



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CAMPUS DE SOBRAL
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA E DE
COMPUTAÇÃO**

MIQUÉIAS SILVA ARAÚJO

**PROPOSTA DE ALGORITMOS DE MPPT EM UM SISTEMA FOTOVOLTAICO
ISOLADO SOBRE CONDIÇÕES DE SOMBREAMENTO UNIFORME E PARCIAL**

SOBRAL

2018

MIQUÉIAS SILVA ARAÚJO

**PROPOSTA DE ALGORITMOS DE MPPT EM UM SISTEMA FOTOVOLTAICO
ISOLADO SOBRE CONDIÇÕES DE SOMBREAMENTO UNIFORME E PARCIAL**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e da Computação da Universidade Federal do Ceará, como requisito à obtenção do título de mestre em Engenharia Elétrica e da Computação. Área de concentração: Sistemas de Energia e subárea: Inteligência Computacional Aplicada a Sistemas de Energia.

Orientador: Prof. Dr. Márcio André Baima Amora.

Coorientador: Prof. Dr. Edilson Mineiro Sá Júnior.

SOBRAL

2018

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Biblioteca Universitária
Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

A69p

Araújo, Miquéias Silva.

Proposta de Algoritmos de MPPT em um Sistema Fotovoltaico Isolado sobre Condições de Sombreamento Uniforme e Parcial / Miquéias Silva Araújo. – 2018.
110 f. : il. color.

Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Ceará, Campus de Sobral, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Computação, Sobral, 2018.

Orientação: Prof. Dr. Márcio André Baima Amora.

Coorientação: Prof. Dr. Edilson Mineiro Sá Júnior.

1. Sistema Fotovoltaico. 2. MPPT. 3. GMPPT. 4. Inteligência Computacional. I. Título.

CDD 621.3

MIQUÉIAS SILVA ARAÚJO

**PROPOSTA DE ALGORITMOS DE MPPT EM UM SISTEMA FOTOVOLTAICO
ISOLADO SOBRE CONDIÇÕES DE SOMBREAMENTO UNIFORME E PARCIAL**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e da Computação da Universidade Federal do Ceará, como requisito à obtenção do título de mestre em Engenharia Elétrica e da Computação. Área de concentração: Sistemas de Energia e subárea: Inteligência Computacional Aplicada a Sistemas de Energia.

Aprovada em: ___/___/_____.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Márcio André Baima Amora (Orientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Edilson Mineiro Sá Junior (Coorientador)
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Ceará (IFCE)

Prof. Dr. Kléber César Alves de Souza
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Ceará (IFCE)

Prof. PhD. Fernando Luiz Marcelo Antunes
Universidade Federal do Ceará (UFC)

A Deus.

A minha família.

AGRADECIMENTOS

Ao Deus Todo-Poderoso cujo Espírito Santo habita em mim e me guia, dele provêm à perfeita sabedoria e verdade.

À minha mãe, Adriana Araújo, pelo exemplo de mulher virtuosa e sábia. Que seus dias sejam muitos e repletos de regozijo.

Ao restante da minha família, que sempre me apoiou. Obrigado: Mirian, Lídia, Júnior e Ísis. Obrigado Família Comunhão: Meus líderes e amigos Pr. Claudinei Santos e Pra. Rafaela Santos. Além de todos os irmãos que Jesus me presenteou. Essa vitória é nossa.

Aos amigos que tive a honra de conhecer em Sobral. E aos colegas da turma de mestrado, pelas reflexões, críticas e sugestões recebidas. Aos docentes e funcionários do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Computação.

Ao Prof. Dr. Márcio André Baima Amora pela excelente orientação e pela amizade fincada nesses anos de pesquisa.

Ao Prof. Dr. Edilson Mineiro Sá Junior pela honra de ter aceitado a coorientação desse trabalho. Sem dúvidas, a excelência desse trabalho é em parte fruto da exemplar ação desempenhada por esse profissional.

Ao Laboratório de Eletrônica do IFCE pelo excelente ambiente de pesquisa, camaradagem e desenvolvimento tecnológico.

Aos membros da banca examinadora pelo tempo, pelas valiosas colaborações e sugestões.

À CAPES, pelo apoio financeiro com a manutenção da bolsa de auxílio.

“Do nascimento do sol até ao ocaso, louvado
seja o nome do Senhor.” (Salmos 113:3)

RESUMO

Este trabalho faz o estudo de algoritmos de rastreamento do máximo ponto de potência (*Maximum Power Point Tracking* - MPPT) aplicados em um sistema fotovoltaico isolado quando este está sobre condições de sombreamento uniforme (USC) e sobre condições de sombreamento parcial (PSC). É realizada a análise dos mais citados algoritmos de MPPT da literatura, quando o sistema fotovoltaico está sobre USC, e propostos novos algoritmos de MPPT. Os algoritmos propostos utilizam conceitos de inteligência computacional, como: algoritmo meta-heurístico de busca harmônica, controlador com lógica *fuzzy* e lógica *fuzzy* adaptativa, o que permite uma alta eficiência de rastreamento. Os algoritmos de MPPT são ainda comparados com outros algoritmos indicados na literatura. Quando sobre PSC, a literatura apresenta outros algoritmos de MPPT, normalmente, denominados algoritmos de rastreamento do máximo ponto de potência global (*Global Maximum Power Point Tracking* - GMPPT). Além da revisão bibliográfica de algoritmos de GMPPT, este trabalho propõe um novo algoritmo. Esse novo algoritmo de GMPPT é de simples implementação, de rápido rastreamento e de baixo esforço computacional. Os resultados mostraram que os algoritmos de MPPT e GMPPT propostos possuem diversas vantagens, como: alta eficiência e grande velocidade de convergência.

Palavras-chave: Sistema Fotovoltaico. MPPT. GMPPT. Inteligência Computacional.

ABSTRACT

This work investigates maximum power point tracking (MPPT) algorithms applied to an isolated photovoltaic system when it is under uniform shaded conditions (USC) and under partial shaded conditions (PSC). It is performed the analysis of the most cited MPPT algorithms in the literature, when the photovoltaic system is on USC, and proposed new MPPT algorithms. The proposed algorithms use computational intelligence concepts, such as: meta-heuristic harmonic search algorithm, fuzzy logic controller, and adaptive fuzzy logic. This allows for a high efficiency of tracking. The MPPT algorithms are still compared with other algorithms indicated in the literature. When on PSC, the literature presents other MPPT algorithms, usually referred to as Global Maximum Power Point Tracking (GMPPT) algorithms. In addition to the bibliographic review of GMPPT algorithms, this work proposes a new algorithm. This new GMPPT algorithm is simple to deploy, fast track, and low computational cost. The results showed that the proposed MPPT and GMPPT algorithms have several advantages, such as high efficiency and high convergence speed.

