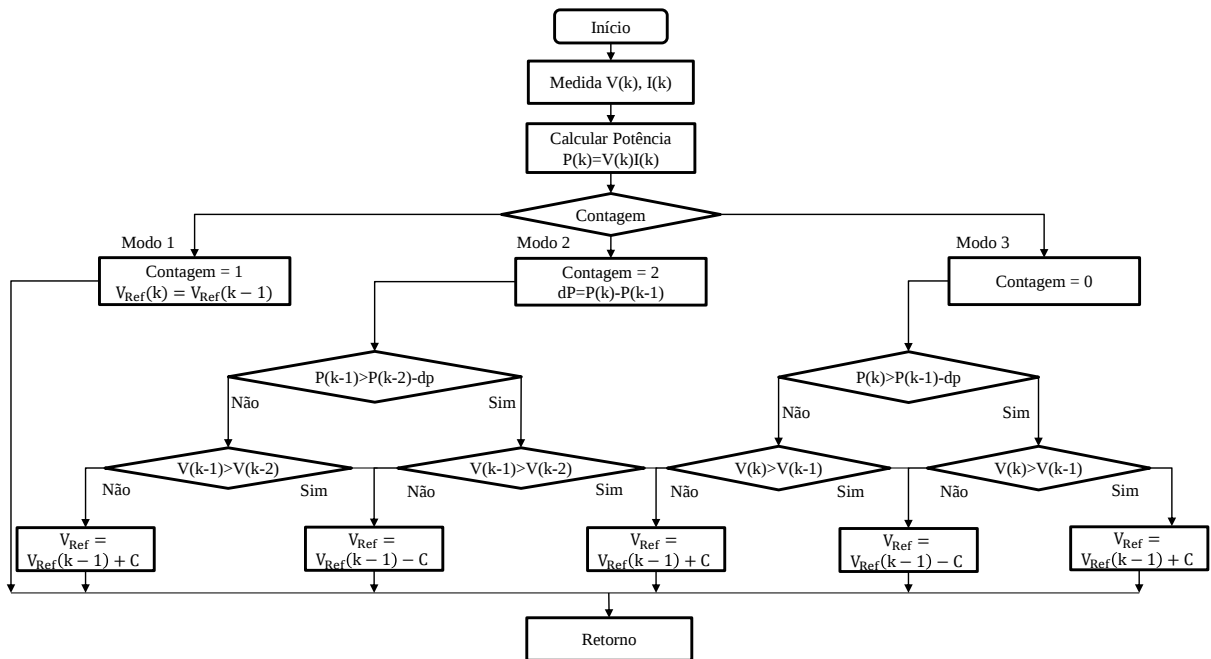


Figura 11 – Fluxograma do algoritmo EPP.



2.4.5 Dois Estágios com Variável Beta (β) (TS)

Esta técnica é chamada em inglês *Two Stage* - (TS), onde no primeiro estágio, os passos que têm grandes variações permitem o ajuste mais rápido quando a tensão do arranjo fotovoltaico está distante do seu MPP (OLIVEIRA, 2007). Ao redor desta tensão, qualquer técnica pode ser usado, desde que o passo seja fixo.

A variável β é determinada como (JAIN; AGARWAL, 2004):

$$\beta = \ln\left(\frac{I}{V}\right) - \left(\frac{q}{kTA}\right)V \quad (14)$$

onde q é a carga do elétron, k é a constante de Boltzman, A é o fator de idealidade do diodo e T é a temperatura em Kelvin.

Por meio de (14), é possível observar que:

1. Para uma dada temperatura fixa a variação no módulo de β no MPP é pequena mesmo quando a irradiância varia em um espectro grande;
2. Existe uma variação inversamente proporcional do módulo de β com a temperatura.

Logo, se a temperatura do painel varia em uma faixa fixa, a magnitude de β no MPP também se situa dentro de uma pequena faixa fixa (β_{min} ao β_{max}). Esta taxa de variação é guiada pela variação de temperatura e outros parâmetros constantes. Uma faixa apropriada de β pode ser especificada para um dado sistema fotovoltaico para uso do algoritmo.

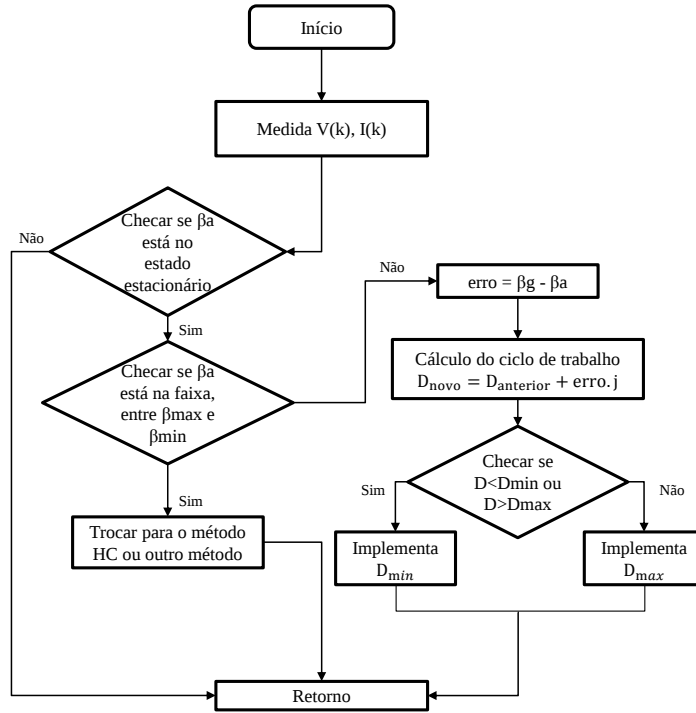
O limite superior de β_{max} no MPP corresponde à irradiância máxima e temperatura máxima (conforme mostra Tabela 2, $S = 1000 \text{ W/m}^2$ e $T = 75^\circ\text{C}$). O limite inferior β_{min} no MPP corresponde à irradiância mínima e temperatura mínima (conforme mostra Tabela 2, $S = 200 \text{ W/m}^2$ e $T = 25^\circ\text{C}$). A Figura 12 mostra o fluxograma do algoritmo.

Tabela 2 – Valores de β correspondentes a irradiância e temperatura.

Irradiância (W/m^2)	Temperatura ($^\circ\text{C}$)	β no MPP
200	25	-20,8018
	50	-19,4104
	75	-18,2188
400	25	-20,7873
	50	-19,3451
	75	-18,1100
800	25	-20,7606
	50	-19,2692
	75	-17,9921
1000	25	-20,7028
	50	-19,1991
	75	-17,9115

Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 12 – Fluxograma do algoritmo de dois estágios com variável beta.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Ao implementar o primeiro estágio do algoritmo, β_g , valor de β correspondente à temperatura do arranjo fotovoltaico mais provável, é utilizado como valor de orientação para o cálculo da correção do ciclo de trabalho do conversor, como segue:

$$erro = \beta_g - \beta_a \quad (15)$$

$$\Delta D = erro.j \quad (16)$$

$$D_{novo} = D_{anterior} + \Delta D \quad (17)$$

onde β_a é o valor atual de β em um dado instante, ΔD é o incremento do ciclo de trabalho do conversor vinculado a um fator de ajuste j , D_{novo} é o novo valor do ciclo de trabalho do conversor e $D_{anterior}$ é o valor do ciclo de trabalho do conversor calculado anteriormente.

2.4.6 Condutância Incremental (IC)

O conceito básico da técnica de condutância incremental é que a inclinação da curva P-V é zero no MPP, ou seja, a derivada da condutância é utilizada para determinar o MPP. Se baseia nos valores instantâneos e incremental de condutância. Estes valores servem para determinar o

MPP por meio de comparação. Esta técnica possui um melhor funcionamento que o algoritmo P&O porque é mais robusta, ou seja, possui um comportamento estável, para a rápida variação da radiação solar (AZEVEDO, 2007; OLIVEIRA, 2007; RAWAT; CHANDEL, 2013). A equação no MPP é:

$$\frac{dP}{dV} = 0. \quad (18)$$

Sendo assim, o ponto de tensão da curva do módulo fotovoltaico pode ser ajustado de modo a rastrear a tensão no MPP.

Sabendo que

$$P = VI \quad (19)$$

então,

$$\frac{dP}{dV} = \frac{d(IV)}{dV} = I + V \frac{dI}{dV} = \frac{I}{V} + \frac{\Delta I}{\Delta V} = 0. \quad (20)$$

Assim, o arranjo fotovoltaico pode ser ajustado rapidamente para a tensão no MPP por meio da condutância incremental e da condutância instantânea do arranjo fotovoltaico.

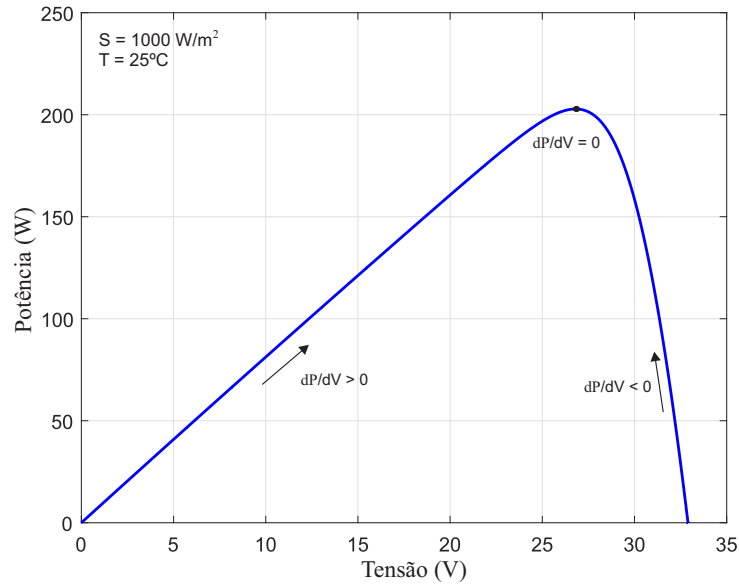
O MPP é rastreado de acordo com o sinal da derivada, conforme demonstra a Figura 13. Quando $\frac{dP}{dV} = 0$, a tensão de referência não necessita ser modificada, pois a técnica identifica que o sistema está operando no MPP e consequentemente $\left(\frac{I}{V} + \frac{dI}{dV}\right) = 0$, de modo que quando essa condição é atingida a tensão de referência deve ser mantida. Entretanto, quando $\frac{dP}{dV} > 0$, a tensão de referência precisa ser aumentada forçando $\frac{dP}{dV}$ a se aproximar de zero. Quando $\frac{dP}{dV} < 0$, a tensão de referência precisa ser diminuída forçando $\frac{dP}{dV}$ a se aproximar de zero. Pode ser observado que quando $\frac{dP}{dV} > 0$ é necessário incrementar a tensão de referência, pois o ponto medido está à esquerda do MPP; quando $\frac{dP}{dV} < 0$ é preciso decrementar a tensão de referência, pois o ponto medido está à direita do MPP.

A Figura 14 mostra o algoritmo IC em termos do fluxograma. Se o sistema está no MPP a tensão do arranjo fotovoltaico não varia, então $\Delta V = 0$ e a condutância não pode ser determinada. Assim, quando $\Delta V = 0$, apenas a corrente do arranjo fotovoltaico é avaliada. Caso haja uma variação de corrente, significa que o MPP mudou e uma perturbação é aplicada para que o novo MPP seja encontrado.

2.4.6.1 Condutância Incremental Modificada (MIC)

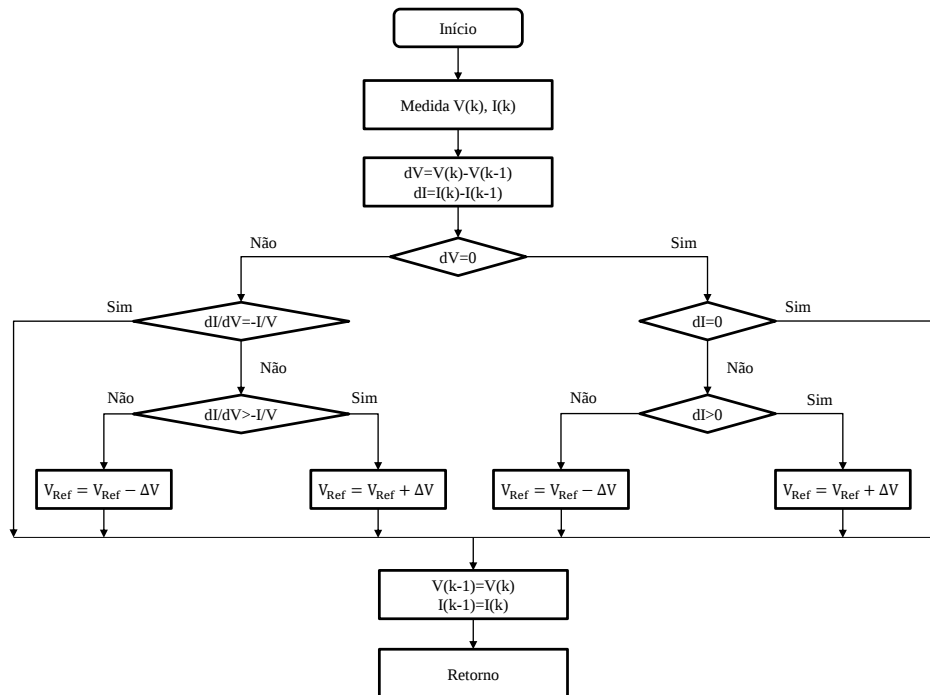
A técnica IC, na condição em que é mostrada, é inadequada em aplicações práticas, como será mencionado em seguida. De maneira análoga à técnica P&O é necessário definir o intervalo de tempo e a perturbação da tensão (ΔV). Além disso, outros parâmetros precisam ser definidos.

Figura 13 – Variação P-V do arranjo fotovoltaico para exemplificar a técnica IC.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 14 – Fluxograma do algoritmo IC.

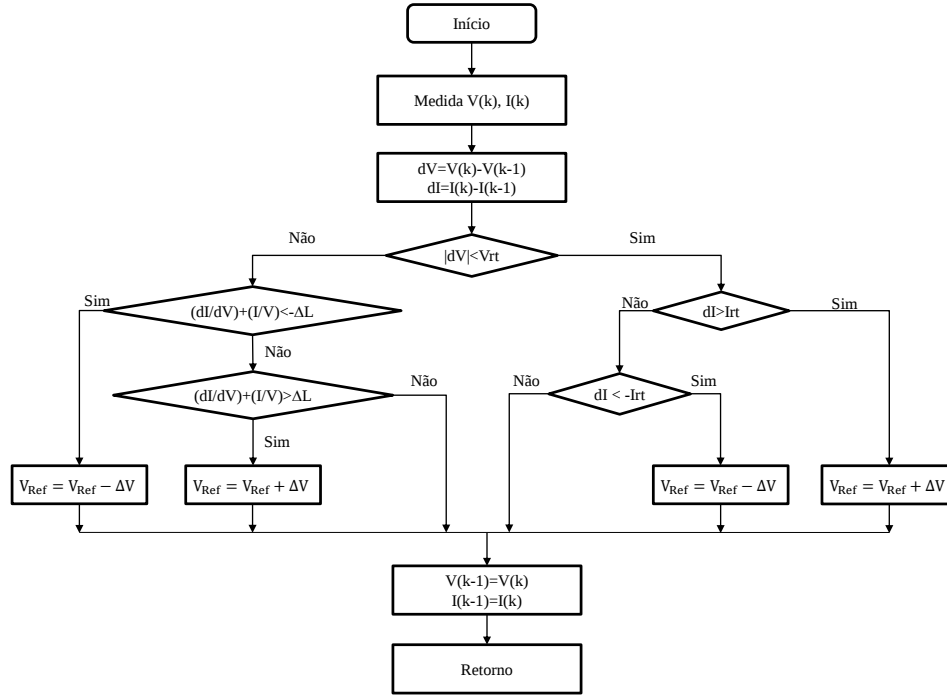


Fonte: Elaborada pelo autor.

Devido a ruídos de medição, dificilmente a condição $\left(\frac{dI}{dV} + \frac{I}{V}\right) = 0$, da técnica IC, será satisfeita (AZEVEDO, 2007), comportando-se de maneira similar à técnica P&O. Na prática, tal condição é verdadeira quando esta se encontra dentro uma faixa tolerável (ΔL) em torno de zero $\left(-\Delta L < \frac{I}{V} + \frac{dI}{dV} < \Delta L\right)$. O mesmo ocorre com as condições $dI = 0$ e $dV = 0$, cuja solução é substituir igualdades por desigualdades aplicando uma faixa tolerável que seja admissível. Logo,

esta técnica, condutância incremental modificada (ou *Modified Incremental Conductance* - MIC), passa a ser descrita conforme mostra a Figura 15, onde possui mais três parâmetros: V_{rt} - tensão de ruído tolerável, I_{rt} - corrente de ruído tolerável, e ΔL - variação de condutância tolerável.

Figura 15 – Fluxograma da técnica MIC.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Uma estimativa para o valor de V_{rt} pode ser obtida pela simulação do sistema completo. Caso a tensão do arranjo fotovoltaico oscile em um valor menor que o estimado para V_{rt} em torno da V_{mpp} , então a técnica compara I_{rt} . Uma observação a ser feita é que se a tensão do arranjo fotovoltaico varia, a corrente também varia. Logo, deve ser garantido que essa variação não seja interpretada pela técnica como uma mudança de irradiância ou temperatura. Sendo assim, I_{rt} deve ser escolhido como sendo a máxima variação na corrente do arranjo fotovoltaico quando a tensão desvia de $\pm V_{rt}$. Importante enfatizar que esta técnica, MIC, não está listada no artigo de Verma. Sendo esta implementada a fim de análise, por ser uma modificação da técnica IC.

2.4.7 Resistência Incremental (INR)

Esta técnica foi proposta por Qiang Mei (MEI et al., 2011). É baseada no controle de corrente, onde a derivada da potência em relação a corrente ($\frac{dP}{dI}$) é empregada para determinar o algoritmo da resistência incremental (INR - *Incremental Resistance*), que tem uma dualidade com o MPPT de condutância incremental (IC).

A INR é dedicada a melhorar tanto a dinâmica de rastreamento quanto a precisão de rastreamento, de maneira simples e eficaz. A diferença principal entre este algoritmo e os demais é que os modos de tamanho de passo do INR podem ser comutados por valores de uma função

de limiar que é o resultado C do produto da exponencial da potência de saída P^n do arranjo fotovoltaico com o valor absoluto da derivada da potência $\left|\frac{dP}{dI}\right|$:

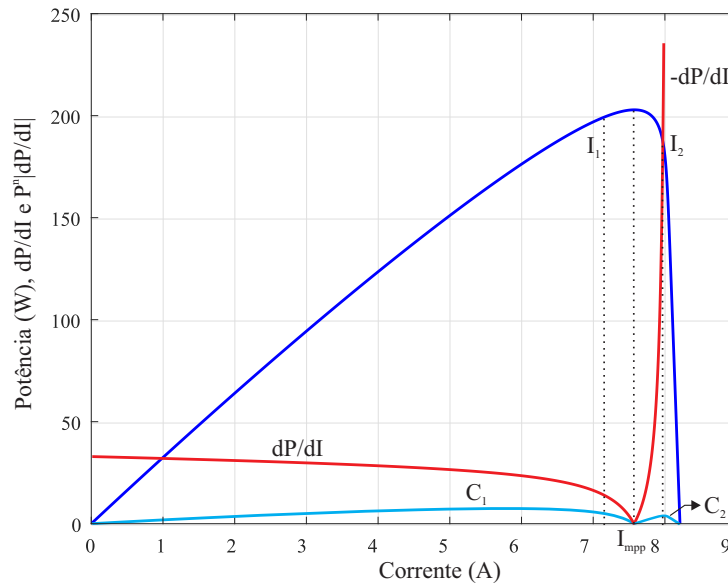
$$C = P^n \left| \frac{dP}{dI} \right| \quad (21)$$

onde n é um índice aplicado para controlar o passo. A curva obtida por (21) possui dois valores extremos os quais correspondem a dois valores de corrente I_1 (situado à esquerda do MPP) e I_2 (situado à direita do MPP).