Keywords: MPPT. Photovoltaic System. Computational Intelligence.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Exemplo de um sistema fotovoltaico com MPPT.....	18
Figura 2 - Esquema de um sistema fotovoltaico conectado a rede elétrica ou isolado.	23
Figura 3 - Adição global de sistemas fotovoltaicos no período 2006-2016 em termos de aplicações.....	24
Figura 4 - Potencial de geração solar fotovoltaica.	26
Figura 5 - Potência instalada até primeiro semestre de 2017.	27
Figura 6 - Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica.....	28
Figura 7 - Curva característica de um módulo fotovoltaico.	30
Figura 8 - Curvas características de um módulo fotovoltaico com: a) diferentes irradiações; b) diferentes temperaturas.....	32
Figura 9 - Detalhes de um SPV: a) diodos de by-pass; b) diodos de bloqueio.....	33
Figura 10 - Curva característica de um módulo fotovoltaico em USC e PSC.....	34
Figura 11 - Fluxograma do algoritmo P&O.	36
Figura 12 - Fluxograma do algoritmo IncCond.....	38
Figura 13 - Exemplo de fuzzyficação.....	40
Figura 14 - Partes básicas do FLC.....	40
Figura 15 - Fuzzyficação de elemento real X0: a) crisp; b) com ruído.....	41
Figura 16 - Configuração básica para as técnicas: FLC, AFLC e HSLF.....	47
Figura 17 - Fluxograma do algoritmo HS.	48
Figura 18 - Fluxograma do algoritmo HS aplicado no AFLC.....	52
Figura 19 - Fluxograma do AFLC como MPPT, utilizando HS (HSLF e HSL).	52
Figura 20 - Visão geral dos algoritmos de MPPT estudados.....	53
Figura 21 - Casos de PSC no arranjo e em seus módulos PV.....	61
Figura 22 - Fluxograma do algoritmo R-GMPPT.	64
Figura 23 - Fluxograma do algoritmo HC-MODIFICADO.	65
Figura 24 - Fluxograma do GMPPT proposto.....	67
Figura 25 - SPV utilizado para análise dos algoritmos de MPPT.....	70
Figura 26 - Condições de Teste 1 para avaliação do algoritmo de MPPT.....	71
Figura 27 - Comparação dos algoritmos de MPPT: P&O, IncCond, FLC e AFLC.	72
Figura 28 - Diferença de sinais: a) FLC e IncCond; b) FLC e P&O; c) FLC e AFLC.....	72
Figura 29 - Comparação dos algoritmos de MPPT: FLC, AFLC e HSLF.....	73
Figura 30 - Diferença de sinais: a) HSLF e FLC; b) HSLF e AFLC.....	74
Figura 31 - Comparação dos algoritmos de MPPT: AFLC, HSLF e HSL.	75

Figura 32 - Diferença de sinais: a) HSL e AFLC; b) HSL e HSLF.	75
Figura 33 - Condições de Teste 2 para avaliação do algoritmo de MPPT.	76
Figura 34 - Comparação dos algoritmos de MPPT: HSLF, HSL e FLC.	76
Figura 35 - Comparativo entre as curvas características do módulo KD210TM do datasheet com a simulação.	77
Figura 36 - Foto dos diodos de by-pass do módulo KD210TM.	78
Figura 37 - Verificação da influência dos diodos de by-pass em um módulo PV: a) Células sombreadas; b) Experimento prático.	79
Figura 38 - Validação experimental da influência dos diodos de by-pass em um módulo PV.	79
Figura 39 - Curva p-v para comparação do erro de estimativa de picos de potência.	80
Figura 40 - Comparação do erro de estimativa dos picos de potência com $T=55^{\circ}\text{C}$	81
Figura 41 - Influência da temperatura na curva p-v quando o arranjo PV está sobre PSC.	81
Figura 42 - Comparação do erro de estimativa dos picos de potência com $T=70^{\circ}\text{C}$	82
Figura 43 - SPV utilizado para análise dos algoritmos de GMPPT.	82
Figura 44 - Resultado do GMPPT para o teste 1.	84
Figura 45 - Resultado do GMPPT para o teste 2.	85
Figura 46 - Resultado do GMPPT para o teste 3.	86
Figura 47 - Detalhes das células PV para um SPV com seis módulos KD210TM.	86
Figura 48 - Curva p-v quando cada módulo PV KD210TM está sobre PSC.	87
Figura 49 - Influência no algoritmo proposto ao considerar o número de diodos de by-pass de cada módulo do arranjo PV.	88

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Valores de irradiação para os casos da Figura 10.	34
Tabela 2 - Detecção de PSC e USC.....	58
Tabela 3 - Resumo comparativo dos algoritmos de GMPPT.....	68
Tabela 4 - Parâmetros de projeto para análise de algoritmos de MPPT.	70
Tabela 5: Comparação dos algoritmos de MPPT.....	77
Tabela 6 - Comparação entre as equações de estimativa de picos de potência de três algoritmos de GMPPT.	80
Tabela 7 - Parâmetros de projeto para análise de algoritmos de GMPPT.	83
Tabela 8 - Testes para validação do algoritmo de GMPPT.....	83
Tabela 9 - Distribuição de irradiação em cada célula PV de cada módulo PV KD210TM.....	87

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AFLC	Controlador com Lógica Fuzzy Adaptativa (<i>Adaptive Fuzzy Logic Controller</i>)
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CC-CC	Conversor de Corrente Contínua para Corrente Contínua
FLC	Controlador com Lógica Fuzzy (<i>Fuzzy Logic Controller</i>)
GMPP	Ponto de Máxima Potência Global (<i>Global Maximum Power Point</i>)
GMPPT	Rastreamento do Ponto de Máxima Potência Global (<i>Global Maximum Power Point Tracking</i>)
HC	Algoritmo Descendo a Montanha (<i>Hill Climbing</i>)
HS	Algoritmo Busca Harmônica (<i>Harmony Search</i>)
HSL	Algoritmo híbrido Busca Harmônica-Lyapunov (<i>Harmony Search-Lyapunov</i>)
HSLF	Algoritmo híbrido Busca Harmônica-Lyapunov-Difuso (<i>Harmony Search-Lyapunov-Fuzzy</i>)
IncCond	Algoritmo Condutância Incremental
LMPP	Ponto de Máxima Potência Local (<i>Local Maximum Power Point</i>)
MPP	Ponto de Máxima Potência (<i>Maximum Power Point</i>)
MPPT	Rastreamento do Ponto de Máxima Potência (<i>Maximum Power Point Tracking</i>)
P&O	Algoritmo Perturbe e Observa
PSC	Condições de Sombreamento Parcial (<i>Partial Shading Conditions</i>)
PSO	Algoritmo de Enxames de Partículas (<i>Particle Swarm Optimization</i>)
SISO	Única Entrada e Única Saída (<i>Single Input Single Output</i>)
SPV	Sistema Fotovoltaico (<i>System Photovoltaic</i>)
STC	Condições Padrões de Teste (<i>Standard Test Conditions</i>)
USC	Condições de Sombreamento Uniforme (<i>Uniform Shading Conditions</i>)