Esta técnica pode operar no modo em que o tamanho do passo seja variável ou fixo:

1. Variável quando a corrente fotovoltaica está entre I_1 e I_2 (Figura 16);
2. Fixo quando a corrente fotovoltaica não se encontra entre I_1 e I_2 .

Figura 16 – Potência, inclinação da potência *versus* corrente e o produto da potência e a inclinação (função de limiar).



Fonte: Elaborada pelo autor.

Essa ideia pode ser formulada da seguinte maneira:

$$\begin{cases} \frac{\Delta C}{\Delta I} \geq 0, & \text{passo de tamanho fixo (à esquerda do MPP).} \\ \frac{\Delta C}{\Delta I} < 0, & \text{passo de tamanho variável (à esquerda do MPP).} \\ \frac{\Delta C}{\Delta I} > 0, & \text{passo de tamanho variável (à direita do MPP).} \\ \frac{\Delta C}{\Delta I} \leq 0, & \text{passo de tamanho fixo (à direita do MPP).} \end{cases}$$

onde $\frac{\Delta C}{\Delta I}$ é o incremento da função de limiar. Essas condições determinarão a velocidade da resposta e o estado estável do desempenho desta técnica.

Esta técnica é também baseada no fato da inclinação da curva de potência fotovoltaica ser zero no MPP (Figura 17), positiva a esquerda e negativa a direita, tal como segue:

$$\begin{cases} \frac{dP}{dI} = 0, & \text{no MPP.} \\ \frac{dP}{dI} > 0, & \text{à esquerda do MPP.} \\ \frac{dP}{dI} < 0, & \text{à direita do MPP.} \end{cases}$$

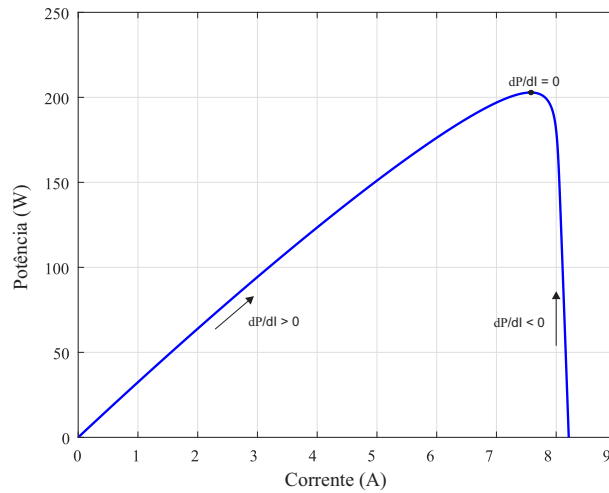
Assim:

$$\frac{dP}{dI} = \frac{d(IV)}{dI} = V + I \frac{dV}{dI} \cong \frac{V}{I} + \frac{\Delta V}{\Delta I} = 0 \quad (22)$$

Que pode ser reescrito, como:

$$\begin{cases} \frac{\Delta V}{\Delta I} = -\frac{V}{I}, & \text{no MPP.} \\ \frac{\Delta V}{\Delta I} > -\frac{V}{I}, & \text{à esquerda do MPP.} \\ \frac{\Delta V}{\Delta I} < -\frac{V}{I}, & \text{à direita do MPP.} \end{cases}$$

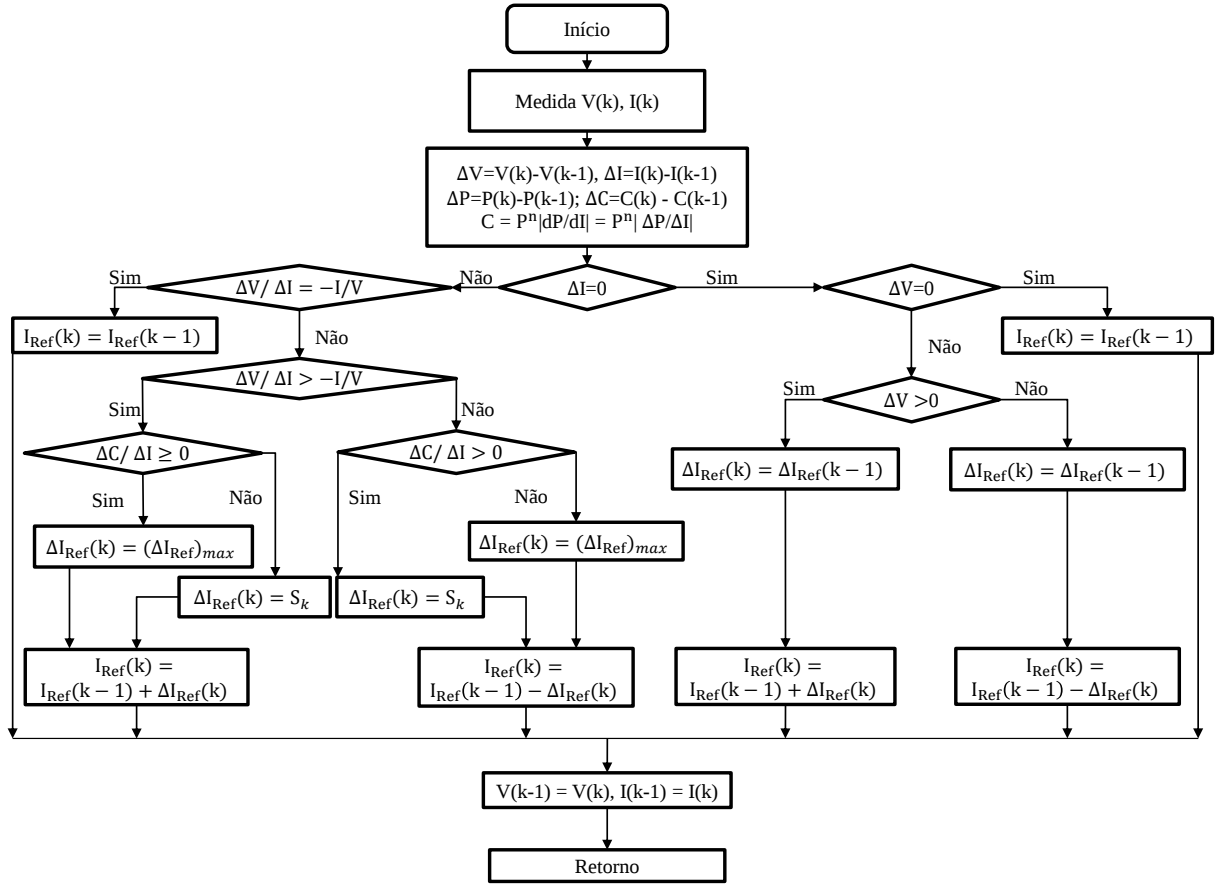
Figura 17 – Variação P-I do arranjo fotovoltaico para exemplificar a técnica INR.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Conforme mostra o fluxograma da Figura 18, o MPP pode ser rastreado comparando a resistência instantânea $\frac{V}{I}$ com $\frac{\Delta V}{\Delta I}$. A corrente é definida por I_{Ref} na qual o arranjo é forçado a operar e ΔI_{Ref} é a variação da corrente na amostra k . I_{Ref} é igual ao I_{mpp} , no MPP. Uma vez que o MPP é rastreado, o arranjo fotovoltaico é mantido neste ponto, a menos que uma perturbação (ΔV) seja notada indicando uma mudança nas condições atmosféricas e modifique o MPP.

Figura 18 – Fluxograma do algoritmo INR.



Fonte: Elaborada pelo autor.

De acordo com Qiang Mei ((MEI et al., 2011)) a inclinação da potência em função da corrente é $\frac{dP}{dI}$, $\left| \frac{dP}{dI} \right|$ pode ser expresso como:

$$\left| \frac{dP}{dI} \right| = |tg\theta|, \quad -90^\circ < \theta < 90^\circ \quad (23)$$

Dado que

$$sen\theta = \frac{tg\theta}{\sqrt{1+tg^2\theta}} \quad (24)$$

então,

$$0 < sen\theta = \frac{\left| \frac{dP}{dI} \right|}{\sqrt{1 + \left| \frac{dP}{dI} \right|^2}} < 1. \quad (25)$$

Comparativamente, $(\Delta I_{Ref})_{max}$ é escolhido como o limite superior para a técnica INR. Sendo assim, a regra do passo variável pode ser da forma:

$$S_k = (\Delta I_{Ref})_{max} sen\theta_k, \quad k = 0, 1, \dots \quad (26)$$

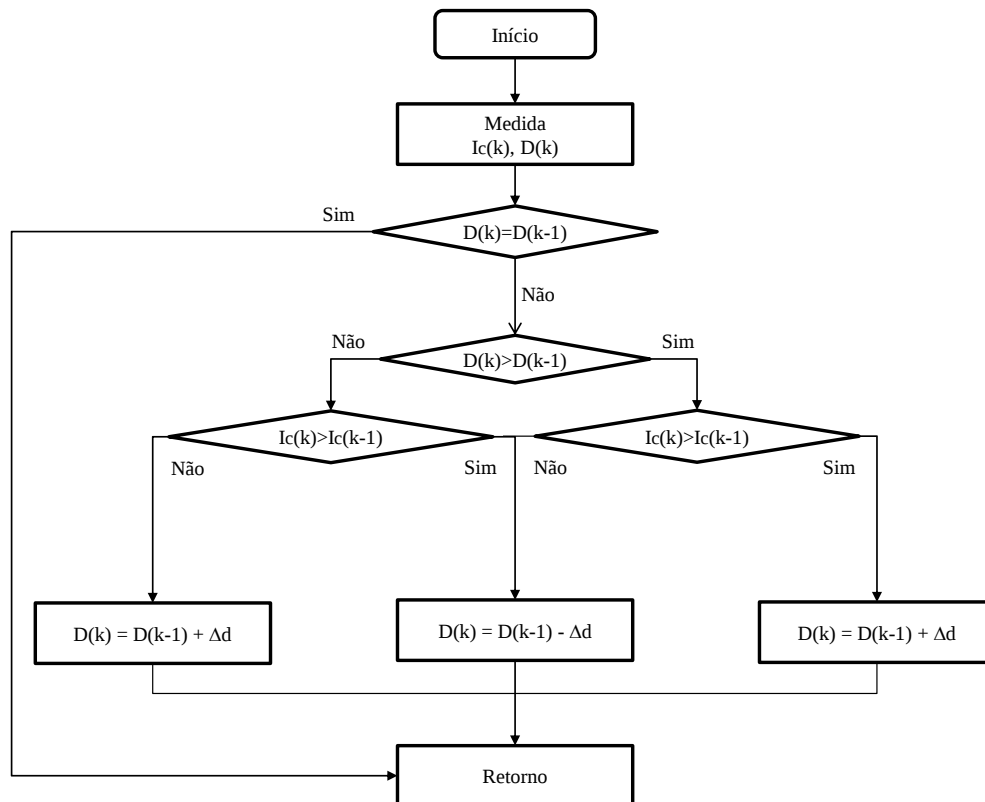
onde S_k ($k=0, 1, \dots$) é o tamanho do passo variável na amostra k . A Equação (26) fornece ao algoritmo um tamanho de passo variável simples e efetivo. O tamanho do passo S_k ficará muito pequeno com o $\sin\theta_k$ muito pequeno em torno do MPP, onde θ_k é o ângulo da inclinação $\frac{dP}{dI}$.

2.4.8 PV Output Sense Less (POS)

É sabido que a potência da carga é igual ao produto da tensão com a corrente. Logo, se a corrente da carga aumentar, então a potência da carga aumenta, de modo que a corrente da carga é proporcional à fonte de potência que é proveniente do painel fotovoltaico (LEE et al., 2007). Assim, o conceito do controle da corrente de saída do conversor, que é a corrente de carga, foi aplicada a esta técnica que foi desenvolvida por Park (PARK, 2008). Como esta depende apenas da corrente de saída do conversor para rastrear o MPP, isto resulta na simplificação do circuito de controle do MPPT (KIM et al., 2009).

Esta técnica, POS, se baseia na potência de saída do painel fotovoltaico, rastreando o MPP por meio de comparação da taxa do ciclo de trabalho e da corrente de carga, como demonstra o fluxograma da Figura 19.

Figura 19 – Fluxograma do algoritmo POS.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Na proposta de controle do MPP, a corrente da carga I_c (ou corrente de saída I_{out}) do sistema de geração fotovoltaico é uma componente significativa do esquema de controle MPPT.

Sendo assim, de acordo com a dinâmica do conversor *buck-boost* (Figura 4), um aumento da taxa do ciclo de trabalho causa uma diminuição na corrente de saída do conversor de potência que é a corrente característica que flui para a carga. Este incremento faz com que o conversor de potência tenha uma diminuição na tensão de entrada (que é a tensão de saída do painel). O decremento da taxa do ciclo de trabalho faz com que a corrente de saída do conversor de potência aumente e, conseqüentemente, aumenta a tensão de entrada no conversor.

2.5 Conclusão

Neste capítulo, foi dissertado, de modo geral, a respeito das características do circuito elétrico de uma célula solar, estendendo-as aos módulos fotovoltaicos com o intuito de poder fazer um estudo sobre técnicas de seguimento do MPP. As técnicas de seguimento do MPP, por sua vez, foram classificadas de acordo com o tipo baseada em modelo, heurística e híbrida e algumas destas foram exploradas de modo a explicar o seu funcionamento. Uma técnica pode apresentar melhor desempenho frente a outras de acordo com as condições ambientais. Outros fatores influenciam esse desempenho, por exemplo, o incremento da referência e o conversor a ser utilizado para conectar o arranjo fotovoltaico à bateria e/ou à carga. No próximo capítulo será discutido sobre o conversor a ser utilizado.

3 MODELAGEM E SISTEMA DE CONTROLE DO CONVERSOR BUCK-BOOST

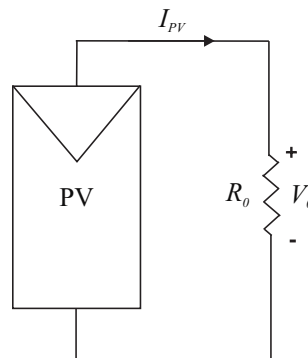
Tendo em vista que o ponto de operação de um módulo fotovoltaico é influenciado pelas condições climáticas e a carga a qual está conectado, faz-se necessário empregar circuitos capazes de maximizar a potência gerada. A utilização de um conversor c.c. entre o módulo fotovoltaico e à carga e/ou à bateria permite estabelecer a operação no ponto de máxima eficiência.

Em aplicações comuns, um conversor é controlado através de técnicas que permitem impor a operação do módulo fotovoltaico no MPP (COELHO R. F.; MARTINS, 2009). Como visto no capítulo anterior, na literatura há várias técnicas de MPPT, de modo a garantir que o rendimento da conversão fotovoltaica não seja reduzido.

3.1 Circuitos Seguidores de Máxima Potência

De modo geral, para que se possa entender como é determinado o ponto de máxima potência de um módulo fotovoltaico quando conectado a uma carga, analisa-se a Figura 20.

Figura 20 – Módulo fotovoltaico conectado a uma carga resistiva.



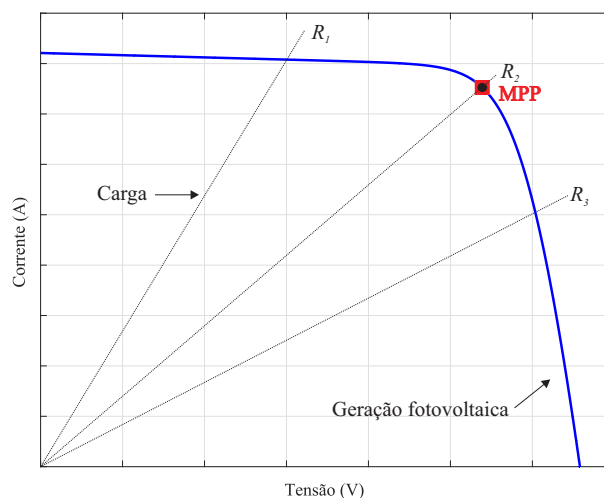
Fonte: Elaborada pelo autor.

A corrente, I_{PV} , que é fornecida pelo módulo fotovoltaico é equivalente a corrente consumida pela carga empregada e a tensão, V_{PV} , tanto na carga quanto no módulo é a mesma. Diante do exposto, o ponto de operação do módulo-carga fica definido pela interseção da curva característica I-V com a curva da carga Figura 21.

Por meio da Figura 21 é possível observar também que para um dado valor de carga (R_1 , R_2 , R_3) é estabelecido um ponto diferente de intersecção e apenas no ponto onde o valor da carga coincide com o valor do MPP é onde a potência máxima do módulo será transferida à carga.

Como o ponto de operação de um módulo fotovoltaico é influenciado pelas condições climáticas aleatórias (Figura 21), então caso não haja o emprego de uma técnica para garantir que o sistema atue no MPP, pois é improvável que isso ocorra naturalmente, o sistema estará atuando de forma subutilizada e operando fora do ponto de máxima eficiência (COELHO, 2008).

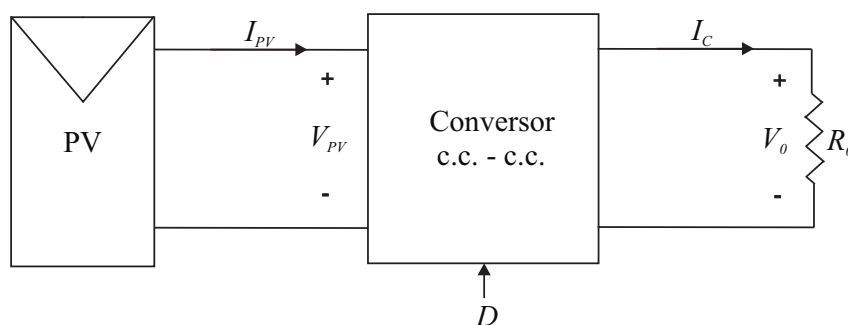
Figura 21 – Curvas de carga e geração fotovoltaica.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Uma maneira de solucionar isto é utilizando um circuito que seja capaz de mudar o ponto de operação entre o módulo fotovoltaico e à carga e/ou à bateria para que seja estabelecida a operação no ponto de máxima eficiência diante de qualquer condição ambiental. Este circuito é denominado como seguidor de máxima potência, e é obtido pela interpolação de um conversor c.c.-c.c., entre o módulo fotovoltaico e à carga e/ou à bateria, conforme Figura 22.

Figura 22 – Módulo fotovoltaico conectado a uma carga resistiva por intermédio de um conversor.



Fonte: Elaborada pelo autor.

O conversor, por sua vez, é controlado por meio de técnicas que permitem impor a operação do módulo fotovoltaico no MPP. As técnicas permitem variar o ciclo de trabalho, D , de modo que o MPP seja atingido. Algumas técnicas, como podem ser vistas no Capítulo 2, não se baseiam diretamente no ciclo de trabalho, necessitando então de um sistema de controle para a projeção dos ganhos do controlador, o qual será abordado ainda neste Capítulo.

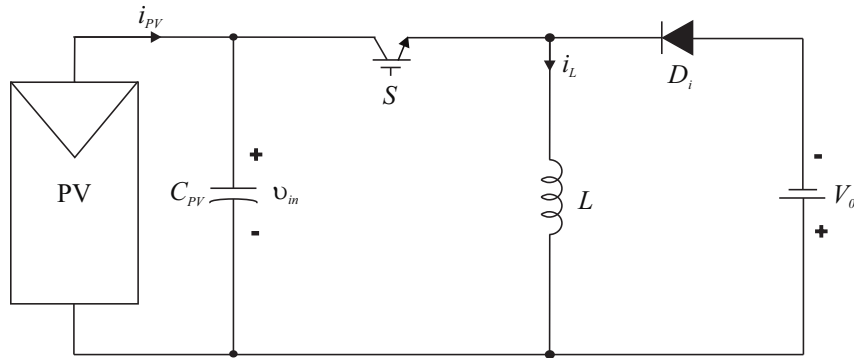
Um quesito importante agora é a escolha do conversor para a implementação das técnicas. Tendo em vista que os conversores *buck* e *boost* possuem uma região de operação, onde é possível a busca do MPP, e uma região proibida, em que não é possível a busca do MPP (COELHO, 2008), então não pareceu pertinente a utilização destes conversores devido a sua limitação em relação a busca do MPP. Logo, a escolha do conversor *buck-boost* pareceu mais apropriada por

não possuir uma limitação quando a esta busca. Além disso, com este conversor, é possível trabalhar nos modos abaixador e elevador de tensão.