LISTA DE SÍMBOLOS

α_I	Coeficiente de temperatura da corrente de curto-circuito
$\alpha(\vec{x})$	Função de ativação das regras <i>fuzzy</i>
α_V	Coeficiente de temperatura da tensão de circuito aberto
δ	Incremento de tensão
$\mu(x)$	Função de pertinência
D_1, D_2, D_3	Diodos de <i>by-pass</i> do módulo fotovoltaico KD210TM
G	Valor da irradiação
G_{STC}	Valor da irradiação para condições de teste padrão
I	Corrente na saída do painel fotovoltaico
I_{cell}	Corrente na saída da célula fotovoltaica
I_{MPP}	Corrente no ponto de máxima potência
I_{PV}	Corrente gerada pelo módulo fotovoltaico
$I_{ph,cell}$	Corrente gerada pela célula fotovoltaica
$I_{ph,STC}$	Corrente gerada pelo módulo fotovoltaico em condições padrões de teste
I_{SAT}	Corrente de saturação reversa do módulo fotovoltaico
$I_{SAT,cell}$	Corrente de saturação reversa da célula fotovoltaica
I_{SC}	Corrente de curto-circuito do módulo fotovoltaico
k_B	Constante de Boltzman
k_{CV}	Valor para estimativa dos picos de potência
MPP_{STC}	Ponto de máxima potência em condições de teste padrão
n	Fator de idealidade do diodo
$N_{P,cell}$	Número de células em paralelo no módulo fotovoltaico
$N_{S,cell}$	Número de células em série no módulo fotovoltaico
P	Potência elétrica
R_S	Resistência em série do módulo fotovoltaico
$R_{S,cell}$	Resistência em série da célula fotovoltaica
R_P	Resistência em paralelo do módulo fotovoltaico
$R_{P,cell}$	Resistência em paralelo da célula fotovoltaica
q	Carga elementar do elétron
T	Temperatura

T_{STC}	Temperatura em condições de teste padrão
u_c	Sinal de controle <i>fuzzy</i>
u_s	Sinal supervisorio do controlador de lógica <i>fuzzy</i> adaptativo
v	Ganho de adaptação
V_{cell}	Tensão na saída da célula fotovoltaica
V_{MPP}	Tensão no ponto de máxima potência
V_{OC}	Tensão de circuito aberto do módulo fotovoltaico
$V_{OC,S}$	Tensão de circuito aberto do arranjo fotovoltaico
$V_{OC,STC}$	Tensão de circuito aberto do módulo fotovoltaico em condições de teste padrão
V_{PV}	Tensão gerada pelo módulo fotovoltaico
$V_{T,cell}$	Potencial térmico da célula fotovoltaica
V_T	Potencial térmico
y_{ref}	Sinal de saída de referência

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	17
1.1 Motivação	19
1.2 Desenvolvimento da Pesquisa	19
1.3 Contribuições da Pesquisa	20
1.3.1 Produção Científica	21
1.4 Organização do Documento	22
2 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	23
2.1 Energia solar fotovoltaica no Brasil e no mundo	25
2.2 Características de um sistema fotovoltaico	28
2.3 Sistema fotovoltaico sobre condições de sombreamento uniforme	31
2.4 Sistema fotovoltaico sobre condições de sombreamento parcial	32
2.5 Conclusões	35
3 ALGORITMOS DE MPPT	36
3.1 Algoritmos P&O e IncCond	36
3.2 Algoritmo FLC como MPPT	38
3.2.1 Lógica Difusa	38
3.2.2 Aplicação da Lógica Difusa como MPPT	42
3.3 Algoritmo AFLC aplicado como MPPT	43
3.3.1 Modelagem matemática do AFLC	44
3.3.2 Algoritmo Busca harmônica	48
3.3.3 Proposta dos Algoritmos de MPPT HSLF e HSL	50
3.4 Visão geral dos algoritmos de MPPT estudados	53
3.4 Conclusões	55
4 ALGORITMOS DE GMPPT	56
4.1 Modelagem matemática	58
4.2 Algoritmos R-GMPPT e HC-MODIFICADO	63
4.3 Algoritmo de GMPPT proposto	66
4.4 Conclusões	68
5 RESULTADOS DE SIMULAÇÕES E EXPERIMENTAIS	70
5.1 Comparativo entre os algoritmos de MPPT estudados	70
5.2 Resultados Experimentais	77
5.3 Comparativo entre os algoritmos de GMPPT estudados	80
5.4 Conclusões	88
6 CONCLUSÃO GERAL E RECOMENDAÇÕES DE TRABALHOS FUTUROS	90

6.1 Conclusão Geral.....	90
6.2 Recomendações de Trabalhos Futuros.....	93
REFERÊNCIAS	94
APÊNCIDE A – CÓDIGOS DOS ALGORITMOS PROPOSTOS DE MPPT NO MATLAB	100
APÊNCIDE B – CÓDIGO DO ALGORITMO PROPOSTO DE GMPPT NO PSIM... 	107

1 INTRODUÇÃO

A história da humanidade revela que a energia elétrica ultrapassou os limites de um produto comercializável para um direito, frente às virtudes que a mesma apresenta. Concomitantemente, políticas públicas atuais avançam em não apenas garantir que a eletricidade seja acessível universalmente, mas também que as etapas que compõe seu fornecimento apresentem menores danos ao meio ambiente. Nesse sentido, as últimas décadas revelam um crescimento considerável de energias renováveis para geração elétrica.

Segundo REN21 (2017), em 2016, a capacidade de energia renovável adicionada anualmente superou a capacidade adicionada de todos os combustíveis fósseis combinados. Nesse contexto, a capacidade de energia solar fotovoltaica (*photovoltaic* - PV) no mundo apresentou uma ascensão anual de 50%. Sendo ainda estimado para os próximos cinco anos, que a energia solar fotovoltaica apresente as maiores adições de capacidade anual para energias renováveis, superando a energia eólica e hidráulica (IEA, 2017).

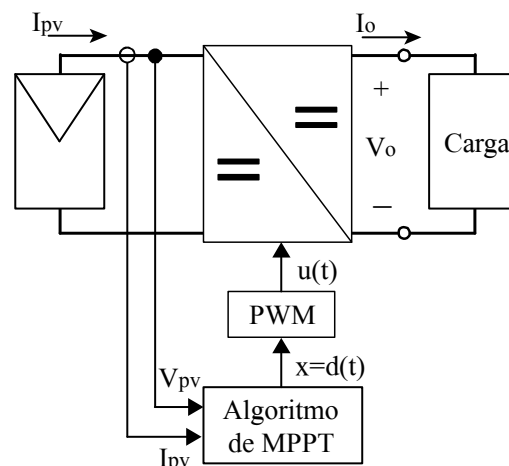
Embora o crescimento do uso de energia solar fotovoltaica seja evidente, esta fonte de energia ainda apresenta baixa eficiência e direta dependência das condições de operação, como irradiação e temperatura. O que impede um maior crescimento de seu uso. A curva característica potência-tensão (p-v) do módulo PV traduz essas duas características. Em condições padrões de teste (*Standard Test Conditions* - STC) o módulo PV apresenta uma curva p-v com apenas um ponto de máxima potencia (*Maximum Power Point* - MPP), o que facilita o rastreamento do MPP (*Maximum Power Point Tracking* - MPPT).