3.2 Conversor *Buck-Boost*

O conversor *buck-boost* é do tipo abaixador-elevador de tensão, pois combina as características de entrada do conversor *buck* e as características de saída do conversor *boost*, em que a tensão de saída pode ser menor, igual ou maior que a tensão de entrada, porém com a polaridade invertida (MOHAN; UNDERLAND; ROBBINS, 2002). A Figura 23 mostra o diagrama elétrico do conversor conectado à bateria.

Figura 23 – Conversor *buck-boost* com painel fotovoltaico na entrada e bateria na saída.



Fonte: Elaborada pelo autor.

3.2.1 Princípio de Operação

As etapas de funcionamento do conversor estão descritas a seguir:

- Etapa 1: A chave S está ligada e o indutor L é magnetizado por meio da fonte v_{in} (Figura 24).
- Etapa 2: A chave S está desligada (não conduz), o diodo D_i passa a conduzir corrente e o indutor L passa a fornecer energia à saída (Figura 25).

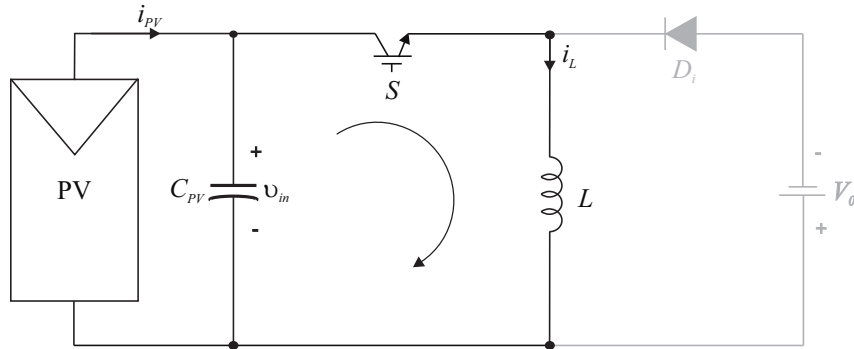
Em estado estacionário, a tensão sobre o indutor em termos médios é nula, então:

$$\frac{1}{T_s} \int_0^{DT_s} \frac{v_{in}}{L} dt = \frac{1}{T_s} \int_{DT_s}^{T_s} \frac{V_0}{L} dt \quad (27)$$

$$\frac{V_0}{v_{in}} = \frac{D}{1-D} \quad (28)$$

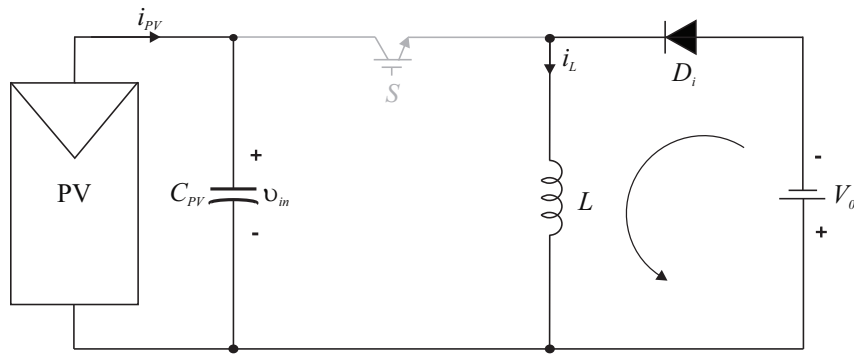
onde $D = \frac{t_{on}}{T_s}$ e $(1-D) = \frac{t_{off}}{T_s}$, sendo t_{on} o tempo em que a chave está ligada, t_{off} o tempo em que a chave está desligada e T_s o período de chaveamento. Na Figura 26 são apresentadas as principais formas de onda do conversor no modo contínuo, em que a corrente i_L é sempre positiva.

Figura 24 – Conversor *buck-boost* conectado à bateria na etapa 1 de operação.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 25 – Conversor *buck-boost* conectado à bateria na etapa 2 de operação.



Fonte: Elaborada pelo autor.

3.2.2 Modelo de Pequenos Sinais

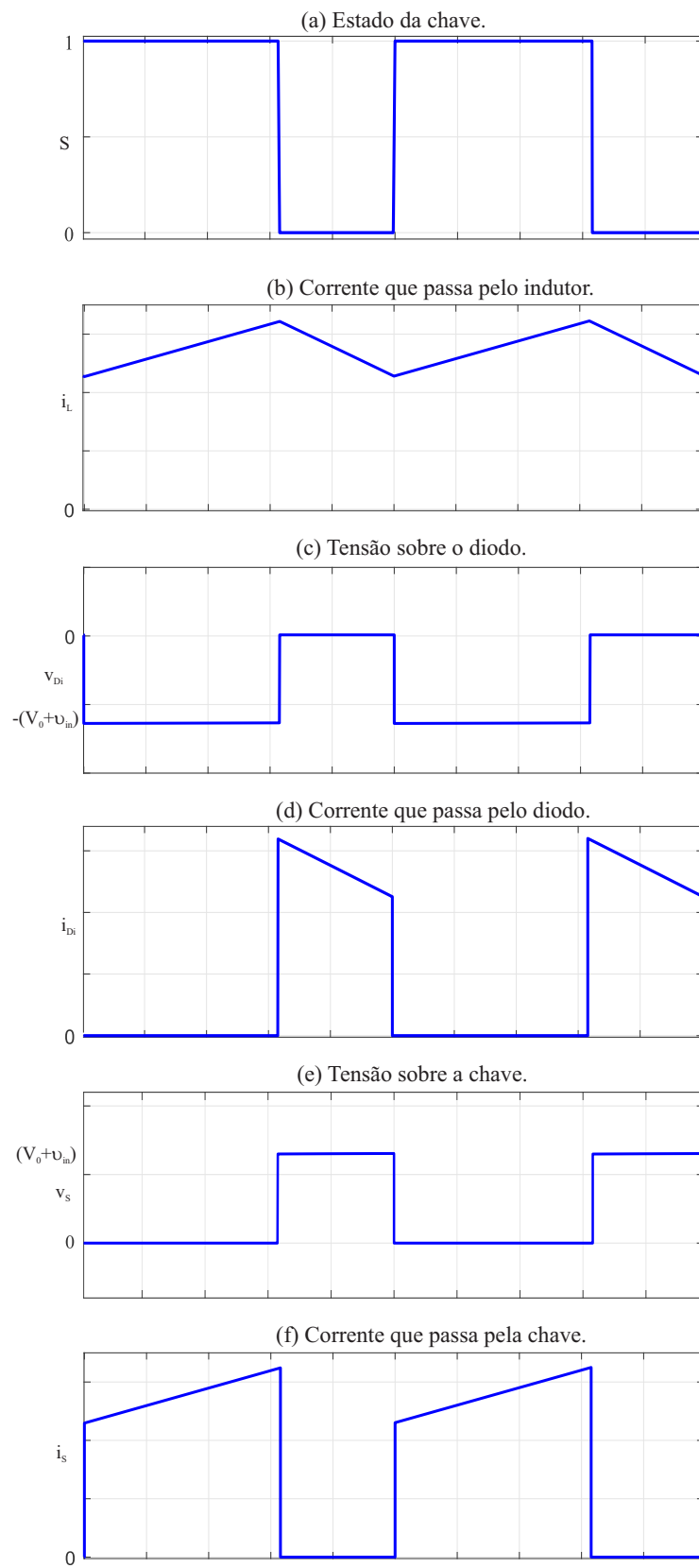
Uma das formas de controlar o conversor *buck-boost* é por meio do rastreamento do MPP que o painel fotovoltaico pode fornecer em um determinado instante. A tensão de entrada, v_{in} , é função da tensão de saída, V_o , e do ciclo de trabalho, D , como visto em (28), e da corrente na carga, bem como dos valores dos componentes do circuito do conversor. Ao ser implementado em sistemas fotovoltaicos, o conversor *buck-boost* opera controlando a tensão que é proveniente de cada arranjo fotovoltaico, v_{in} . Assim, a tensão de saída é controlada pelo inversor (controle de tensão do barramento c.c.), podendo ser considerada como uma fonte de tensão c.c. fixa (bateria).

De modo a ignorar as ondulações que são provenientes do chaveamento e considerar apenas as variações c.a., com baixas frequências das formas de onda do indutor e do capacitor, a modelagem em pequenos sinais é usada. A análise consiste em determinar as formas de onda destes componentes, por meio da modelagem em espaço de estados médios do conversor (ERICKSON; MAKSIMOVIC, 2004; BARBI, 2015), como a seguir.

Para a modelagem de pequenos sinais foi considerado que há uma fonte de corrente na entrada do conversor e que há uma resistência no indutor, conforme mostra a Figura 27.

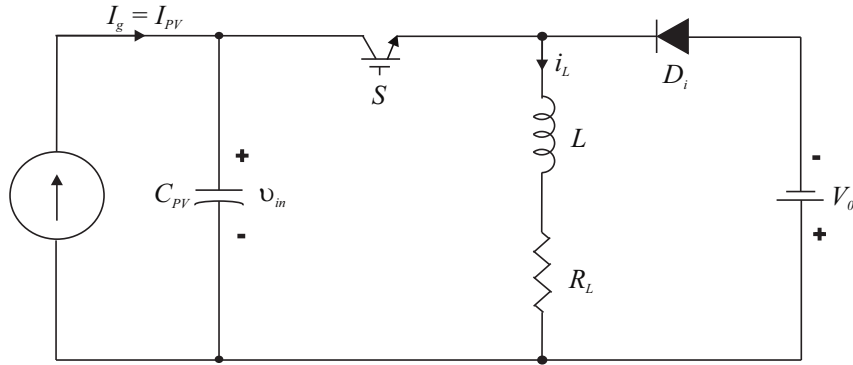
As etapas de operação são as mesmas da seção anterior. Logo, durante a etapa 1 de

Figura 26 – Formas de onda do conversor *buck-boost*.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 27 – Conversor *buck-boost* com fonte de corrente na entrada e bateria na saída.



Fonte: Elaborada pelo autor.

operação, o circuito se comporta conforme descrito pelas seguintes equações:

$$v_{in} = L i_L' + R_L i_L \Rightarrow i_L' = \frac{v_{in} - R_L i_L}{L} \quad (29)$$

$$C_{PV} v_{in}' = I_{PV} - i_L \Rightarrow v_{in}' = \frac{I_{PV} - i_L}{C_{PV}} \quad (30)$$

onde R_L é a resistência associada ao indutor e $'$ indica a derivada da variável em questão.

Durante a etapa 2 de operação, o circuito se comporta conforme descrito pelas seguintes equações:

$$0 = L i_L' + R_L i_L + V_0 \Rightarrow i_L' = \frac{-R_L i_L - V_0}{L} \quad (31)$$

$$C_{PV} v_{in}' = I_{PV} \Rightarrow v_{in}' = \frac{I_{PV}}{C_{PV}}. \quad (32)$$

Com base nas descrições matemáticas, pode-se então encontrar os valores médios, como segue:

$$(i_L')_{med} = \frac{\left(\frac{v_{in} - R_L i_L}{L}\right) t_{on} + \left(\frac{-R_L i_L - V_0}{L}\right) t_{off}}{T_S} = \left(\frac{v_{in} - R_L i_L}{L}\right) D + \left(\frac{-R_L i_L - V_0}{L}\right) (1 - D) \quad (33)$$

$$(i_L')_{med} = \left(\frac{v_{in} + V_0}{L}\right) D - \frac{R_L i_L}{L} - \frac{V_0}{L} \quad (34)$$

$$(v_{in}')_{med} = \left(\frac{I_{PV} - i_L}{C_{PV}}\right) D + \frac{I_{PV}}{C_{PV}} (1 - D) \quad (35)$$

$$(v_{in}')_{med} = \left(\frac{-i_L}{C_{PV}}\right) D + \frac{I_{PV}}{C_{PV}}. \quad (36)$$

As seguintes variáveis são consideradas com uma perturbação:

$$i_L = I_L + \tilde{i}_L \quad (37)$$

$$v_{in} = V_{in} + \tilde{v}_{in} \quad (38)$$

$$D = D_0 + \tilde{d}. \quad (39)$$

Aplicando uma perturbação às variáveis de estado dos valores médios:

$$(I'_L + \tilde{i}'_L)_{med} = \left(\frac{V_{in} + \tilde{v}_{in} + V_0}{L} \right) (D_0 + \tilde{d}) - \frac{R_L(I_L + \tilde{i}_L)}{L} - \frac{V_0}{L} \quad (40)$$

$$(V'_{in} + \tilde{v}'_{in})_{med} = \left[\frac{-(I_L + \tilde{i}_L)}{C_{PV}} \right] (D_0 + \tilde{d}) + \frac{I_{PV}}{C_{PV}}. \quad (41)$$

Sabendo que $I'_L = 0$, $V'_{in} = 0$, que os produtos das variáveis de pequena perturbação são aproximadamente zero e que as constantes não alteram a análise dinâmica do modelo, então por (40) e (41), tem-se:

$$(\tilde{i}'_L)_{med} = \left(\frac{\tilde{v}_{in}}{L} \right) D_0 + \left(\frac{V_{in} + V_0}{L} \right) \tilde{d} - \frac{R_L \tilde{i}_L}{L} \quad (42)$$

$$(\tilde{v}'_{in})_{med} = \left(\frac{-\tilde{i}_L}{C_{PV}} \right) D_0 + \left(\frac{-I_L}{C_{PV}} \right) \tilde{d}. \quad (43)$$

Aplicando a Transformada de Laplace em (42) e (43), onde são considerados V_0 constante e $\tilde{d}$ como entrada:

$$(s\tilde{i}'_L)_{med} = \frac{1}{L} [\tilde{v}_{in} D_0 + (V_{in} + V_0) \tilde{d} - R_L \tilde{i}_L] \quad (44)$$

$$(\tilde{i}_L)_{med} = \frac{\tilde{v}_{in} D_0 + (V_{in} + V_0) \tilde{d}}{sL + R_L} \quad (45)$$

$$(\tilde{v}_{in})_{med} = \frac{-1}{sC_{PV}} (I_L \tilde{d} + \tilde{i}_L D_0). \quad (46)$$

Substituindo (45) em (46), resulta:

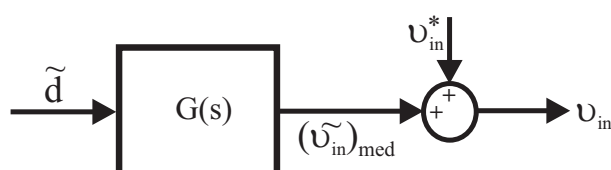
$$(\tilde{v}_{in})_{med} = \frac{-[I_L(sL + R_L) + (V_{in} + V_0)D_0]}{s^2 C_{PV} L + s C_{PV} R_L + D_0^2} \tilde{d} \quad (47)$$

$$G(s) = \frac{(\tilde{v}_{in})_{med}}{\tilde{d}} = \frac{-[I_L(sL + R_L) + (V_{in} + V_0)D_0]}{s^2 C_{PV} L + s C_{PV} R_L + D_0^2} \quad (48)$$

onde $G(s)$ é a função transferência.

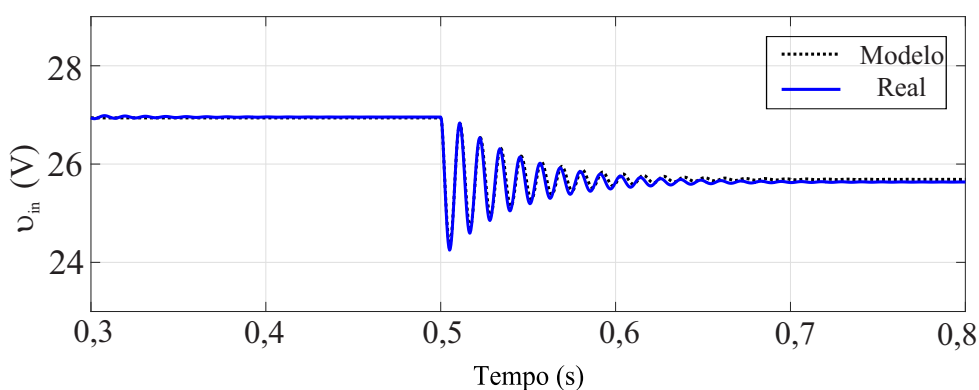
A função $G(s)$ possui ganho negativo no estado estacionário, devido a função ser negativa, portanto será considerado um sinal negativo na malha de controle. Além disso, é possível perceber que o ciclo de trabalho, D , controla a corrente que passa pelo indutor, i_L , e consequentemente controla a tensão de entrada v_{in} . A Figura 28 mostra o diagrama da planta linearizada para a observação da resposta do modelo. A resposta do modelo de pequenos sinais e do sistema real de uma variação na tensão de entrada causada por uma perturbação de 0,01 no ciclo de trabalho na planta linearizada pode ser vista na Figura 29. Isso mostra que o modelo de pequenos sinais foi validado.

Figura 28 – Diagrama em blocos da planta linearizada.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 29 – Controle da tensão na planta linearizada (validação do modelo de pequenos sinais).



Fonte: Elaborada pelo autor.

3.2.3 Sistema de Controle

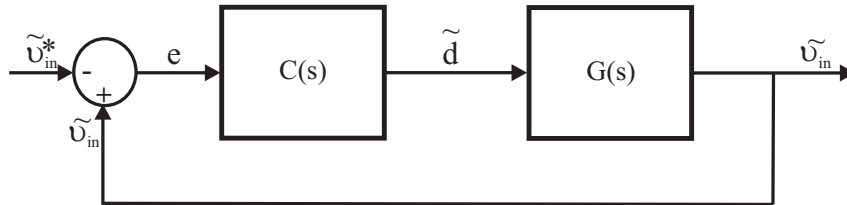
Um dos objetivos de um sistema de controle é que a resposta na saída siga um determinado sinal de referência em estado estacionário. O resultado da diferença entre o sinal de saída e o sinal de referência é o erro em estado estacionário.

Devido às características do sistema, nem sempre é possível que a resposta em estado estacionário siga a referência com exatidão. Logo, em um projeto de um sistema de controle, um dos requisitos é manter o erro em estado estacionário em um valor próximo de zero e ao mesmo tempo a resposta em estado transitório deve satisfazer um conjunto de especificações.

O controle adotado nesse estudo utiliza um compensador $C(s)$ em cascata com a planta $G(s)$, que é a função de transferência a ser controlada (Figura 30). A entrada do controlador é o

erro entre a tensão medida do painel fotovoltaico e a tensão de referência gerada pelo MPPT, onde é possível notar que os sinais estão invertidos devido ao sinal negativo em (48), e a saída do controlador é o ciclo de trabalho do conversor. Baseado nisso, o compensador deve garantir em malha fechada, ganho elevado em baixas frequências de modo que o erro entre o sinal de referência e o de saída, seja o menor possível em estado estacionário e que as oscilações na tensão de entrada sejam minimizadas. A planta $G(s)$ é do tipo 0, pois não há polo na origem. Para garantir erro nulo em estado estacionário o compensador $C(s)$ deve ser um PI (Proporcional-Integral), pois é um sistema tipo 1, já que há um polo na origem. O PI será aplicado nas técnicas que tem como saída de referência a tensão (V_{Ref}). As técnicas que se baseiam diretamente no ciclo de trabalho não será aplicado o PI.