Como descrito em (FEMIA *et al.*, 2013), devido a inerente variabilidade no tempo do MPP causada por mudanças nas condições de operação, a probabilidade de que o gerador PV forneça a potência máxima a qualquer hora do dia é próxima à zero. Portanto, para que um sistema gerador PV opere no MPP é necessário um sistema de controle dedicado. Este sistema de controle dedicado, normalmente, é dado por um conversor CC-CC, que iguala a impedância da carga e da fonte, sendo controlado por um algoritmo de MPPT.

Dentre as topologias de conversores CC-CC, as topologias *boost* e *buck* são as mais usadas por aplicações de MPPT pela simplicidade que possuem (ESPINOSA, 2017). Além disso, em aplicações onde a isolação galvânica não é requerida, o conversor *boost* convencional é geralmente utilizado devido sua estrutura simples (SHMITZ, 2017). Assim, o presente trabalho adotou o conversor CC-CC *boost* para aplicação de MPPT. A Figura 1 mostra um exemplo de sistema fotovoltaico com MPPT. Conforme indicado pela Figura 1, o algoritmo de MPPT pode atuar no conversor CC-CC através do valor de razão cíclica $d(t)$

que ajusta o sinal de modulação por largura de pulso (*Pulse Width Modulation* - PWM) $u(t)$ controlando o conversor CC-CC. A Figura 1 deixa evidente a atuação do conversor CC-CC como ponte para ajuste de impedâncias entre a fonte fotovoltaica e a carga.

Figura 1 - Exemplo de um sistema fotovoltaico com MPPT.



Fonte: Adaptado de Femia *et al.* (2013).

Em condições reais de operação, em que vários módulos são conectados, pode ocorrer sombreamento nos módulos que compõe o arranjo fotovoltaico, o que pode resultar em uma curva p-v com vários picos de potência. Sendo o maior pico de potência denominado ponto de máxima potência global (*Global Maximum Power Point* - GMPP) e os restantes denominados pontos de máxima potência local (*Local Maximum Power Point* - LMPP) (HANIHARAN *et al.*, 2016; BATZELIS *et al.*, 2014).

O sombreamento no arranjo PV pode ocorrer em condição uniforme (*Uniform Shading Conditions* - USC) ou em condição parcial (*Partial Shading Conditions* - PSC). Em USC os níveis de irradiação são iguais em todos os módulos. Em PSC os níveis de irradiação não são uniformes nos módulos, o que pode gerar vários LMPP e dificulta o rastreamento do GMPP (*Global Maximum Power Point Tracking* - GMPPT).

O presente trabalho faz o estudo de algoritmos de MPPT e GMPPT. Para algoritmos de MPPT, além do estudo dos principais algoritmos apresentados pela literatura são apresentados dois algoritmos desenvolvidos pelo autor, que utilizam técnicas de inteligência computacional a fim de oferecer um rápido rastreamento do MPP mesmo em mudanças bruscas das condições ambientais que o arranjo está exposto. É realizado ainda um estudo dos algoritmos de GMPPT apresentados pela literatura e proposto um novo algoritmo. O novo algoritmo utiliza uma equação de estimativa dos picos da curva p-v quando o arranjo está

sobre PSC. O algoritmo de GMPPT proposto apresentou bons resultados quando comparado a dois algoritmos recentes e considerados rápidos pela literatura.

1.1 Motivação

O rastreamento do ponto de maior potência da curva p-v do arranjo PV permite maior geração de energia elétrica durante todo o período útil do dia. O rastreamento acontece, principalmente, através de algoritmos de MPPT e GMPPT. Para algoritmos de MPPT algumas características são necessárias: i) capacidade de encontrar o MPP; ii) rápido rastreamento do MPP mesmo para mudanças bruscas de irradiação; iii) menor necessidade do conhecimento do sistema PV pelo projetista; iv) baixo número de sensores. Para algoritmos de GMPPT outras características merecem destaque: i) capacidade de rastrear o GMPP; ii) detecção de PSC e USC; iii) capacidade de estimar os picos da curva p-v com alta precisão; iv) baixo número de sensores.

A motivação principal do presente trabalho é o estudo e a proposta de algoritmos de MPPT e GMPPT que possuam as características citadas. Além de contribuir com uma nova equação para estimativa dos picos de potência da curva p-v, quando o arranjo PV está sobre PSC. O que aumenta significativamente a velocidade e capacidade do algoritmo GMPPT.

1.2 Desenvolvimento da Pesquisa

O presente trabalho apresenta o estudo e a proposta de algoritmos de MPPT e GMPPT aplicados em um sistema PV isolado. Para isso, várias etapas foram seguidas no desenvolvimento da pesquisa. A seguir essas etapas serão comentadas.

Inicialmente, foi feita uma revisão bibliográfica dos principais algoritmos de MPPT propostos pela literatura. Foi observado que três se destacam: Perturba e Observa (P&O), Condutância Incremental (IncCond) e Controlador com Lógica Fuzzy (FLC). Desses três, o algoritmo FLC aplicado como MPPT apresenta maior velocidade de rastreamento do MPP, mesmo para bruscas mudanças de irradiação e exige poucos sensores para seu funcionamento.

Contudo, o algoritmo de MPPT com FLC exige o conhecimento do especialista nas suas etapas constituintes: *fuzzyficação*, *regras fuzzy* e *defuzzyficação*. Com isso, foi realizado um estudo de algoritmos de MPPT com AFLC (*Adaptive Fuzzy Logic Controller – AFLC*). Foi verificado que apesar do caráter adaptativo do AFLC através de um sinal de controle *fuzzy* e sinal supervisor, o AFLC ainda apresenta uma estrutura *fuzzy* fixa. Como

solução, foi proposto um novo algoritmo AFLC, que utiliza o algoritmo metaheurístico de busca harmônica (*Harmony Search* - HS), cujas características de improvisação e adaptação permitem aumentar o desempenho do AFLC convencional, além de gerar uma estrutura *fuzzy* ótima. Logo, esse é um algoritmo híbrido de lógica *fuzzy* adaptativa estável e busca harmônica (*Harmony Search-Lyapunov-Fuzzy* - HSLF). Um algoritmo de MPPT foi ainda proposto baseado no algoritmo HSLF, denominado algoritmo estável de busca harmônica (*Harmony Search-Lyapunov* - HSL). O algoritmo HSL apenas com a utilização do algoritmo HS dispensa a necessidade de regras *fuzzy*, presentes no HSLF. O que garante menor dependência do conhecimento do especialista.

Os algoritmos de MPPT tornam-se falhos quando o arranjo PV está sobre PSC (PATEL e AGARWAL, 2008). Logo, foi realizado um estudo dos algoritmos de GMPPT. Observou-se que algoritmos de GMPPT eficientes possuíam algumas características intrínsecas, comentadas a seguir.