Figura 30 – Diagrama em blocos do controle de tensão do conversor *buck-boost*.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Sabe-se que o MPPT leva um certo período para gerar uma nova referência. O período definido para que o MPPT gere uma nova referência é de 20 ms. Então, para o controle se faz necessário que o tempo de acomodação (t_s) de 2% seja menor que 20 ms e o máximo sobressinal percentual seja menor que 20% para que não haja sobretensão significativa. Sendo assim, o compensador que satisfaz aos requisitos mencionados é:

$$C(s) = 0,09 \left(\frac{s + 875}{s} \right), \quad (49)$$

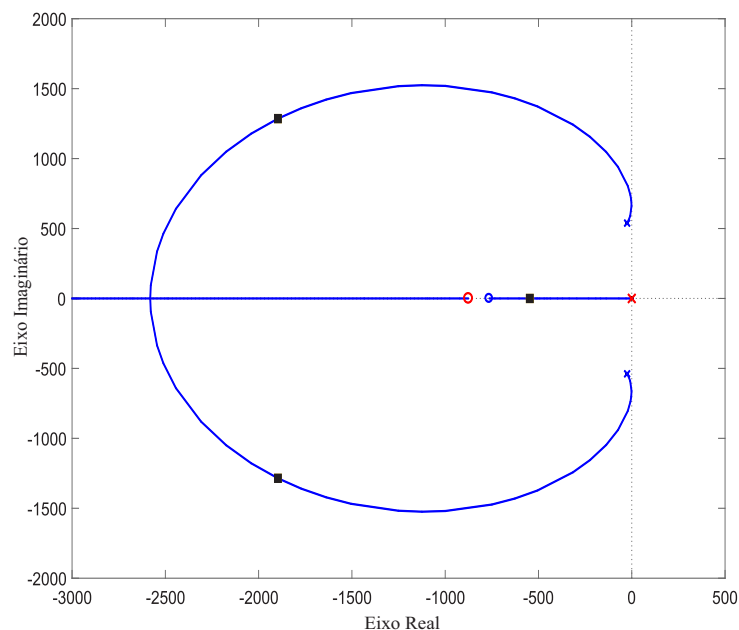
onde os valores de K_p e K_i são $K_p = 0,09$ e $K_i = 78,75$.

A Figura 31 contém a localização dos polos e zeros da função de transferência em malha aberta do sistema de controle da tensão de entrada. Como pode ser visto, os polos e zeros fixos da planta estão em azul, o polo e o zero do controlador estão em vermelho, onde o zero possui grau de liberdade, em que sua localização pode ser alterada. Os pontos em preto são os lugares das raízes.

A Figura 32 mostra a resposta ao degrau unitário do sistema de controle da tensão em malha fechada com os ganhos que foram definidos para o compensador, onde é possível observar os valores do tempo de acomodação e o máximo sobressinal que são, respectivamente, de 3,94 ms e 18,2%, atendendo os valores estabelecidos.

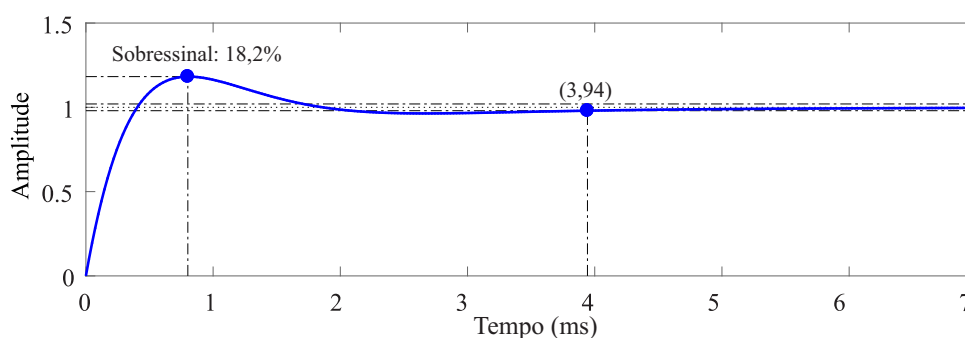
De acordo com a literatura, o valor de estabilidade da Margem de Fase (MF) é de $MF > 30^\circ$ (OGATA, 2002). No diagrama de *Bode*, na Figura 33, pode ser observada o valor da MF da

Figura 31 – Lugar das raízes da função de transferência $\frac{\tilde{v}_{in}}{e}$ em malha aberta do sistema de controle da tensão de entrada.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 32 – Resposta ao degrau unitário do sistema de controle de tensão $\frac{\tilde{v}_{in}}{v_{in}^*}$ em malha fechada.



Fonte: Elaborada pelo autor.

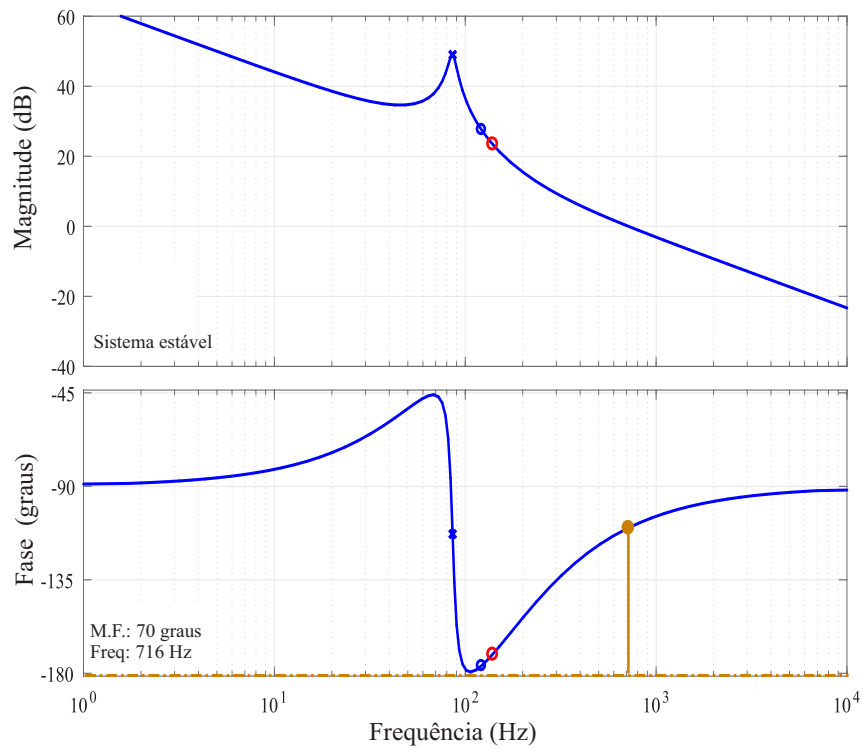
planta $G(s)$ com o compensador. De acordo com a condição de estabilidade do sistema, por meio do controle obtido, o valor que satisfaz essa condição é $MF = 70^\circ$.

Por fim, a Figura 34 mostra a resposta em malha fechada do modelo de pequenos sinais e do sistema real, com os valores dos ganhos do compensador $C(s)$, aplicando um degrau de tensão de 4 V, validando assim o modelo em malha fechada.

3.3 Conclusão

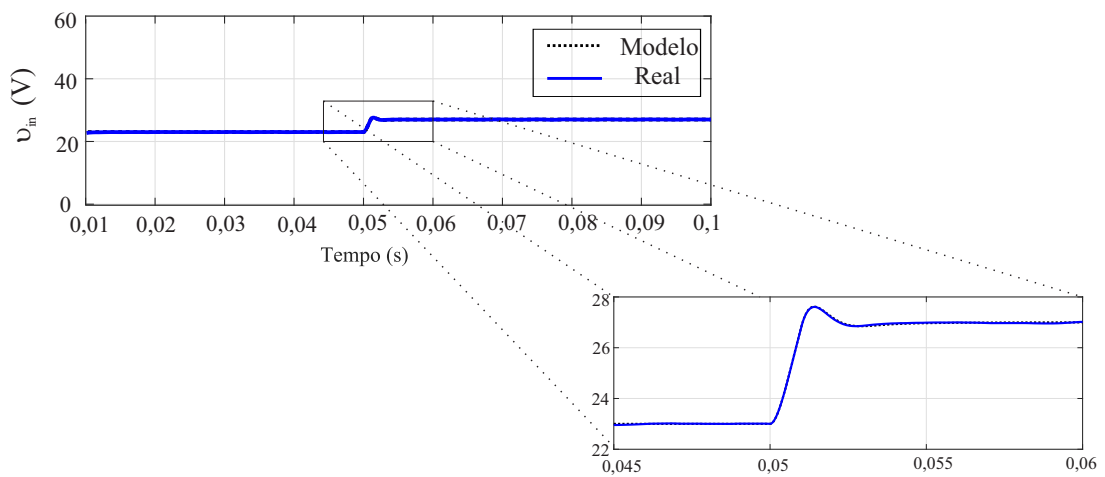
Neste capítulo foram apresentados os requisitos do conversor *buck-boost*, assim como, o seu funcionamento e a modelagem de pequenos sinais. Esta, com o intuito de controlar a tensão de entrada. Para isso, algumas características precisaram ser avaliadas e validadas a fim de se obter resultados das técnicas MPPT para fins comparativos. No próximo capítulo serão

Figura 33 – Diagrama de *Bode* da função transferência $G(s)$ em malha aberta.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 34 – Controle da tensão em malha fechada.



Fonte: Elaborada pelo autor.

apresentados os resultados obtidos por meio da simulação das técnicas via Matlab/Simulink e via experimento.

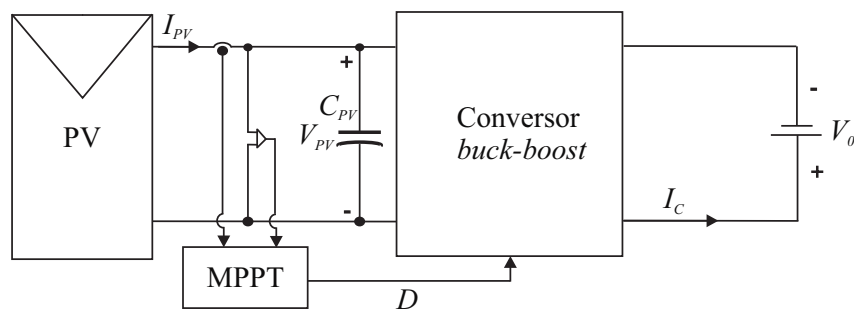
4 IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL E EXPERIMENTAL

Os dados contidos neste capítulo são de cunho computacional e experimental. Os resultados das simulações apresentados em seguida foram obtidos via MATLAB/Simulink. Esses resultados são avaliados por meio de cinco métricas distintas ditas a seguir e a que apresentar melhor desempenho, nas diferentes condições, será avaliada experimentalmente.

4.1 Implementação Computacional - Comparação entre as Técnicas de Seguimento do Ponto de Máxima Potência

De modo geral, as técnicas MPPT foram implementadas conforme a Figura 35, com exceção da técnica POS que utiliza a corrente da carga, I_c , no algoritmo MPPT (Figura 19).

Figura 35 – Esquema geral da simulação.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Na implementação foi utilizado um painel fotovoltaico, cuja tensão no MPP é de 26,94 V, a corrente no MPP é de 7,52 A, e potência no MPP é de 202,7 W para a irradiância de $G = 1000 \text{ W/m}^2$. A análise, em um primeiro momento, consiste na variação de irradiância de 1000 W/m^2 para 400 W/m^2 e de 400 W/m^2 para 1000 W/m^2 , onde para o caso em que a irradiância é $G = 400 \text{ W/m}^2$, a tensão no MPP é de 25,84 V, a corrente no MPP é de 3,00 A e potência no MPP é de 77,52 W. O valor da tensão da saída (bateria) é de 48 V que é referente à bateria de uso comercial.

Os resultados obtidos por meio das simulações de dez técnicas MPPT são avaliados por meio da estabilidade, robustez às perturbações, resposta dinâmica, do pequeno erro em estado estacionário e da eficiência para algumas curvas de irradiância. Dessas dez técnicas, duas são modificações e foram implementadas a fim de análise. A eficiência é definida pela seguinte relação:

$$\eta = \frac{P_{obtida}}{P_{max}} 100\% \quad (50)$$

onde,

- P_{obtida} - Potência obtida na saída do arranjo fotovoltaico;
- P_{max} - Potência máxima do arranjo fotovoltaico.

Os valores das novas referências foram atualizados a cada 20 ms em todas as simulações. Esse período foi utilizado devido a dinâmica do capacitor. A resposta dinâmica é avaliada por meio de duas mudanças distintas de irradiância de 1000 W/m^2 para 400 W/m^2 e de 400 W/m^2 para 1000 W/m^2 . Por meio destas mudanças de irradiância é possível fazer a análise de quanto tempo cada técnica leva para que o MPP seja alcançado, como pode ser visto na Tabela 3. A análise do erro em estado estacionário é realizado pela média da potência obtida com o valor de referência para cada medida de potência.

É possível observar que algumas das técnicas que utilizam o PI (P&O, EPP, MIC e INR), o tempo para que o MPP seja atingido é maior que 20 ms. Isso ocorre devido as características da técnica em que o passo pode influenciar nesse sentido. Por exemplo, a técnica P&O com um passo pequeno leva mais tempo até atingir o MPP, ao contrário de quando se tem um passo grande, onde o MPP pode ser atingido mais rapidamente. A mesma ideia segue para as técnicas baseadas no ciclo de trabalho, porém a atuação é direta no ciclo de trabalho por meio do incremento aplicado. A depender do tamanho do incremento pode-se levar mais tempo até que o MPP seja atingido.

4.1.1 Resposta Dinâmica

Os resultados dispostos a seguir possuem variações de irradiância de 1000 W/m^2 para 400 W/m^2 e de 400 W/m^2 para 1000 W/m^2 . A Figura 36 mostra a técnica CV (Figura 5) usando 80% de V_{oc} . Para esta técnica células pilotos foram utilizadas para obter o valor de V_{oc} . É possível observar na Tabela 3 que a tensão de referência não é a tensão próxima do MPP porque essa tensão está entre uma faixa de porcentagem que vai de 76% a 80%. O resultado que chega mais próximo dos valores de tensão no MPP é o valor de 80% de V_{oc} , porém esse resultado depende do painel/arranjo a ser utilizado.

A Figura 37 mostra o resultado da técnica P&O (Figura 6) com a perturbação de 1 V. Como já previsto, um alto valor no incremento/decremento da tensão causará uma variação onde a V_{mpp} será rastreada mais rapidamente, entretanto a oscilação em torno do MPP, como pode ser vista, ocasiona um pouco de desperdício de energia do arranjo, ao contrário de um incremento/decremento pequeno. Porém, nesse caso, acarretará em uma busca mais lenta do MPP, levando mais tempo até que a V_{mpp} seja atingida. Isso pode ser observado na Tabela 3. O tempo de ajuste com $\Delta V = 1 \text{ V}$ possui um bom desempenho no que se diz respeito ao estado transitório em comparação com $\Delta V = 0,1 \text{ V}$.

O resultado da simulação da técnica HC (Figura 8) com um passo fixo de $a = 0,005$ está disposto na Figura 38. Apesar desta técnica possuir a mesma filosofia da técnica P&O, esta técnica difere no sentido de que o rastreo do MPP se dá por meio da variação direta do ciclo de trabalho da chave do conversor. Para o passo escolhido, é possível observar que há oscilações

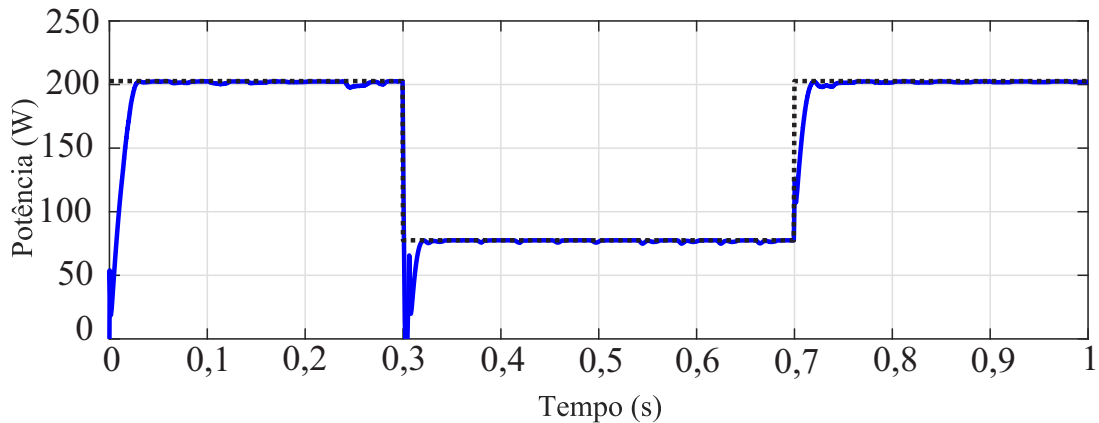
Tabela 3 – Comparação entre as técnicas MPPT (Resposta Dinâmica).

Técnicas MPPT	Tempo de ajuste (ms)		Potência média (W)	
	G - 1000 para $400W/m^2$	G - 400 para $1000W/m^2$	G - $400W/m^2$ MPP: 77,52 W	G - $1000W/m^2$ MPP: 202,70 W
CV - 76% de V_{oc}	90	72	74,75	196,10
CV - 78% de V_{oc}	70	90	76,50	200,00
CV - 80% de V_{oc}	50	64	77,20	202,10
P&O - $\Delta V = 0,1$ V	185	185	77,48	202,54
P&O - $\Delta V = 0,5$ V	42	81	77,33	202,07
P&O - $\Delta V = 1,0$ V	24	6	76,57	200,10
HC - $a = 0,005$	45	65	77,31	201,89
HC - $a = 0,0025$	50	88	77,45	202,31
HC - $a = 0,001$	110	180	77,48	202,51
MAHC - $erro = 50$	45	50	73,39	200,82
MAHC - $erro = 75$	45	50	73,39	200,82
MAHC - $erro = 100$	45	50	73,39	200,82
EPP - $\Delta V = 0,1$ V	105	185	77,25	202,50
EPP - $\Delta V = 0,5$ V	43	64	77,37	202,21
EPP - $\Delta V = 1,0$ V	24	62	77,09	201,54
TS - $j = 0,005$	40	40	77,49	201,23
TS - $j = 0,0025$	39	40	77,49	201,23
TS - $j = 0,001$	38	40	77,49	201,23
MIC - $\Delta V = 0,1$ V	15	7	76,52	202,53
MIC - $\Delta V = 0,5$ V	12	7	77,20	202,53
MIC - $\Delta V = 1,0$ V	8	6	77,49	202,53
INR - $n = 1$	7	22	77,16	202,39
INR - $n = 2$	6	22	77,16	202,37
INR - $n = 3$	6	22	77,17	202,41
POS - $\Delta d = 0,005$	44	20	77,31	201,81
POS - $\Delta d = 0,0025$	124	66	77,44	202,39
POS - $\Delta d = 0,001$	210	154	77,48	202,51

Fonte: Elaborada pelo autor.

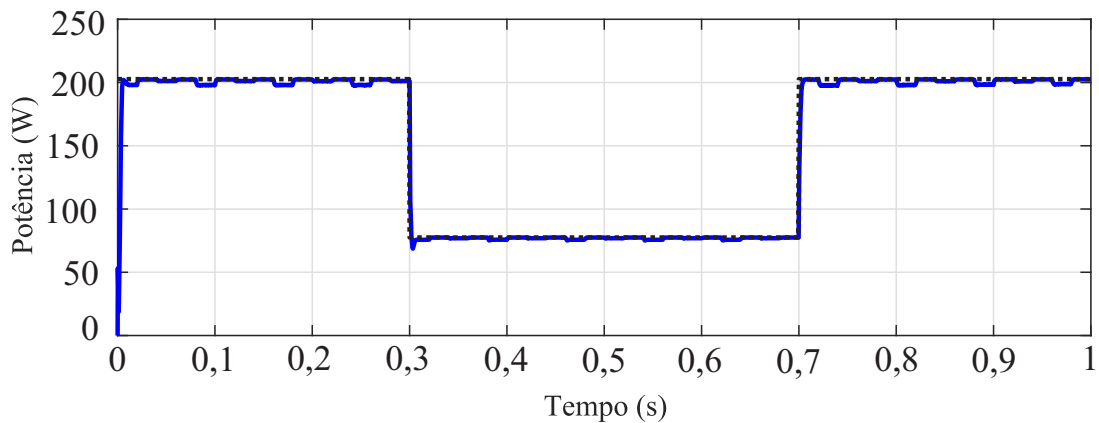
em torno do MPP. Ao diminuir o passo as oscilações também diminuem, entretanto, o tempo para que a V_{mpp} seja atingida será maior, como pode ser visto na Tabela 3. Independente da

Figura 36 – Resultado da simulação da técnica CV com variação de irradiância.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 37 – Resultado da simulação da técnica P&O com variação de irradiância.