O mapeamento de todas as coordenadas da curva p-v garante que o GMPP seja encontrado. Contudo, o tempo de rastreamento é diretamente comprometido, tornando-o lento. Logo, o mapeamento apenas dos picos da curva p-v é necessário. Para isso, a literatura mostra uma forma de previsão dos picos de potência por uma equação dependente de um parâmetro, identificado aqui como k_{CV} (WANG *et al.*, 2016; RAMYAR *et al.*, 2017). Através do estudo do comportamento da curva p-v, da modelagem matemática e comprovação experimental foi encontrada uma nova equação para estimativa dos picos, com baixo erro de estimativa. Sendo observado que o valor de k_{CV} , depende das características do módulo, do número de módulos em série no arranjo PV, do número de diodos de *by-pass* do módulo PV e varia com o comportamento da temperatura.

Por fim, foi desenvolvido um novo algoritmo de GMPPT associado à equação de estimativa dos picos. O algoritmo além de simples implementação, apresenta alta precisão e rastreamento rápido do GMPP. Quando comparado com outros algoritmos de GMPPT, o algoritmo proposto mostrou-se superior.

1.3 Contribuições da Pesquisa

Como principais contribuições frutos do estudo desenvolvido nessa dissertação, tem-se:

- Dois novos algoritmos de MPPT foram propostos: HSLF e HSL. Além de apresentarem alta velocidade no rastreamento do MPP, ambos os algoritmos

apresentaram eficiência de rastreamento do MPP maior que 96%;

- Uma nova equação para estimativa dos picos de potência da curva p-v, quando o arranjo PV está sobre PSC. Ela apresenta alta precisão na estimativa dos picos com um erro menor que 5%;
- Um novo algoritmo de GMPPT com alta velocidade de rastreamento do GMPP. Sendo utilizada a equação proposta para estimativa dos picos da curva p-v. Além de simples implementação, baixo esforço computacional e número baixo de sensores.

Outras contribuições secundárias podem ser destacadas:

- Uma revisão bibliográfica foi realizada apresentando algoritmos consagrados e recentes de MPPT e de GMPPT;
- Prova experimental de que o número de picos da curva p-v não depende apenas do número de módulos conectados em série no arranjo PV, mas sim do número de diodos de *by-pass* e da condição de sombreamento em cada módulo PV.

1.3.1 Produção Científica

Durante o desenvolvimento da pesquisa foram gerados os seguintes artigos científicos:

1. **ARAÚJO, M. S.; AMORA, M. A. B. Algoritmo Híbrido de Lógica Fuzzy Adaptativa Estável e Busca Harmônica aplicado como MPPT em um Sistema Fotovoltaico.** Anais...In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE AUTOMAÇÃO INTELIGENTE – SBAI, Porto Alegre, RS, 1 a 4 de Out. de 2017.
2. **ARAÚJO, M. S.; AMORA, M. A. B. Stable Adaptive Fuzzy Hybrid MPPT Technique Employing Lyapunov Theory and Harmonic Search in an Isolated PV System.** IEEE Latin America Transactions, 2017 (*submetido*).

1.4 Organização do Documento

O restante desse documento está organizado em cinco capítulos. No Capítulo 2 é feito um estudo de sistemas fotovoltaicos. Nele é verificado o cenário mundial da utilização da energia fotovoltaica nos recentes anos. É constatada ainda a grande capacidade que o Brasil possui em utilizar sistemas fotovoltaicos para geração elétrica. Além disso, neste capítulo é feito um estudo do comportamento do módulo PV considerando seu modelo matemático e influencia de sombreamento uniforme e parcial na sua saída.

No Capítulo 3 é realizado um estudo de algoritmos de MPPT. Três algoritmos são destacados como os mais utilizados: P&O, IncCond e FLC. É observada uma alta capacidade de rastreamento do MPP, utilizando o algoritmo com FLC, e também verificada a problemática desse método de MPPT. Como solução é proposto dois algoritmos de MPPT: HSLS e HSL.

No Capítulo 4 é realizado um estudo de algoritmos de GMPPT. É destacado os algoritmos de GMPPT mais recentes e citados na literatura. Sendo observadas características principais de um algoritmo ideal de GMPPT. Com base em um estudo do comportamento do módulo PV é proposta uma nova equação capaz de estimar picos da curva p-v. A equação proposta é então utilizada em um algoritmo proposto de GMPPT. Esse algoritmo além de simples implementação, possui detecção de PSC e USC, poucos sensores, alta velocidade no rastreamento do GMPP e baixo esforço computacional.

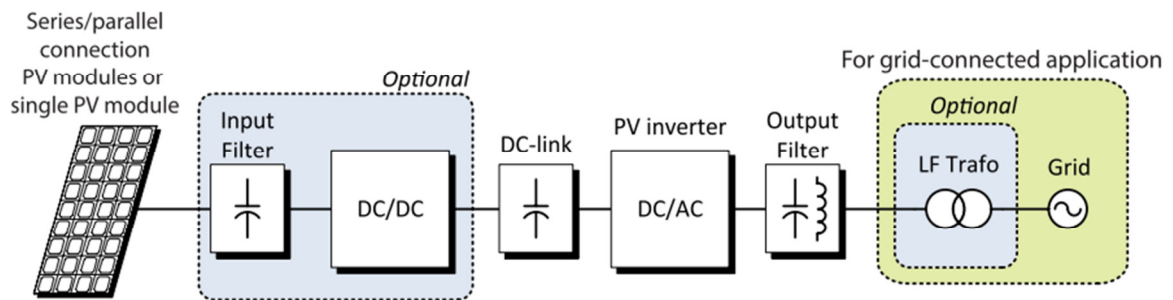
O Capítulo 5 é reservado para realização e análise das simulações e resultados experimentais. Os algoritmos de MPPT propostos são comparados com três algoritmos convencionais. É feito, também a comparação do erro de estimativa com a equação proposta no Capítulo 4 com as apresentadas por dois algoritmos de GMPPT, além de testes de comparação de desempenho dos algoritmos de GMPPT estudados.

Por fim, no Capítulo 6 é realizada a conclusão do trabalho e sugestões de trabalhos futuros.

2 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Um sistema fotovoltaico (*System Photovoltaic, SPV*) equivale, basicamente, a um único módulo ou conjunto de módulos fotovoltaicos, associados em série e/ou paralelo entre si, cuja saída elétrica é ajustada de acordo com o padrão elétrico da carga, como: o padrão da rede elétrica ou baterias. A Figura 2 mostra um esquema geral de sistema fotovoltaico do tipo conectado a rede ou isolado. Assim, sistemas de geração fotovoltaica são modulares e podem operar em uma extensa faixa de potência.

Figura 2 - Esquema de um sistema fotovoltaico conectado a rede elétrica ou isolado.



Fonte: MALINOWSKI *et al.* (2017).

Com isso, segundo a Agência Internacional de Energia (IEA, 2016) um sistema solar fotovoltaico pode ser classificado em termos de aplicação, em: a) SPV pico; b) SPV isolados, tipo doméstico; c) SPV isolados, tipo não doméstico; c) SPV híbridos; d) SPV conectado à rede elétrica do tipo distribuído, e e) SPV conectado à rede elétrica do tipo centralizado.