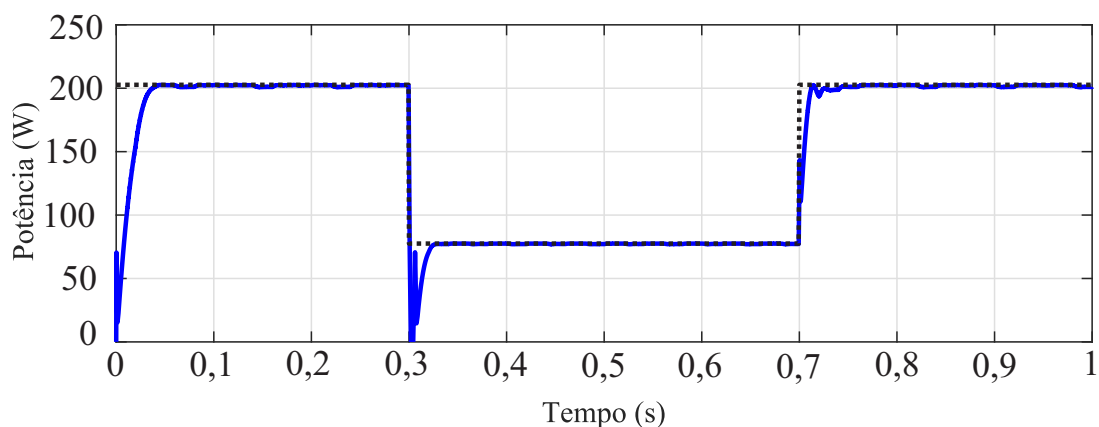
Fonte: Elaborada pelo autor.

variação da irradiância a técnica se ajusta bem em torno do ponto de referência. Importante salientar que $a = 0,005$ foi o incremento máximo entre as avaliações, pois quando há uma maior taxa incremental no ciclo de trabalho a técnica não apresenta bons resultados. Isso porque foi observado que o tempo para se atingir o MPP é maior e as oscilações são demasiadamente bruscas levando D_{mpp} a um ponto distante do ideal, o que não é desejável porque levará a uma tensão errada ocasionando demasiada perda de energia ao sistema.

Na técnica MAHC (Figura 9) o resultado com as variações de irradiância com os parâmetros $M = 0,01$ e $e = 100$ está contido na Figura 39. Esta técnica é uma modificação da técnica HC, onde usa um passo variável de acordo com as variações de irradiância e temperatura.

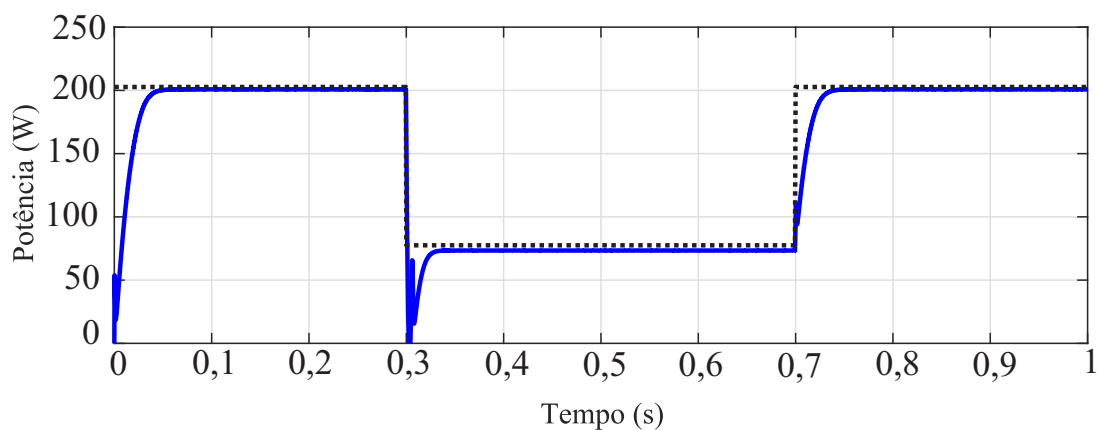
O resultado da técnica EPP (Figura 11) está disposto na Figura 40. De maneira análoga ao P&O, a perturbação na tensão influencia na velocidade para atingir a V_{mpp} . Neste caso o valor do incremento/decremento que apresenta bons resultados tanto em regime transitório quanto em estado estacionário é $\Delta V = 1$ V, pois o tempo de ajuste é pequeno em comparação com as demais variações. O padrão da oscilação é devido aos três processos que ocorre na técnica um de estimativa, que paralisa o rastreamento, e dois que perturbam até o MPP ser atingido.

Figura 38 – Resultado da simulação da técnica HC com variação de irradiância.



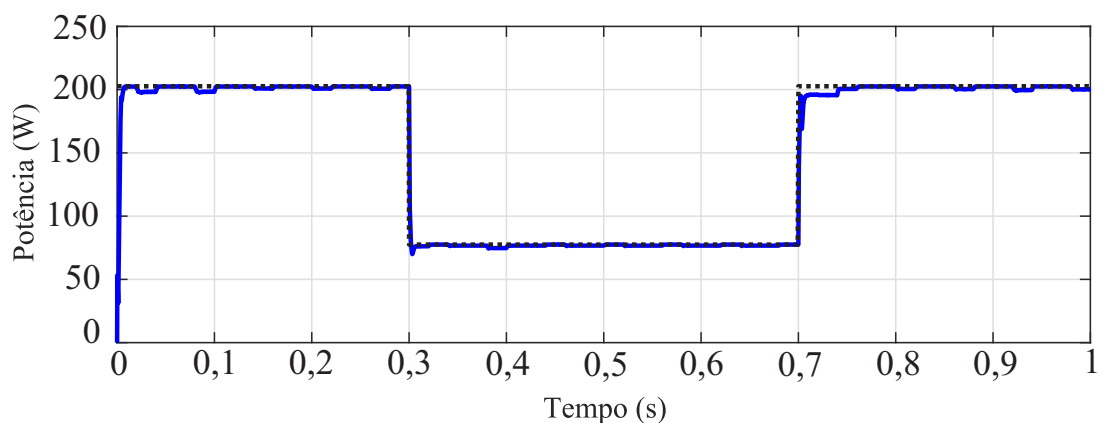
Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 39 – Resultado da simulação da técnica MAHC com variação de irradiância.



Fonte: Elaborada pelo autor.

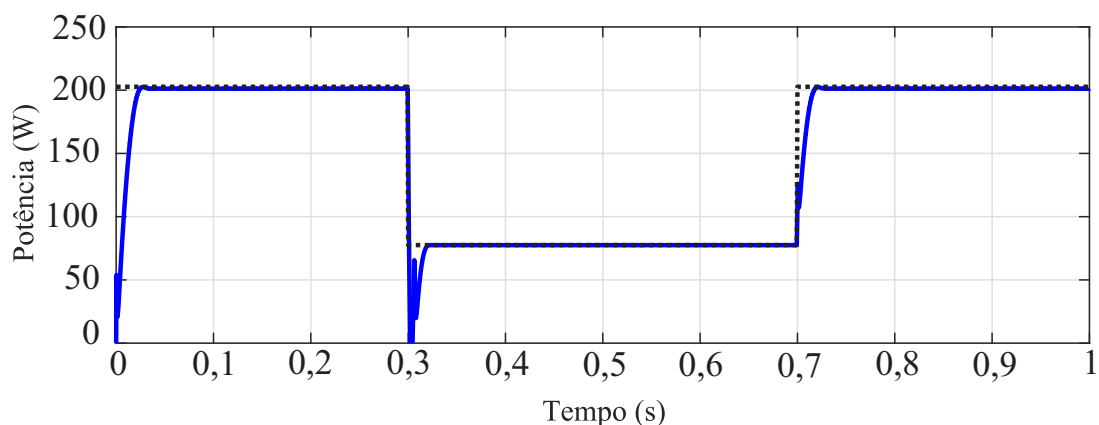
Figura 40 – Resultado da simulação da técnica EPP com variação de irradiância.



Fonte: Elaborada pelo autor.

O resultado da técnica TS (Figura 12) está disposto na Figura 41, cujo passo do ciclo de trabalho é $j = 0,001$.

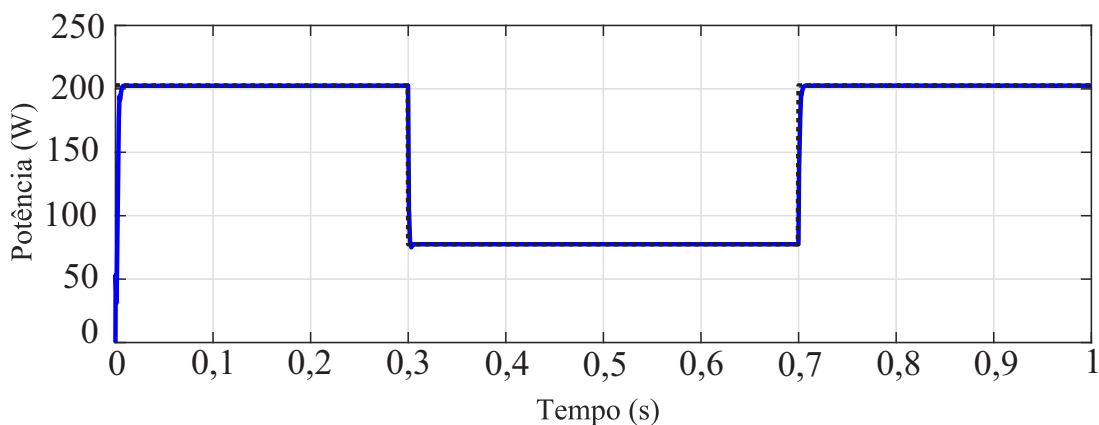
Figura 41 – Resultado da simulação da técnica TS com variação de irradiância.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Como a técnica IC se comporta de maneira similar a técnica P&O, o resultado da mesma não foi apresentado. A Figura 42 mostra o resultado da técnica MIC (Figura 15) com $\Delta V = 1$ V e $\Delta L = 0,25$. Em comparação com as demais técnicas, esta, independentemente do valor da perturbação, leva menos tempo para atingir a V_{mpp} . Ainda que haja uma pequena diferença entre a potência máxima do arranjo e a potência máxima obtida em relação as perturbações $\Delta V = 0,1$ V e $\Delta V = 0,5$ V para $G = 400 \text{ W/m}^2$, esta técnica apresenta bons resultados em regime transitório e em estado estacionário, demonstrando ser uma técnica interessante.

Figura 42 – Resultado da simulação da técnica MIC com variação de irradiância.

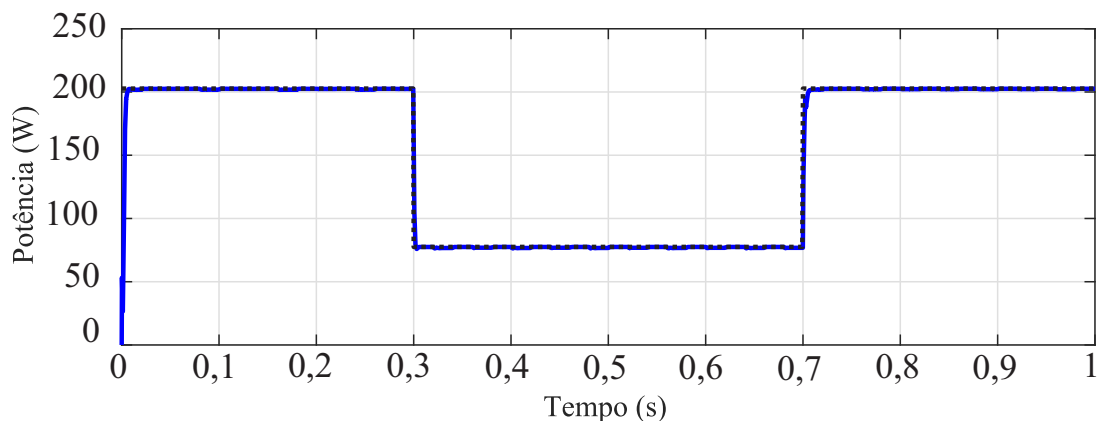


Fonte: Elaborada pelo autor.

A técnica INR (Figura 18), por sua vez, apresenta bom resultado tanto em regime transitório quanto em estado estacionário. A Figura 43 mostra o resultado para $n = 3$, índice aplicado para controlar o passo.

E, por último, de maneira similar a técnica HC, a técnica POS (Figura 19) apresenta bons resultados para pequenos incrementos no ciclo de trabalho da chave do conversor, entretanto, leva-se mais tempo até que a V_{mpp} seja atingida. A Figura 44 mostra o resultado com a variação no ciclo de trabalho de $\Delta d = 0,005$. De modo análogo à técnica HC um valor maior no incremento

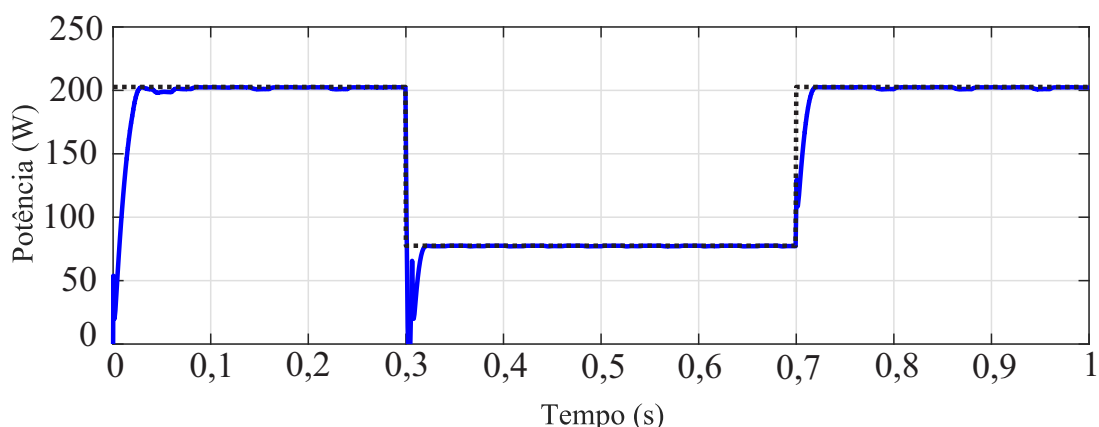
Figura 43 – Resultado da simulação da técnica INR com variação de irradiância.



Fonte: Elaborada pelo autor.

do ciclo de trabalho levam D_{mpp} e a V_{mpp} a pontos distantes dos ideais ocasionando perdas de energia ao sistema.

Figura 44 – Resultado da simulação da técnica POS com variação de irradiância.



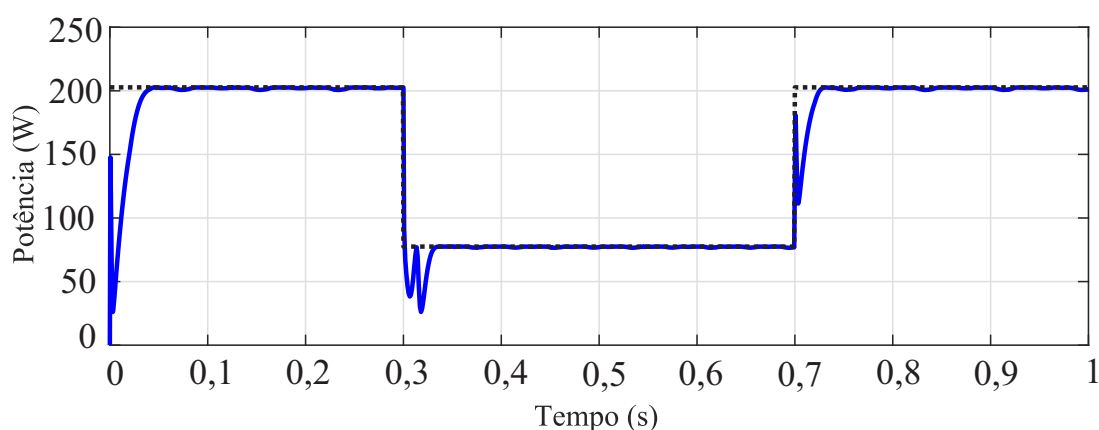
Fonte: Elaborada pelo autor.

4.1.1.1 Análise adicional das técnicas baseadas no ciclo de trabalho

Um fato observado entre as técnicas baseadas no ciclo de trabalho, CV, HC, MAHC, POS e TS, é o fato da potência ir à zero quando a irradiância varia de 1000 W/m^2 a 400 W/m^2 . Isso ocorre porque a capacitância é pequena e como o estudo está sendo realizado com um painel fotovoltaico, a tensão é baixa, da ordem de 33 V. Logo, quando ocorre a variação de irradiância há a mudança de tensão, neste caso, ocorre a diminuição da tensão. Como o capacitor possui pouca energia armazenada, essa rápida transição ocasiona o rápido descarregamento do capacitor levando a tensão e a potência a zero, mas se estabelece rapidamente em um período de aproximadamente 20 ms, não afetando no ciclo de trabalho e tampouco na análise das técnicas. O mesmo não ocorre quando a irradiância varia de 400 W/m^2 a 1000 W/m^2 porque a tensão nessa transição aumenta.

Uma maneira de evitar que a potência se anule é aumentando o valor da capacitância. Na Figura 45 mostra o comportamento da potência com a variação da irradiância na técnica HC, quando aplicada uma capacitância 5 vezes maior que a utilizada para o estudo contido neste trabalho. Observa-se que com um valor maior da capacitância a potência não se anula.

Figura 45 – Resultado da simulação da técnica HC com variação de irradiância utilizando uma capacitância de 2,4 mH.



Fonte: Elaborada pelo autor.

A utilização de um capacitor com uma capacitância baixa é útil nas aplicações de baixo custo e quando há o interesse em um conversor compacto.

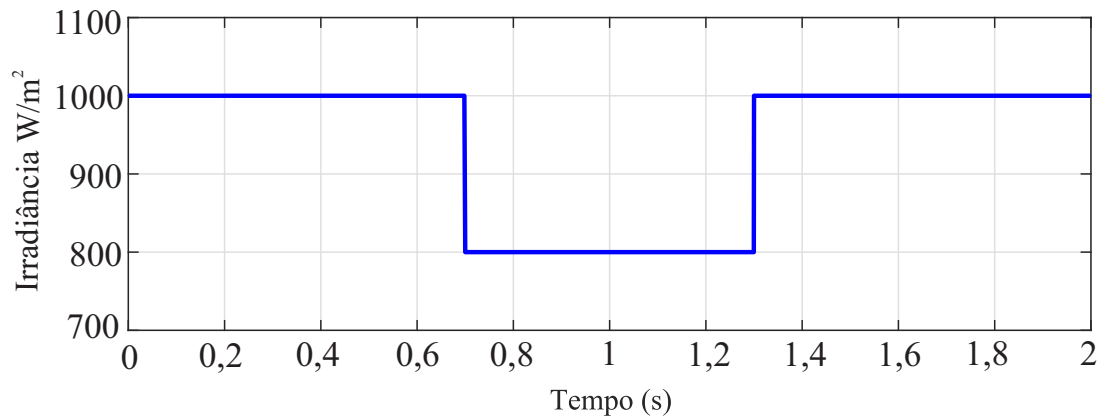
4.1.2 Estabilidade e Robustez às Perturbações

De maneira geral, as técnicas demonstraram bom desempenho no que se diz respeito a estabilidade e à robustez. Percebe-se que o conjunto para a implementação das técnicas foi bem parametrizado e o seguimento do MPP permaneceu estável em todas as simulações. No que se refere à robustez é perceptível que as técnicas que possuem um sistema de controle do MPPT se mostram mais sensíveis as perturbações causada pela variação de irradiância não sofrendo grandes variações no sistema.