Sistemas fotovoltaicos pico correspondem a um grupo de aplicação da tecnologia fotovoltaica cujo desenvolvimento tem crescido nos últimos anos. Diz respeito às aplicações nas quais a eletricidade pode ser fornecida através de um pequeno painel fotovoltaico de baixa potência, como: iluminação, alimentação da bateria de celular, rádio, pequenos computadores e outras (IEA, 2016). Para o segundo grupo, um SPV isolado do tipo doméstico refere-se à geração elétrica para famílias e vilas, que por circunstâncias diversas, não estão interligadas com a rede elétrica. Dessa forma, o SPV pode ser usado na alimentação de cargas, ditas comuns em lares, como: iluminação, refrigeração e outras.

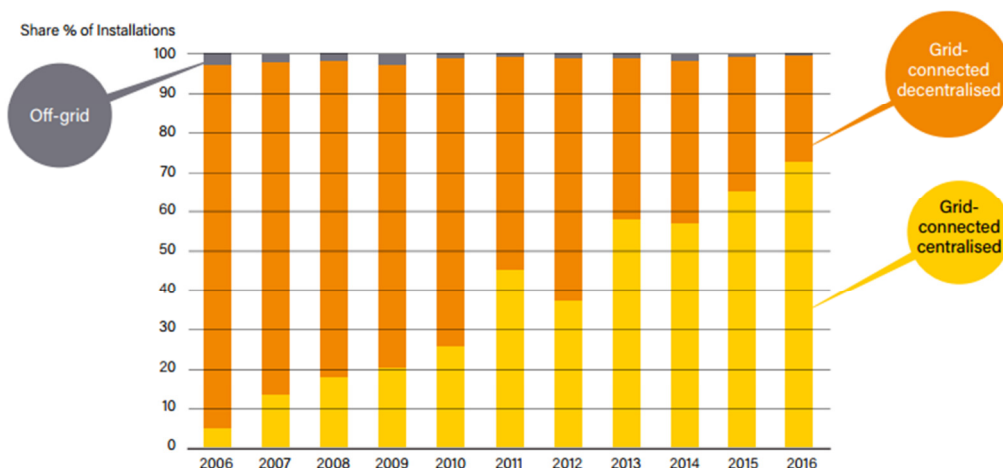
O terceiro grupo de SPV diferencia-se do segundo por ser uma aplicação fotovoltaica comercial. Portanto, esse grupo de SPV fornece energia para uma ampla gama de aplicações, como telecomunicações, bombeamento de água, refrigeração de vacinas, sistemas

de navegação, entre outras (IEA, 2016). Quanto aos sistemas híbridos, o intuito da aplicação é unir as vantagens da geração fotovoltaica com outra fonte de geração complementar. Dessa forma, sistemas híbridos permitem mitigar o aumento dos preços dos combustíveis, oferecer reduções de custos operacionais e disponibilizar maior qualidade de serviço do que os sistemas de geração de fonte única (IEA, 2016).

Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, *grid-connected*, do tipo distribuído e do tipo centralizado, são os grupos de SPV em termos de aplicação que mais possuem adição anual de sua capacidade, devido ao grande número de módulos fotovoltaicos, comumente, associados nessas aplicações. No tocante ao tipo distribuído são instalados para prover energia a um cliente específico ou diretamente à rede elétrica. Quanto ao tipo centralizado refere-se a um sistema gerador cuja energia elétrica fornecida não está associada a um determinado cliente da rede elétrica, mas a uma região ou país. Sendo sua localização afastada de centros urbanos e são autossustentáveis, ou seja, agem de forma que seus componentes garantem o perfeito funcionamento do SPV independente da estrutura tecnológica da região onde está instalado (FREITAS, 2012).

A Figura 3 revela a adição global de sistemas fotovoltaicos de 2006 a 2016 em termos de aplicações. Da própria definição de SPV conectados a rede elétrica do tipo descentralizado e centralizado, a parcela de adição anual desses dois tipos comprova-se ser maior. Em relação ao SPV isolado, alguns países tem apresentado um grande desenvolvimento de suas tecnologias e alguns apoios direcionados, como incentivos econômicos, foram implementados, dentre esses países destaca-se: Austrália, China e Japão (IEA, 2016).

Figura 3 - Adição global de sistemas fotovoltaicos no período 2006-2016 em termos de aplicações.



Fonte: REN21 (2017).

2.1 Energia solar fotovoltaica no Brasil e no mundo

A disseminação mundial de sistemas fotovoltaicos deve-se as suas principais vantagens, como: simplicidade, curto prazo de instalação, ausência de ruído e de peça mecânica móvel, característica modular, elevado grau de confiabilidade e baixa manutenção (SÁ Jr, 2004). Além disso, os recentes incentivos fiscais e redução de preços dos elementos comuns no SPV ajudam a popularizar a energia fotovoltaica.

A evolução do mercado de sistemas fotovoltaicos é notável mediante a alta redução de seus custos. De 2009 a 2015 houve redução de 56% do custo total, 77% nos módulos fotovoltaicos, 45% no custo do inversor e 44% nos custos relacionados à instalação (MALINOWSKI; LEON; ABU-RUB, 2017). Em 2016, devido ao forte crescimento do mercado da geração solar fotovoltaica, os preços médios dos módulos caíram cerca de 29%, chegando a mínimos históricos (REN21, 2017).

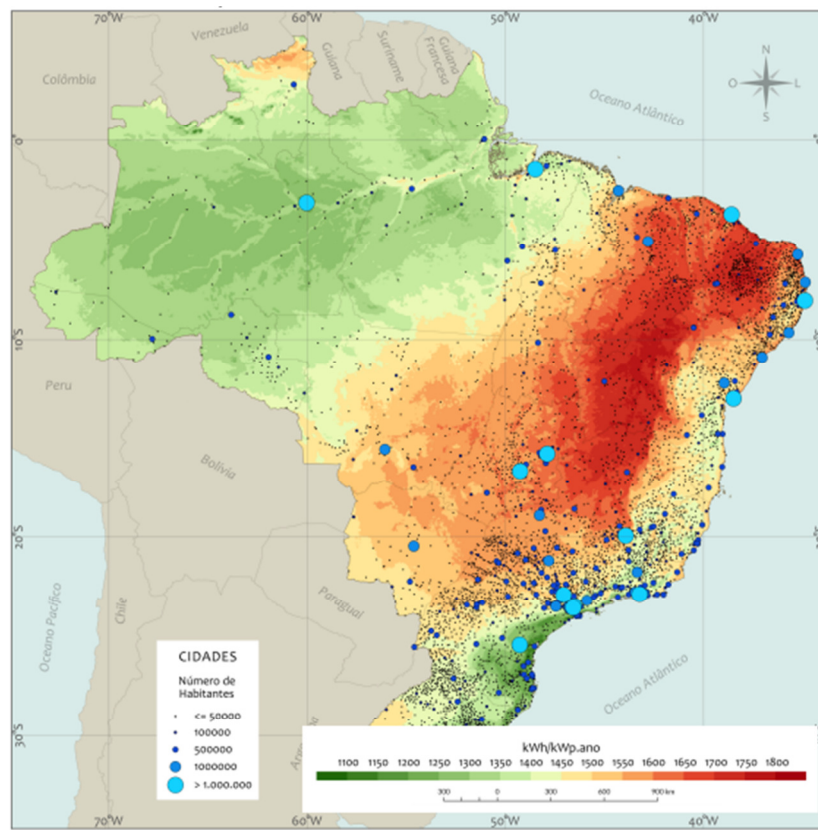
A partir do ano de 2010 a capacidade solar fotovoltaica teve uma grande ascensão, permanecendo a adição anual com um crescimento contínuo. No cenário de geração fotovoltaica mundial, a Ásia foi a região com maior adição de capacidade fotovoltaica, aproximadamente 62% no ano de 2015 (IEA, 2016), e permaneceu em ascensão em 2016, em que representou aproximadamente dois terços das adições globais (REN21,2017).

As Américas apresentaram crescimento em sua capacidade fotovoltaica, partindo de 7% das adições globais em 2011 para 18% em 2015. Em 2016 a energia solar fotovoltaica desempenhou papel importante no fornecimento de acesso à energia na América Latina e no Caribe, destacando-se o Chile como o décimo maior país em adição de capacidade solar fotovoltaica mundial (REN21, 2017).

O Brasil é um país que predominante adota o uso de energias renováveis em sua matriz elétrica, destacando-se a geração hidroelétrica. No ano de 2016, a parcela de energias renováveis era de 23,6% da matriz elétrica do mundo, enquanto na matriz elétrica brasileira era de 81,7% (MME, 2017). Em termos de potência instalada, de acordo com o documento Informações Gerenciais fornecido pela ANEEL, três tipos de geração elétrica nacional merecem destaque: usina hidrelétrica de energia com cerca de 61% do total; usina termelétrica de energia, com cerca de 27%; e central geradora eolielétrica com, aproximadamente, 7% da potência instalada total (ANEEL, 2017). As hidrelétricas correspondem à fonte de energia de base da nação, na qual com advento de um período de poucas chuvas, não sendo suficiente o nível de água acumulada para que a demanda de energia seja suprida, as usinas termelétricas são acionadas.

Com o uso de termelétricas, o custo de eletricidade cresce e uma grande quantidade de gases poluentes é inserida na atmosfera. Dessa forma, o país tem buscado aperfeiçoar-se na geração através de fontes alternativas de energia. Além da evidente necessidade de diversificação da matriz energética por meio de fontes renováveis marginais, a nação respalda-se devido seu grande potencial de exploração de tais fontes: um país continental com boas condições climáticas, a exemplo de seu regime de ventos e irradiação solar, durante todo o ano. Quanto à geração fotovoltaica de energia elétrica o Brasil possui um grande potencial, como visto na Figura 4.

Figura 4 - Potencial de geração solar fotovoltaica.



Fonte: Adaptado de PEREIRA *et al.* (2017).

A Figura 4 revela o mapa de rendimento energético anual máximo em todo o território nacional, sendo considerada tanto a geração centralizada como distribuída, além da concentração populacional. Nota-se que o potencial fotovoltaico é alto por todo o território brasileiro. De fato, segundo PEREIRA *et al.* (2017), no local menos ensolarado do país é possível gerar mais eletricidade do que no local mais ensolarado da Alemanha, por exemplo.

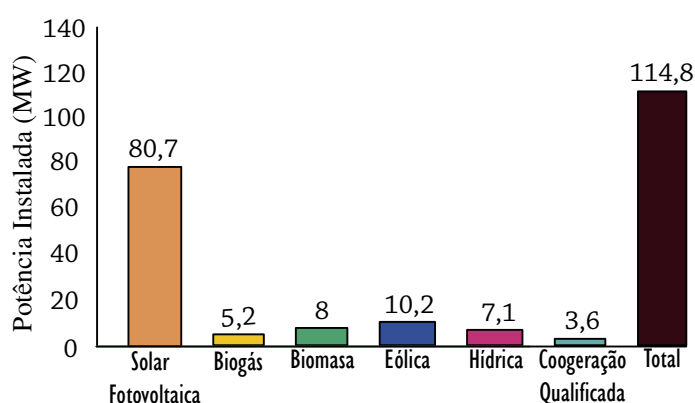
Para geração solar fotovoltaica centralizada, as usinas de grande porte têm sido localizadas nas regiões com maiores rendimentos médios anuais: Nordeste, Centro-Oeste e

também no Sudeste do Brasil. Nos meses de verão, principalmente de dezembro a março, a geração é máxima nos estados do extremo Sul e Sudeste do país e coincide com os máximos de demandas registrados pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) para essas regiões (PEREIRA *et al.*, 2017).

Assim, com a regulamentação da conexão de sistemas fotovoltaicos à rede elétrica no Brasil, por meio da aprovação da Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, houve um maior incentivo para disseminação de tais sistemas. A Resolução Normativa 687/2015 alterou a Resolução Normativa 482/2012. Esta alteração trouxe a atualização de dois importantes conceitos: microgeração distribuída, que corresponde a central geradora de energia elétrica com potência menor ou igual a 75 kW através de cogeração qualificada ou energia renovável conectada à rede de distribuição; e minigeração distribuída, que corresponde a central geradora de energia elétrica com potência superior a 75 kW e inferior a 5 MW através de cogeração qualificada ou energia renovável conectada à rede de distribuição (ANEEL, 2015).

Em 2017, em termos de potência instalada no cenário de microgeração, a fonte solar fotovoltaica respondeu por cerca de 70% e a eólica por 9% no primeiro semestre daquele ano, conforme verificado na Figura 5. De acordo com a Nota Técnica nº 0056/2017 da ANEEL, a fonte fotovoltaica destacou-se no cenário de microgeração em 2017 representando cerca de 99% do número total de instalações de geradores por fonte de energia, tendo como principais áreas de consumo a residencial e comercial (ANEEL,2017).

Figura 5 - Potência instalada até primeiro semestre de 2017.

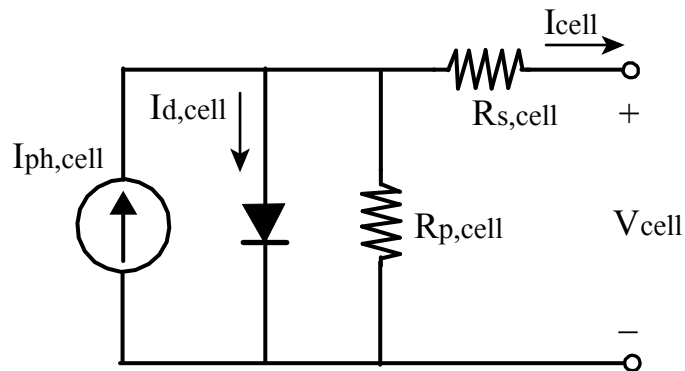


Fonte: Adaptado de ANEEL (2017).

2.2 Características de um sistema fotovoltaico

A menor unidade do sistema solar fotovoltaico é a célula PV, cuja associação com outras células formam um módulo PV. É através do número e da associação, série e/ou paralelo, das células PV que a potência estimada pelo fabricante do módulo fotovoltaico é estabelecida. A melhor forma para analisar o comportamento do módulo PV em um ambiente de simulação é adotar seu modelo de circuito equivalente e possuir as equações que o descrevem (FEMIA *et al.*, 2013). Com esse princípio, uma análise é feita com o circuito equivalente de uma única célula PV e depois expandida para o módulo PV, sendo essa análise válida não importando o tipo de material semicondutor que a célula PV seja constituída. O modelo elétrico da célula PV adotado é denominado modelo do diodo, apresentado na Figura 6.