4.1.3 Eficiência e Erro em Estado Estacionário

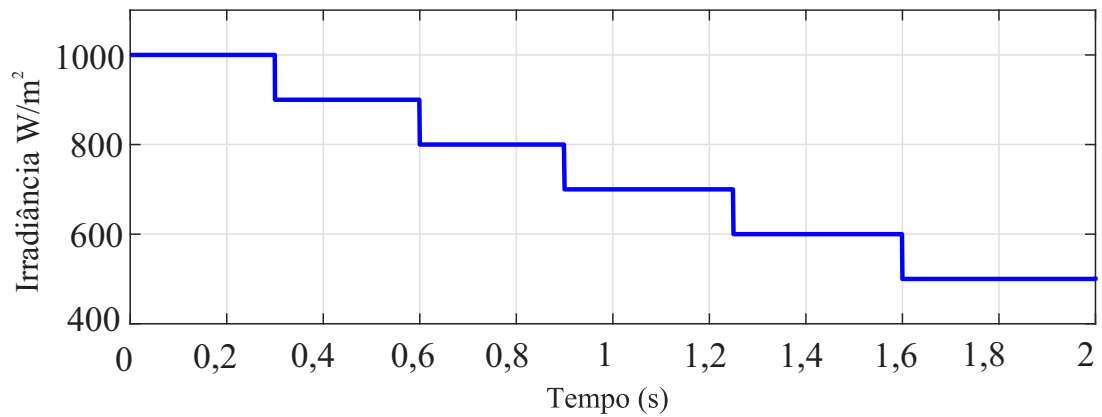
A fim de avaliar a eficiência das técnicas, utilizam-se quatro curvas distintas com diferentes níveis de irradiância via simulação. As curvas estão dispostas nas Figuras 46 - 49, onde a Figura 46 apresenta dois níveis de irradiância e as Figuras 47 - 49 apresentam seis níveis de irradiância. A Figura 47 apresenta variações decrescentes na irradiância, a Figura 48 apresenta variações crescentes na irradiância e a Figura 49 apresenta níveis variáveis de irradiância. Estas variações estão contidas no intervalo de 500 W/m^2 a 1000 W/m^2 . Importante salientar que o erro em estado estacionário está diretamente relacionado com a eficiência, em que quanto menor for esse erro, mais eficiente é a técnica.

Figura 46 – Curva 1 com dois níveis de irradiância para análise da eficiência.



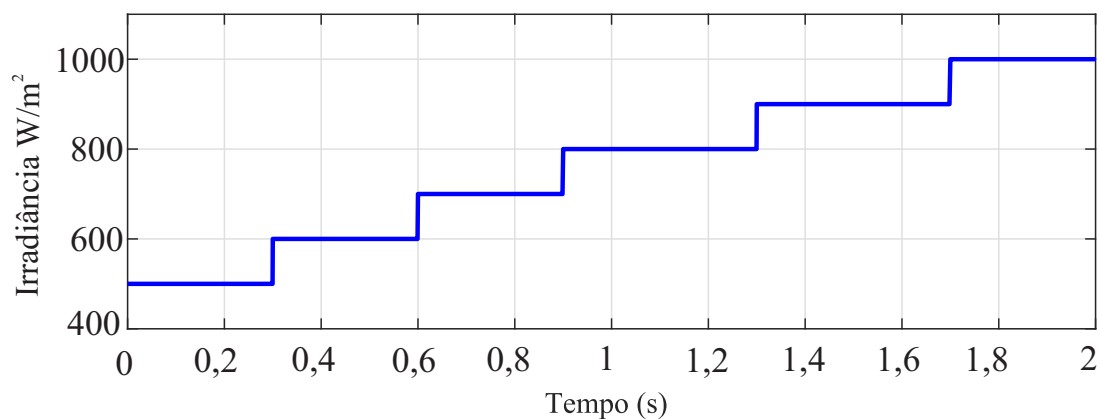
Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 47 – Curva 2 com seis níveis decrescentes de irradiância para análise da eficiência.



Fonte: Elaborada pelo autor.

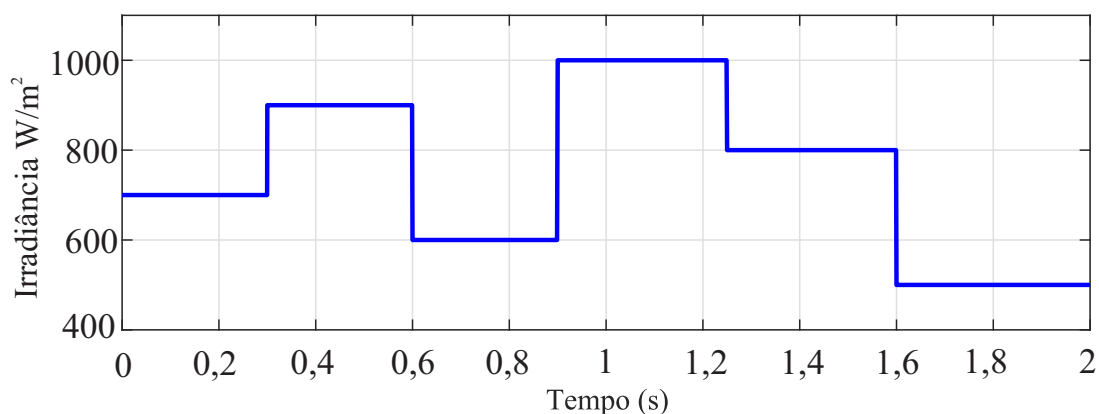
Figura 48 – Curva 3 com seis níveis crescentes de irradiância para análise da eficiência.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Para esta análise foram selecionados os melhores resultados em termos de resposta dinâmica, os quais podem ser vistos na Tabela 3. Na Tabela 4 são mostrados os resultados de cada técnica a fim de analisar qual técnica possui melhor eficiência. Considerando bons

Figura 49 – Curva 4 com seis níveis variáveis de irradiância para análise da eficiência.



Fonte: Elaborada pelo autor.

resultados a partir de 99,50%, é possível observar que as técnicas HC, MIC, INR e POS possuem melhor desempenho, neste quesito, tendo em vista os valores alcançados por estas. Isto com os diferentes níveis de irradiância com as quais as técnicas foram simuladas.

Tabela 4 – Comparação entre as técnicas de MPPT (Eficiência).

Técnica MPPT	Curva 1 Figura 46	Curva 2 Figura 47	Curva 3 Figura 48	Curva 4 Figura 49
80% de V_{oc}	99,46	99,15	99,39	99,18
P&O - $\Delta V = 1 \text{ V}$	98,90	98,61	98,93	98,76
HC - $\Delta d = 0,005$	99,56	99,62	99,62	99,62
MAHC - $erro = 100$	99,20	98,29	98,13	98,12
EPP - $\Delta V = 1 \text{ V}$	99,43	98,80	99,12	98,24
TS - $j = 0,001$	99,32	99,53	99,53	99,53
MIC - $\Delta V = 1 \text{ V}$	99,90	99,72	99,69	99,67
INR - $n = 3$	99,75	99,67	99,66	99,76
POS - $\Delta d = 0,005$	99,55	99,58	99,58	99,51

Fonte: Elaborada pelo autor.

Ainda que as quatro técnicas apresentem bons resultados em estado estacionário e em resposta dinâmica, a técnica que mostra melhor desempenho é a técnica MIC devido ao seu desempenho em termos de resposta dinâmica, eficiência e pequeno erro em estado estacionário. Sendo assim, foi feita a implementação prática da mesma, a fim de verificar o comportamento experimental da técnica.

4.2 Implementação Experimental

4.2.1 Requisitos do Conversor

Os requisitos do conversor utilizado nesta dissertação estão listados na Tabela 5. Neste protótipo é possível testar várias possibilidades de potência e tensão, tendo em vista a faixa de tensão e potência do mesmo. Com essa configuração, também é permitido fazer testes de arranjo com vários módulos em série e/ou paralelo.

Tabela 5 – Especificações do conversor *buck-boost*.

Parâmetros	Valor
Potência de saída	4000 W
Tensão de entrada	500 V
Tensão de saída	500 V
<i>Ripple</i> da corrente de entrada	0,2%
<i>Ripple</i> da tensão de entrada e de saída	0,04%
Frequência de chaveamento	20 kHz

Fonte: Elaborada pelo autor.

A Tabela 6 mostra os valores dos componentes no circuito do conversor. Esses componentes foram projetados de maneira a atender as especificações gerais do conversor (Tabela 5).

Tabela 6 – Especificações dos componentes do conversor *buck-boost*.

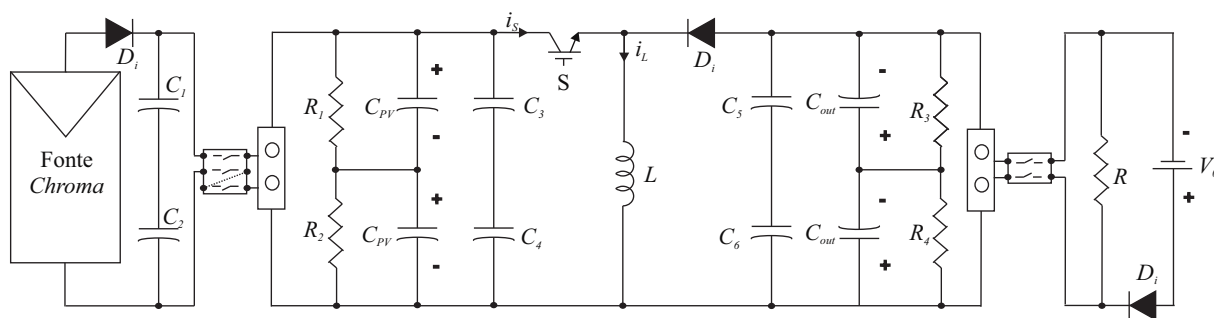
Parâmetros	Valor
Indutância	6 mH
Corrente máxima no indutor (I_{max})	25 A
Capacitância na entrada (C_{in})	235 μ F
Capacitância na saída (C_{out})	165 μ F

Fonte: Elaborada pelo autor.

4.2.2 Protótipo

O protótipo experimental está disposto na Figura 50 em forma de diagrama, onde o painel fotovoltaico (fonte *Chroma*) e a bateria estão interligados por meio de disjuntores ao conversor *buck-boost*. Na saída do painel fotovoltaico há um diodo de bloqueio para que não haja retorno de energia. Além disso, há dois capacitores de poliéster na saída, C_1 e C_2 , cuja finalidade é diminuir o *ripple* da fonte.

Figura 50 – Diagrama de blocos do protótipo experimental.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Na entrada do conversor *buck-boost* há dois capacitores, C_{PV} . Na saída do conversor há dois capacitores, C_{out} , que são conectados a uma fonte c.c. fixa (bateria) por meio de um disjuntor.

Há as resistências R_1 e R_2 na entrada do conversor que estão em paralelo com os capacitores C_{PV} e na saída do conversor há as resistências R_3 e R_4 que também estão em paralelo com os capacitores C_{out} , onde estas resistências evitam que o barramento fique carregado por um longo período de tempo. Elas descarregam a energia dos capacitores eletrolíticos utilizados na bancada (C_{PV} e C_{out}). As resistências também servem para equalizar a tensão nos capacitores eletrolíticos.

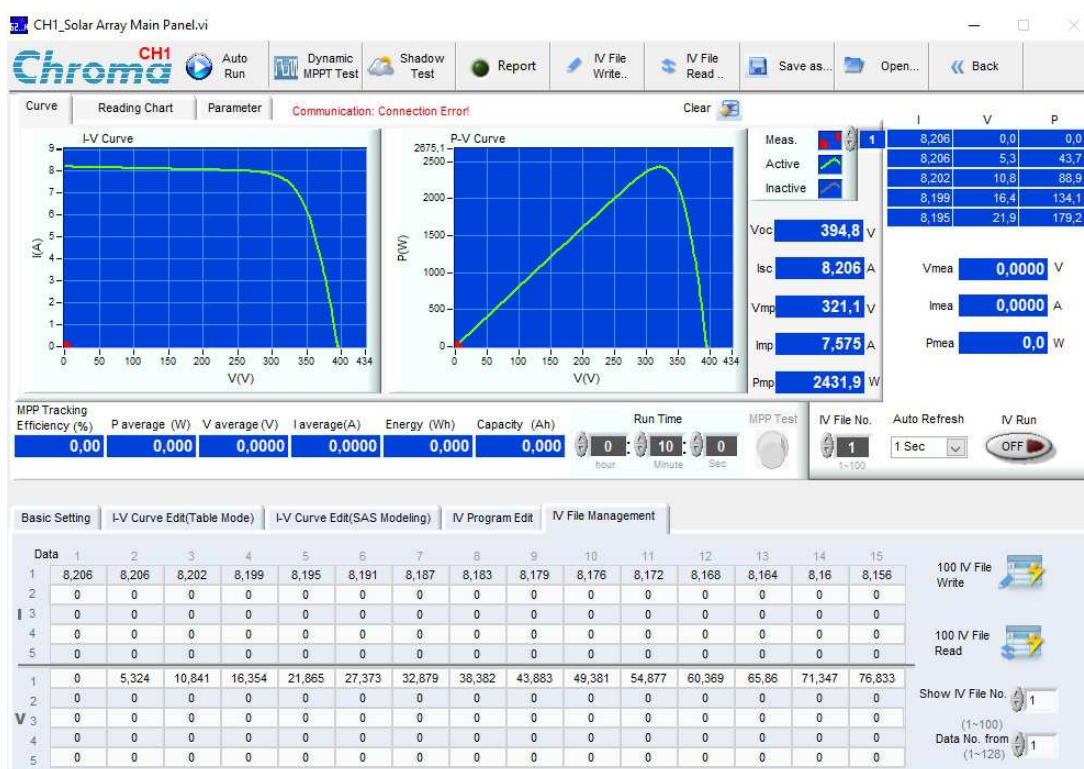
Além das resistências, há também os capacitores de poliéster C_3 e C_4 , C_5 e C_6 , que estão em série. C_3 e C_4 servem como desacoplamento e dão um caminho de baixa impedância para as componentes de alta frequência da corrente na chave do conversor. Os capacitores eletrolíticos não servem para esta finalidade por possuírem uma alta resistência série equivalente e alta indutância parasita. A não utilização desses capacitores de poliéster ocasionaria problemas, pois os capacitores eletrolíticos iriam aquecer mais e durar menos tempo. A chave poderia queimar por sobretensão devido a surtos de tensão provocados pela corrente descontínua de entrada sobre as indutâncias parasitas do circuito. Os capacitores foram utilizados em série apenas para atender a tensão nominal do conjunto.

Entre a saída do conversor e a bateria há uma resistência, R , a qual é projetada para que a corrente circulante pela mesma atenda os limites da fonte e que a potência fornecida pelo painel fotovoltaico seja consumida. A potência na saída deve ser maior que a potência entregue pelo painel fotovoltaico. E, para garantir que não haja retorno de energia para a fonte na saída, há também um diodo de bloqueio.

Os resultados apresentados neste capítulo foram obtidos através da utilização de uma fonte emuladora de painéis fotovoltaicos do fabricante *Chroma* (ver Figura 51), da série 62050H-600S. Nesta fonte, é possível implementar as curvas características para cada nível de irradiância desejável por meio do *software* disponibilizado pelo próprio fabricante, Figura 52. A fonte *Chroma* possui a capacidade de 5 kW de potência, cuja tensão de saída é de 600 V e a corrente é de 8,5 A.

Figura 51 – Fonte *Chroma*.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 52 – Tela principal do *software* da fonte *Chroma* com um perfil de irradiância.

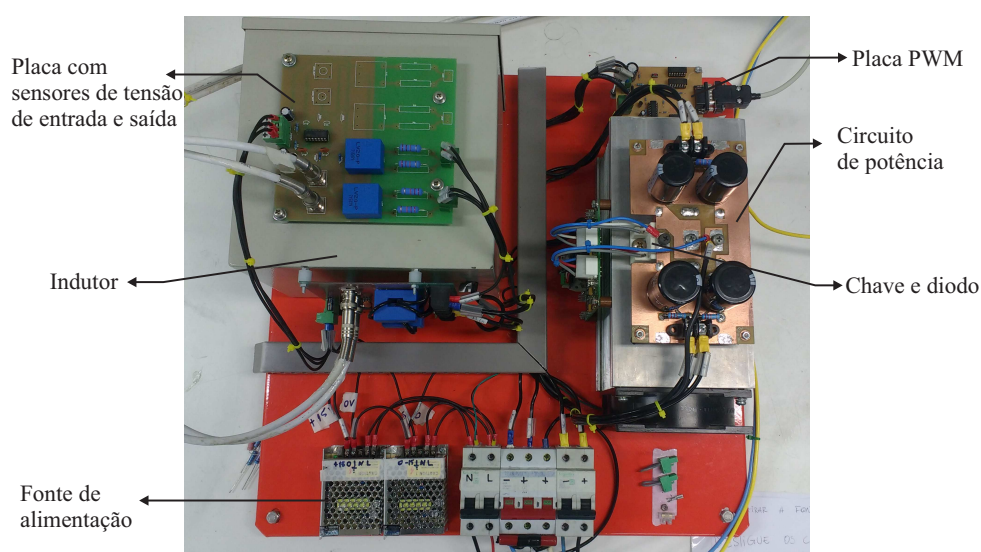
Fonte: *Software* da fonte *Chroma*.

Como o sistema fotovoltaico utilizado é conectado a uma bateria para validar os resultados de simulação, como definido na Figura 23, então, para emular uma bateria foi utilizada uma fonte com uma tensão fixa do fabricante *Magna-Power* (ver Figura 53). A tensão máxima de saída desta fonte é de 800 V e a corrente de saída é de 12 A.

Nas Figuras 54 e 55, encontra-se o protótipo experimental em dois ângulos diferentes. Nestas é possível observar o circuito de potência que está sobre o dissipador de calor. Sob o circuito de potência estão a chave e o diodo do circuito. Em cima do circuito de potência estão os capacitores de entrada e os capacitores de saída. Sobre o indutor está a placa com os sensores das tensões de entrada e saída. Do lado do indutor, em frente a fonte de alimentação, está a placa com os sensores das correntes de entrada e do indutor. A fonte de alimentação fornece energia às

Figura 53 – Fonte *Magna-Power*.

Fonte: Elaborada pelo autor.

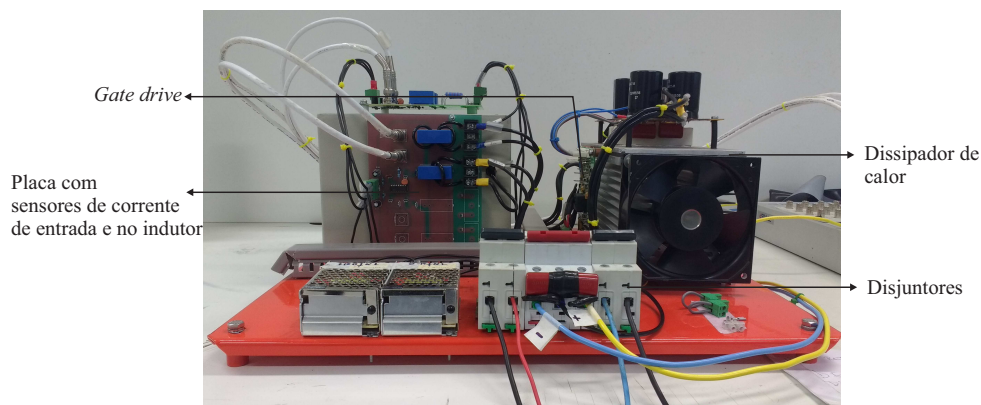
Figura 54 – Protótipo experimental - conversor *buck-boost* (vista superior).

Fonte: Elaborada pelo autor.

placas com os sensores, ao *gate drive* e à placa PWM. No lado direito da fonte de alimentação há três disjuntores, um é da fonte de alimentação (que está à esquerda), um é da fonte *chroma* (que está no meio) e um é da fonte *Magna-Power* (que está à direita). O *gate drive* está conectado ao circuito de potência, a chave do conversor e a placa PWM.

Para o controle do conversor *buck-boost* com o MPPT, foi utilizado um dSPACE (Figura 56) para receber os sinais dos sensores de tensão e corrente. O dSPACE recebe o código na linguagem em MATLAB e faz o controle digital. Quando o controle é ativado, por meio da interface do dSPACE (*Control Desk*), o MPPT atua gerando as tensões de referência e gera um erro quando subtraído do sinal de tensão medida (Figura 30). Esse erro é enviado ao controlador PI, gerando o sinal do ciclo de trabalho que é enviado ao PWM. Dessa forma, é possível verificar as medições da tensão de entrada, tensão de saída, corrente de entrada e corrente no indutor.

Figura 55 – Protótipo experimental - conversor *buck-boost* (vista lateral).



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 56 – Computador e dSPACE.



Fonte: Elaborada pelo autor.

4.2.3 Sistema de Controle

Tendo em vista que a fonte *Chroma* possui um *ripple* de tensão e corrente consideráveis na saída (ordem de 10 V e 1 A), independente da quantidade de painéis, e que a dinâmica da mesma é lenta, foi preciso fazer algumas modificações em relação ao que foi feito em simulação. Primeiro, aumentou-se a quantidade de painéis (12 em série - *KC200GT*) e a tensão de saída, para que o *ripple* percentual fosse menor. Em outras palavras, o erro percentual com um *ripple* de 10 V no cenário que contém apenas um painel seria em torno de 30%, pois a tensão é da ordem de 33 V, sendo difícil ou mesmo impossível a realização do rastreamento do MPP. O erro percentual com 12 painéis em série fica em torno de 2,5% o que se torna mais viável para a realização do rastreamento do MPP na análise experimental. Essa mudança de cenário aconteceu pois era desconhecida a existência do *ripple*. A Tabela 7 estão contidos os parâmetros do cenário com 12 painéis. Seria possível que os resultados das simulações contidas no Capítulo 4.1 fossem mais próximos dos valores utilizados na bancada, entretanto, seria mais difícil para que as análises

fossem realizadas devido ao grande esforço computacional e a dinâmica lenta.

Tabela 7 – Parâmetros do sistema com 12 painéis.

Parâmetros	Valor
Potência de saída	2.431,4 W
Tensão de V_{oc}	394,8 V
Tensão de saída	360 V

Fonte: Elaborada pelo autor.

O valor referente a tensão de saída, contida na Tabela 7, foi projetado para que toda a potência produzida pelo painel fotovoltaico fosse consumida e também houve o cuidado para que o valor da corrente da saída não excedesse a corrente suportada pela fonte *Magna-Power*.

Como mencionado, a dinâmica da fonte *Chroma* é lenta, logo, foi preciso projetar novos ganhos para o controlador. Consequentemente, foi necessário aumentar o tempo de MPPT para atender a dinâmica lenta. Este tempo é de 500 ms e sendo assim, o tempo de acomodação (t_s) de 2% deve ser menor que 500 ms. Logo, o compensador que satisfaz a estes dois requisitos é:

$$C(s) = 0,00017 \left(\frac{s + 58,83}{s} \right), \quad (51)$$

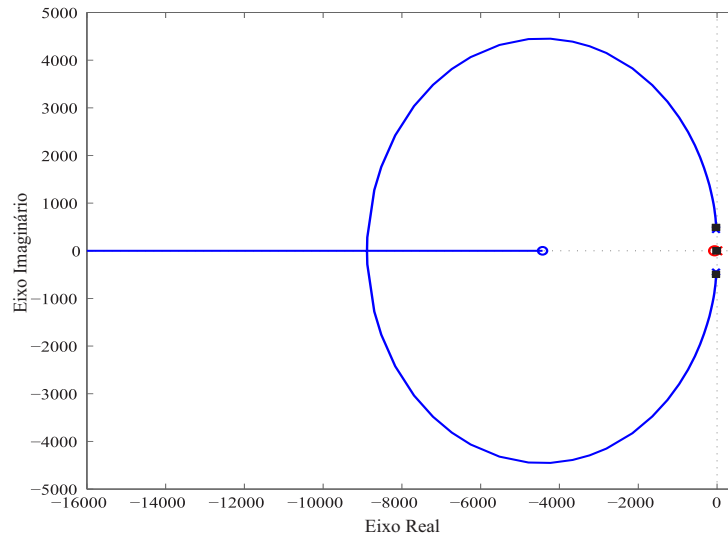
onde os valores de K_p e K_i são $K_p = 0,00017$ e $K_i = 0,01$.

A Figura 57 contém a localização dos polos e zeros da função de transferência em malha aberta do sistema de controle da tensão de entrada. Os polos e zeros fixos da planta estão em azul, o polo e o zero do controlador estão em vermelho, onde o zero possui grau de liberdade, em que sua localização pode ser alterada. Os pontos em preto são os lugares das raízes. Existe uma certa dificuldade de observar alguns desses pontos na figura, pois alguns deles estão sobrepostos ou muito próximos um do outro.

A Figura 58 mostra a resposta ao degrau unitário do sistema de controle da tensão em malha fechada, onde é possível observar que o valor do tempo de acomodação é de 348 ms, tempo menor a 500 ms, atendendo a este requisito. Como a dinâmica está mais lenta não houve um sobressinal como visto na Figura 32.

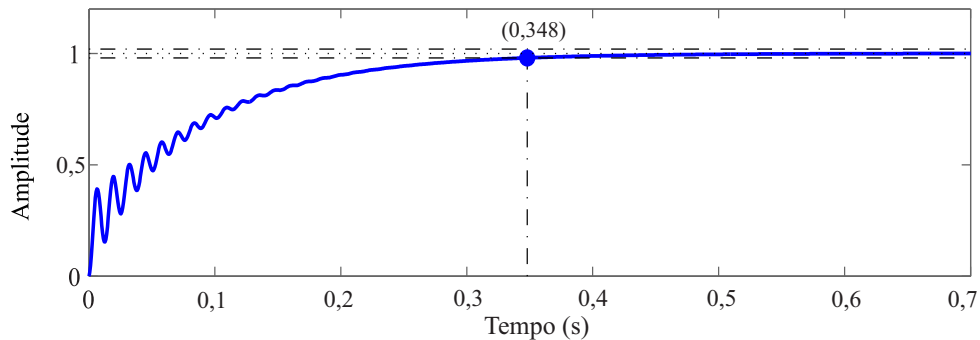
No diagrama de *Bode*, na Figura 59, podem ser observadas a Margem de Ganho (MG) e a Margem de Fase (MF) da planta $G(s)$ com os novos valores dos ganhos do compensador. Sendo assim, o valor que satisfaz a condição de estabilidade do sistema, por meio do controle obtido, é $MF = 32,4^\circ$. Como $MF > 30^\circ$ é aceitável, como já visto anteriormente. Um fato a ser observado é que há o cruzamento dos zeros em três pontos. O polo da planta está bem próximo ao cruzamento do zero, em que este polo representa o LC da planta. Se a planta não for bem parametrizada esse polo (pico) pode ficar abaixo de 0° , mudando a frequência de corte do controlador tornando-o instável, pois a MF será menor que 0° . Como os parâmetros utilizados na planta são exatamente os mesmos valores da bancada experimental, um compromisso foi assumido utilizando os ganhos K_p e K_i obtidos, na bancada. Como será visto na próxima seção, a planta foi bem parametrizada.

Figura 57 – Lugar das raízes da função de transferência $\frac{v_{in}}{e}$ em malha aberta do sistema de controle da tensão de entrada (experimento).



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 58 – Resposta ao degrau unitário do sistema de controle de tensão $\frac{v_{in}}{v_{in}^*}$ em malha fechada (experimento).



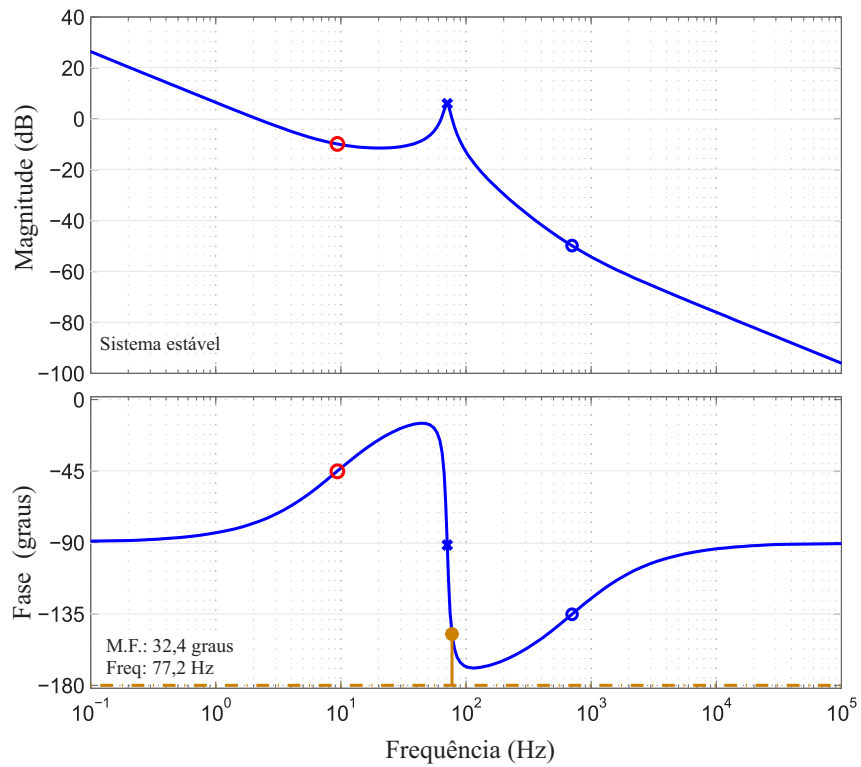
Fonte: Elaborada pelo autor.

Com base nos resultados dos ganhos do controlador para o experimento foi realizada a implementação via simulação da técnica IC. A técnica IC serviu como intermediária da técnica MIC no que se diz respeito a implementação experimental para que uma melhor análise pudesse ser realizada. Ressaltando que, a técnica que obteve melhor desempenho nas análises foi a técnica MIC.

A Figura 60 mostra o resultado da técnica com uma perturbação de 5 V e com os mesmos parâmetros utilizados na bancada. A análise foi feita para a irradiância de $G = 1000 \text{ W/m}^2$ em um período de 20 s. A tensão/corrente levou cerca de 10 s para que o MPP fosse atingido. Como a técnica não possui os limites de tolerância, então a técnica fica oscilando em torno do ponto.

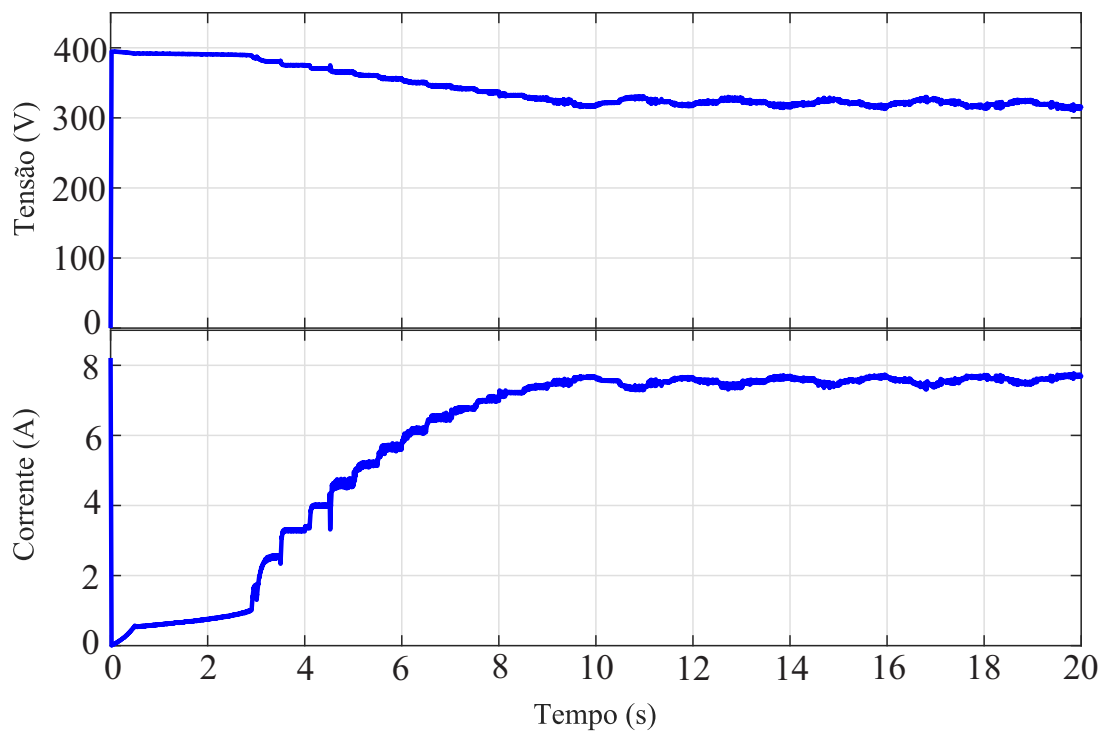
A Figura 61 mostra o resultado da técnica com uma perturbação de 4 V com os limites de tolerância implementados na bancada. Considerando os *ripples* existentes e sendo estes mais elevados que os da simulação, então foi necessário a aplicação de limites menores, em um dado tempo, para que a técnica começasse a busca pelo MPP. Como pode ser observado na Figura 61,

Figura 59 – Diagrama de *Bode* da função transferência $G(s)$ em malha aberta (Experimento).



Fonte: Elaborada pelo autor.

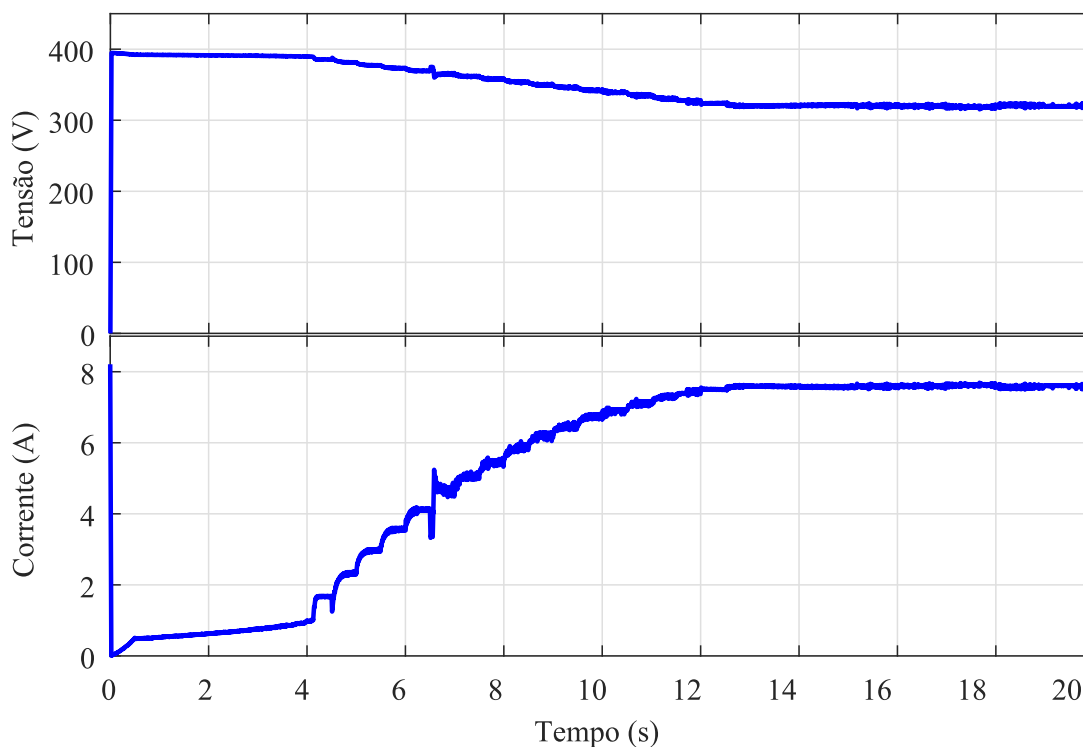
Figura 60 – Resultado da simulação da técnica IC.



Fonte: Elaborada pelo autor.

a técnica leva cerca de 9 s para que o MPP seja atingido, analisando desde o segundo 4 que onde pode ser visto que há uma variação brusca.

Figura 61 – Resultado da simulação da técnica MIC.



Fonte: Elaborada pelo autor.

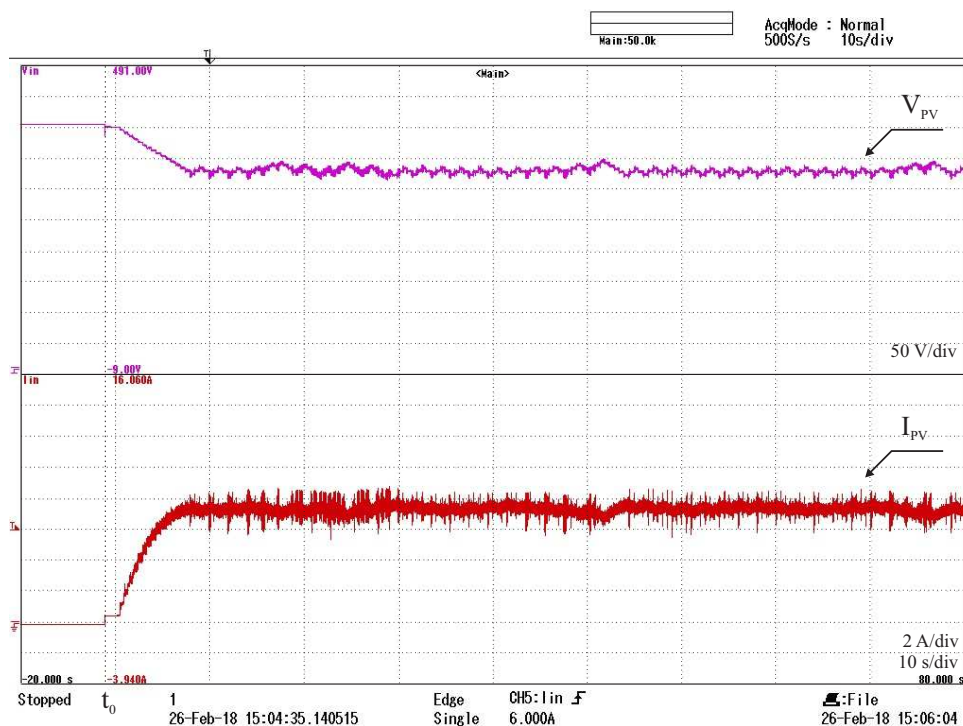
4.2.4 Resultados Experimentais

Com base nos novos ganhos projetados foi possível obter resultados experimentais, entretanto, como já mencionado há *ripples* de tensão e corrente consideráveis que podem interferir no controle do sistema. As escalas dos resultados obtidos estão configuradas da seguinte forma: tensão em 50 V/div, de corrente em 2 A/div e de tempo em 10 s/div.

Os resultados foram obtidos para as técnicas IC e MIC, onde a técnica IC serviu como intermediária à técnica MIC, como já mencionado. Na Figura 62 é apresentado o resultado da técnica IC com um passo de tensão de $\Delta V = 5$ V. A janela mostra o tempo de 100s, onde nos 9 primeiros segundos o controle está desativado. Após a ativação do controle, t_0 , a busca pelo MPP é iniciada levando 10 s até que MPP seja alcançado. O mesmo tempo foi observado em simulação (Figura 60). Como já dito, no Capítulo 2, a condição $\left(\frac{dI}{dV} + \frac{I}{V}\right) = 0$ (Figura 14) dificilmente será satisfeita, de tal maneira que esta técnica se comporta de forma similar a técnica P&O. Como o passo é de 5 V, a variação em torno do MPP (321,1 V) está entre 317 V e 327 V. É possível observar também que em alguns instantes (entre os segundos 26 e 27, 58 e 63, e 95 e 98) há variações que se distanciam do MPP. Isso pode ter ocorrido devido a instabilidade do controle da fonte *Chroma*, interferindo no controle e MPPT do conversor *buck-boost*. Em

um painel fotovoltaico real não é observável tal instabilidade. Vale o comentário de que o termo de instabilidade aqui utilizado não se refere a um dos requisitos para um bom desempenho da técnica em si e sim ao equipamento.

Figura 62 – Resultado experimental da técnica IC com $G = 1000 \text{ W/m}^2$, onde t_0 é o tempo em que o controle é inicializado.

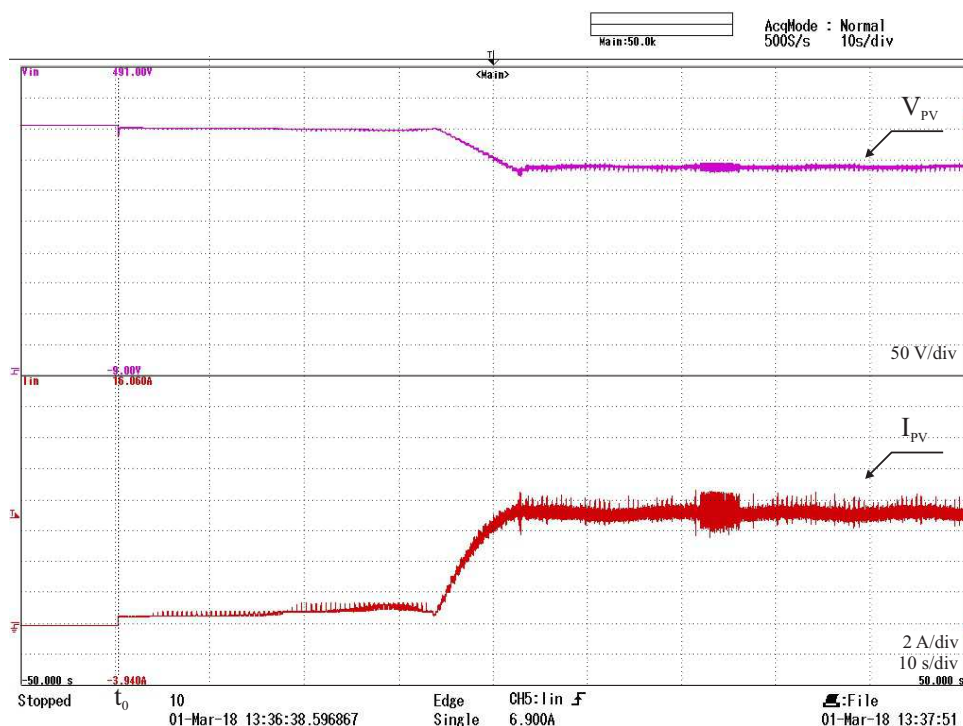


Fonte: Elaborada pelo autor.

Na Figura 63 está disposto o resultado da técnica MIC com um passo de tensão de $\Delta V = 4 \text{ V}$. Nos 10 primeiros segundos o controle está desativado. Após a ativação do controle, t_0 , a busca pelo MPP é iniciada levando cerca de 42 s até que o MPP seja alcançado. Isso porque entre os segundos 10 e 43 não houve grandes variações de tensões para uma busca mais rápida do MPP. Quando há uma variação brusca, a técnica começa a ir para o MPP e isso é observado a partir do segundo 43, levando cerca de 9 s até que o MPP seja atingido. O mesmo tempo foi observado em simulação (Figura 61). Ao atingir o valor de MPP, a tensão tende a permanecer fixa, a menos que haja uma variação muito brusca e ΔL seja maior que o tolerável. O valor da tensão neste ponto é em torno da tensão do MPP. É possível observar também, entre os segundos 72 e 76, que há uma instabilidade possivelmente devido à ruídos de alta frequência não filtrados pelo filtro digital ou possivelmente devido a instabilidade do controle da fonte *Chroma*. Esse ruído é da ordem de 10 V. Na corrente é possível ver que as variações são mais atenuadas devido a escala.

Por meio do *software* da fonte *Chroma* é possível mudar a curva de irradiância, através de uma programação automática ou manual. Foram realizadas duas mudanças: a primeira de 1000 W/m^2 para 400 W/m^2 (Figura 64) e a segunda de 400 W/m^2 para 1000 W/m^2 (Figura 65).

Figura 63 – Resultado experimental da técnica MIC com $\Delta L = 0,0136$ e $G = 1000 \text{ W/m}^2$.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Na Figura 64 a tensão para a irradiância $G = 1000 \text{ W/m}^2$ está em torno do MPP. Ao ser realizada a mudança da curva de irradiância para $G = 400 \text{ W/m}^2$, no segundo 20, há a mudança de tensão e corrente, como esperado, porém fora do MPP. Quando a mudança é feita a tensão na fonte oscila muito possivelmente devido a interferência do *ripple* de tensão. A tensão de MPP, para esta irradiância, é de 309,6 V, entretanto a tensão obtida no experimento foi de 316 V.

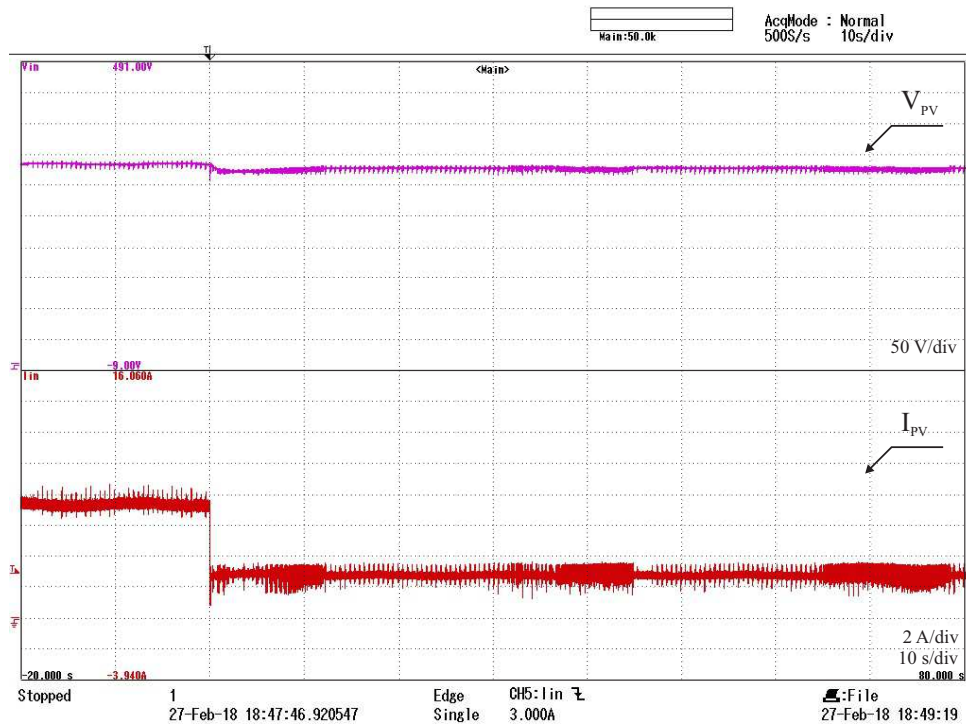
Com a tensão está estabilizada em 316 V, para a irradiância é $G = 400 \text{ W/m}^2$, a mudança na curva de irradiância para $G = 1000 \text{ W/m}^2$ é realizada e a tensão fica em torno do MPP. Em alguns instantes há ruídos de alta frequência que possivelmente não foram filtrados, como já mencionado.

4.3 Conclusão

Neste capítulo foram apresentados os resultados obtidos pelos meios computacional e experimental. Os resultados computacionais foram obtidos por meio das análises realizadas no Capítulo 3 para os ganhos do controlador em termos de estabilidade do sistema. Em termos de classificação a técnica que apresentou melhor desempenho foi a técnica MIC, sendo implementada experimentalmente. Para os resultados experimentais foram apresentados o protótipo experimental, características da bancada, dos componentes e também o projeto para os ganhos do controlador para o experimento.

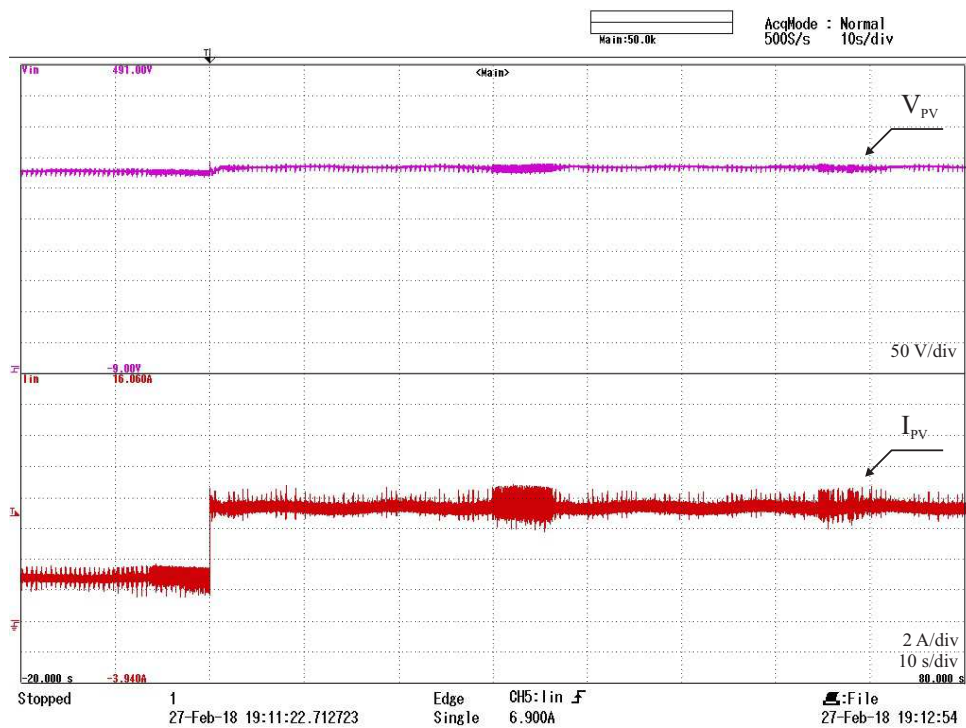
Espera-se que as análises contidas neste capítulo possam contribuir ao meio acadêmico na seleção de técnicas de MPPT para outras possíveis análises e implementação.

Figura 64 – Resultado experimental da técnica MIC com $\Delta L = 0,0136$ e G variando de 1000 W/m^2 para 400 W/m^2 .



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 65 – Resultado experimental da técnica MIC com $\Delta L = 0,0136$ e G variando de 400 W/m^2 para 1000 W/m^2 .



Fonte: Elaborada pelo autor.

5 CONCLUSÕES GERAIS

Esta dissertação abordou a respeito das técnicas do seguimento de máxima potência trazendo uma revisão e uma análise comparativa entre algumas técnicas aplicadas a sistemas fotovoltaicos. Este estudo serve como base para se fazer uma seleção de uma ou várias técnicas para a sua implementação.

De modo geral, no Capítulo 2 foram apresentadas as características de uma célula solar, estendendo-as aos módulos solares fotovoltaicos de maneira sucinta. Além disso, foi feito um estudo onde foram listadas as técnicas de MPPT tomando como base um artigo que abordava sobre a revisão de técnicas MPPT. Por meio deste, foi realizada uma seleção de algumas técnicas com o intuito de avaliar seu funcionamento em sistemas fotovoltaicos. Para esta avaliação as técnicas foram revisadas para serem implementadas ao conversor escolhido.

No Capítulo 3 foi apresentado o porquê da escolha do conversor *buck-boost*. A modelagem de pequenos sinais foi realizada dentro de parâmetros adotados, dentre eles foi a escolha de 1 painel. Dispondo dos valores dos componentes do circuito, o projeto dos ganhos do controlador PI foi feito para o controle de tensão de entrada. Os ganhos para este controle foram definidos de maneira que não violasse as condições de estabilidade do sistema. A partir disso, foram feitas as análises das técnicas de MPPT.

No Capítulo 4 foram apresentados os resultados de simulação com base nos ganhos do controlador e com o conversor definido, ressaltando que o objetivo deste era apenas estudar a eficiência das técnicas. Para tal estudo definiu-se uma taxa de amostragem fixa variando os valores dos incrementos de modo que se observasse a importância de tais parâmetros em relação a eficiência da técnica. As técnicas foram revisadas no Capítulo 2, e então aplicadas ao conversor *buck-boost* com uma bateria fixa na saída do conversor. Diante disso, a técnica MIC foi escolhida como a melhor técnica devido ao seu desempenho em termos de resposta dinâmica, eficiência e pequeno erro em estado estacionário, além de ser também estável e robusta às perturbações. Sendo assim, esta técnica foi implementada experimentalmente a fim de observar seu comportamento e para a sua validação.

Houve um pouco de dificuldade para a obtenção desses resultados devido ao *ripple* de tensão da fonte emuladora de painel fotovoltaico. Dentro desta situação não prevista, foi necessário mudar a faixa de tensão. Consequentemente, fez-se necessário mudar os ganhos dos controladores para a nova situação, implementá-los computacionalmente e experimentalmente, e fazer as análises dos resultados. Observou-se que a implementação da técnica MIC, diante do *ripple* existente, se torna um tanto difícil devido a dificuldade de encontrar uma faixa de valor tolerável adequada. Isso pode ser visto para os casos em que houve variação de irradiância, pois devido a essa dificuldade de se optar por um valor adequado de tolerância, os resultados não foram satisfatórios quanto o esperado.

Sugestões de trabalhos Futuros

Um estudo mais detalhado da eficiência com o MPPT em padrões de curvas reais de irradiância é pertinente para a observação do comportamento da potência dos painéis fotovoltaicos mediante essas variações. Outra condição ambiental a ser levada em consideração é a influência do vento no que se diz respeito a temperatura dos painéis fotovoltaicos.

Há um banco de dados, o INMET (Instituto Nacional de Meteorologia), onde disponibilizam diariamente dados de irradiância e temperatura. Além disso, testes com outros modelos de painéis solares seria interessante. Existe um banco de dados disponibilizados pela NREL (*National Renewable Energy Laboratory*) que contêm modelos de painéis fotovoltaicos.

Uma análise de painéis que se adequem as condições climáticas de uma região e abordando as especificações deste painel, se possível, seria interessante.

Outro estudo importante seria montar um perfil de irradiância de cada região a cunho nacional ou estadual e fazer uma análise das técnicas e verificar qual é a mais adequada dentro de um perfil.

Esses estudos podem ser continuados com a mesma bancada experimental que se encontra no laboratório do GEPAE (Grupo de Eletrônica de Potência e Acionamentos Elétricos), tendo sido desenvolvida durante esse mestrado.

REFERÊNCIAS

ALQAHTANI, A. H.; ABUHAMDEH, M. S.; ALSMADI, Y. M. A simplified and comprehensive approach to characterize photovoltaic system performance. In: *Energytech IEEE*. Ohio, USA: [s.n.], 2012. p. 1–6. Citado na página 26.

ANEEL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Resolução normativa nº 482, de 17 de abril de 2012*. 2016. Disponível em: <www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em: 16 de nov. de 2016 as 21:51. Citado na página 21.

ANEEL. 2018. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 16 de abr. de 2018 as 18:06. Citado na página 21.

AZEVEDO, G. M. S. *Sistema de conversão de energia fotovoltaica com compensação baseada em corrente e tensão*. Dissertação (Dissertação de Mestrado) — Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, Brasil, 2007. Citado 3 vezes nas páginas 34, 41 e 42.

BARBI, I. *Modelagem de conversores cc-cc empregando modelos médio em espaços de estados*. Florianópolis, Santa Catarina: [s.n.], 2015. Citado na página 52.

CAVALCANTI, M. C. et al. Comparative study of maximum power point tracking techniques for photovoltaic systems. *Eletrônica de Potência*, v. 12, p. 438–448, 2007. Citado 2 vezes nas páginas 34 e 35.

CHODOS, A. *April 25, 1954: Bell Labs Demonstrates the First Practical Silicon Solar Cell*. APS PHYSICS, 2009. Disponível em: <<http://www.aps.org/publications/apsnews/200904/physicshistory.cfm>>. Acesso em: 20 de ago. de 2017 as 15:28. Citado na página 20.

COELHO, R. F. *Estudo dos conversores buck e boost aplicados ao rastreamento de máxima potência de sistemas solares fotovoltaicos*. Dissertação (Dissertação de Mestrado) — Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, Brasil, 2008. Citado 2 vezes nas páginas 49 e 50.

COELHO R. F.; MARTINS, D. C. A study of the basic dc-dc converters applied in maximum power point tracking. In: *Power Electronics Conference, 2009. COBEP '09. Brazilian*. Bonito-Mato Grosso do Sul, Brazil: [s.n.], 2009. p. 673–678. Citado na página 49.

DINÇER, F. The analysis on photovoltaic electricity generation status, potential and policies of the leading countries in solar energy. *ELSEVIER Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 15, p. 713–720, 2011. Citado na página 20.

ERICKSON, R. W.; MAKSIMOVIC, D. *Fundamentals of Power Electronics*. 2. ed. Boulder, Colorado: Kluwer Academic, 2004. Citado na página 52.

JAIN, S.; AGARWAL, V. A new algorithm for rapid tracking of approximate maximum power point in photovoltaic systems. *IEEE TRANSACTIONS POWER ELECTRONICS LETTERS*, v. 2, 2004. Citado na página 39.

KIM, S.-Y. et al. An effective pos mppt control method for pv power generation system. In: *International Conference on Electrical Machines and Systems*. Tokyo, Japan: [s.n.], 2009. p. 1–6. Citado na página 47.

LEE, S.-Y. et al. The experimental analysis of the grid- connected pv system applied by pos mppt. In: *International Conference on Electrical Machines and Systems*. Seoul, Korea (South): [s.n.], 2007. p. 1–6. Citado na página 47.

LIU, C.; WU, B.; CHEUNG, R. Advanced algorithm for mppt control of photovoltaic systems. 2004. Disponível em: <<http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download;jsessionid=14AF89FFB55B2B0E5E6332427323E833?doi=10.1.1.667.7977&rep=rep1&type=pdf>>. Acesso em: 19 de dez. de 2016. Citado na página 37.

MEI, Q. et al. A novel improved variable step-size incremental resistance mppt method for pv system. *IEEE TRANSACTIONS POWER ELECTRONICS LETTERS*, v. 58, 2011. Citado 2 vezes nas páginas 43 e 46.

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 terinal de painéis fotovoltaicos*. Dissertação (Dissertação de Mestrado) — Programa de Engenharia Elétrica e de Computadores, Escola de Engenharia de São Carlos, São Carlos, Brasil, 2012. Citado na página 30.

MOHAN, N.; UNDERLAND, T. M.; ROBBINS. *Power Electronics: Converters, Applications, and design*. 2. ed. Wiley: Wiley, 2002. Citado na página 51.

OGATA, K. *Modern Control Engineering*. 4. ed. New Jersey: Pretence Hall: Aeezh, 2002. Citado na página 57.

OLIVEIRA, K. C. *Avaliação da conversão da energia fotovoltaica em sistemas isolados*. Dissertação (Dissertação de Mestrado) — Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, Brasil, 2007. Citado 6 vezes nas páginas 20, 34, 35, 36, 38 e 41.

M. W. PARK. *Control apparatus and method of sensless MPPT control for photovoltaics power generation system*. 2008. US20080203994A1. Citado na página 47.

PEREIRA, E. B. et al. *Atlas brasileiro de energia solar*. 2. ed. São José dos Campos - SP: [s.n.], 2017. ISBN 978-85-17-00089-8. Disponível em: <http://ftp.cptec.inpe.br/labren/publ/livros/Atlas_Brasileiro_Energia_Solar_2a_Edicao.pdf>. Acesso em: 21 de out. de 2017 as 22:05. Citado na página 21.

RAWAT, R.; CHANDEL, S. S. Review of maximum-power-point tracking techniques for solar-photovoltaic system. *Renewable and Sustainable Energy Rewiews*, v. 1, p. 438–448, 2013. Citado 4 vezes nas páginas 34, 35, 36 e 41.

REMY, G. et al. Review of mppt techniques for photovoltaics systems. 2009. Disponível em: <<http://publilgep.geeps.centralesupelec.fr/papers/000577.pdf>>. Acesso em: 05 de jan. de 2017. Citado na página 34.

SILVA, E. A. *Técnicas de estimação de parâmetros de módulos fotovoltaicos*. Dissertação (Dissertação de Mestrado) — Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, Brasil, 2015. Citado 2 vezes nas páginas 20 e 28.

SILVA, E. A. et al. An eight-parameter adaptive model for the single diode equivalent circuit based on the photovoltaic module's physics. *IEEE Journal of Photovoltaics*, v. 7, p. 1115–1123, 2017. Citado na página 27.

SMITH, W. Effect of light on selenium during the passage of an electric current. *Nature*, v. 20, p. 303, 1873. Citado na página 20.

SUBUDHI, B.; PRADHAN, R. A comparative study on maximum power point tracking techniques for photovoltaic power system. *IEEE TRANSACTIONS POWER ELECTRONICS LETTERS*, v. 4, 2013. Citado 2 vezes nas páginas 32 e 37.

VERMA, D. et al. Maximum power point tracking (mppt) techniques: Recapitulation in solar photovoltaic systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 54, p. 1018–1034, 2016. Citado 2 vezes nas páginas 31 e 37.

XIAO, W.; DUNFORD, W. G. A modified adaptive hill climbing mppt method for photovoltaic power system. In: *IEEE 35th Annual Power Electronics Specialists Conference*. [S.l.: s.n.], 2004. v. 3, p. 1957 – 1963. Citado 3 vezes nas páginas 29, 34 e 35.