Figura 6 - Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica.



Fonte: Autoria própria.

Baseado no circuito da Figura 6, tem-se que a fonte de corrente representa a corrente gerada a partir dos feixes de radiação luminosa, em paralelo com um diodo, equivalendo à junção p-n da célula (SAINI *et al.*, 2013). As não idealidades da célula são representadas pelas resistências do circuito. A resistência em série ($R_{s,cell}$) equivale às perdas devido ao fluxo de corrente e da ligação entre as células. A resistência em paralelo ($R_{p,cell}$) corresponde à resistência dos cristais da junção p-n e à corrente de fuga para terra. A equação característica da célula fotovoltaica é dada por (FEMIA *et al.*, 2013):

$$I_{cell} = I_{ph,cell} - I_{d,cell} - \frac{V_{cell} + I_{cell} \cdot R_{s,cell}}{R_{p,cell}} \quad (1)$$

$$I_{d,cell} = I_{0,cell} \cdot \left(e^{\frac{V_{cell} + I_{cell} \cdot R_{S,cell}}{n \cdot V_{T,cell}}} - 1 \right) \quad (2)$$

Em que a corrente de saída da célula é indicada por I_{cell} , $I_{PV,cell}$ é a corrente gerada e $I_{0,cell}$ é a corrente de saturação reversa da célula, sendo dependente da temperatura. Por fim, considerando que todas as células PV operam de forma igualitária e nas mesmas condições a equação para uma célula PV pode ser expandida para o módulo PV através da inserção no equacionamento do número de células em série ($N_{S,cell}$) e em paralelo ($N_{P,cell}$). Logo, tem-se (FEMIA *et al.*, 2013):

$$I_{ph} = N_{P,cell} \cdot I_{ph,cell} \quad (3)$$

$$I_0 = N_{P,cell} \cdot I_{0,cell} \quad (4)$$

$$V_T = N_{S,cell} \cdot V_{T,cell} \quad (5)$$

$$R_S = \frac{N_{S,cell}}{N_{P,cell}} \cdot R_{S,cell} \quad (6)$$

$$R_P = \frac{N_{S,cell}}{N_{P,cell}} \cdot R_{P,cell} \quad (7)$$

O valor de I_{ph} é dado em (8) (FEMIA *et al.*, 2013). A tensão de saída é representada por V e V_T corresponde ao potencial térmico, dado em (9).

$$I_{ph} = I_{ph,STC} \cdot \frac{G}{G_{stc}} \cdot [(1 + \alpha_I \cdot (T - T_{stc}))] \quad (8)$$

$$V_T = \frac{k_B \cdot T}{q} \quad (9)$$

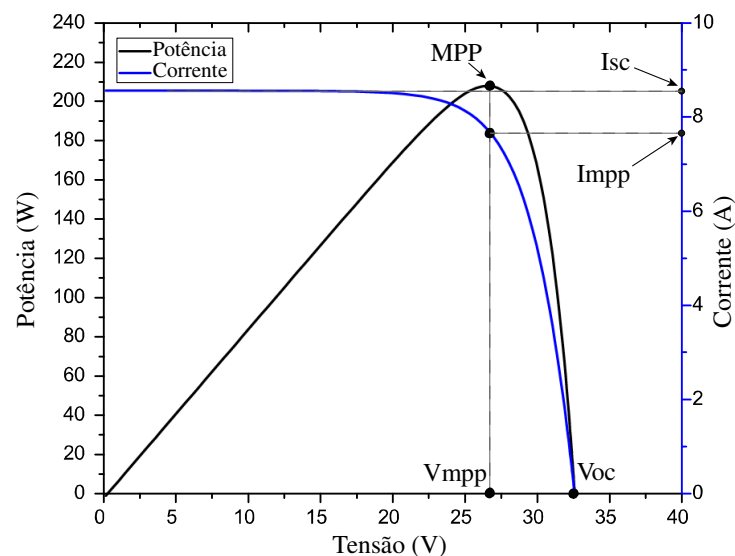
As grandezas com subscrições “STC” fazem referência às condições padrão de teste (*Standard Test Conditions*, STC). O valor de irradiação e temperatura incidentes é representado, respectivamente, por G e T . O coeficiente de temperatura da corrente é representado por α_I , k_B corresponde à constante de Boltzman ($1,3806503 \cdot 10^{-23} \text{ J/K}$), e q a carga elementar do elétron ($1,6 \cdot 10^{-19} \text{ C}$).

Assim, as equações (1) e (8) mostram que a célula PV depende diretamente das condições de operação, principalmente irradiação e temperatura, que contribuem para limitação do desempenho do SPV através de: sua geração intermitente, pois gera energia elétrica somente durante o dia, e constante volubilidade ao longo do período útil, ou seja, a geração elétrica também varia de forma considerável quando as condições de operação (irradiação e temperatura) mudam.

Além disso, a eficiência de conversão da irradiação sob a célula PV em eletricidade é ainda baixa para painéis comerciais, variando de 12 até 19% para módulos de silício e até quase 19% para do tipo película fina (MALINOWSKI *et al.*, 2017). Logo, mesmo que o SPV esteja instalado em um local cuja média de temperatura e insolação sejam propícios a uma geração elétrica dita confiável, ainda o SPV não converterá em sua plenitude toda a energia dos fótons incidentes em energia elétrica. Incorporada a esse perfil de eficiência, a geração solar fotovoltaica apresenta uma curva característica, tensão gerada versus potência gerada (p-v), que apresenta um único ponto onde a potência é máxima, conhecido por ponto de máxima potência (MPP).

A Figura 7 aponta as curvas características, potência versus tensão e corrente versus tensão, de um módulo PV. O comportamento característico de um módulo PV em STC revela um ponto ótimo de operação, cujo valor é estabelecido por coordenadas específicas: V_{MPP} e I_{MPP} . A coordenada V_{MPP} está inserida no intervalo entre 0 e V_{OC} (tensão de circuito aberto), de forma equivalente, a coordenada I_{MPP} está localizada no intervalo entre 0 e I_{SC} (corrente de curto circuito).

Figura 7 - Curva característica de um módulo fotovoltaico.



Fonte: Autoria própria.

Durante a operação do módulo PV, além de variar as coordenadas V_{MPP} e I_{MPP} nos intervalos $[0, V_{OC}]$ e $[0, I_{SC}]$, respectivamente, os próprios limites V_{OC} e I_{SC} podem variar com as condições de operação. Ademais, em condições reais de operação o SPV pode sofrer sombreamento, o que influencia diretamente na quantidade de picos de potência da curva p-v. O SPV pode estar submetido a duas condições de sombreamento: condições de sombreamento uniforme (USC) ou condições de sombreamento parcial (PSC).

2.3 Sistema fotovoltaico sobre condições de sombreamento uniforme

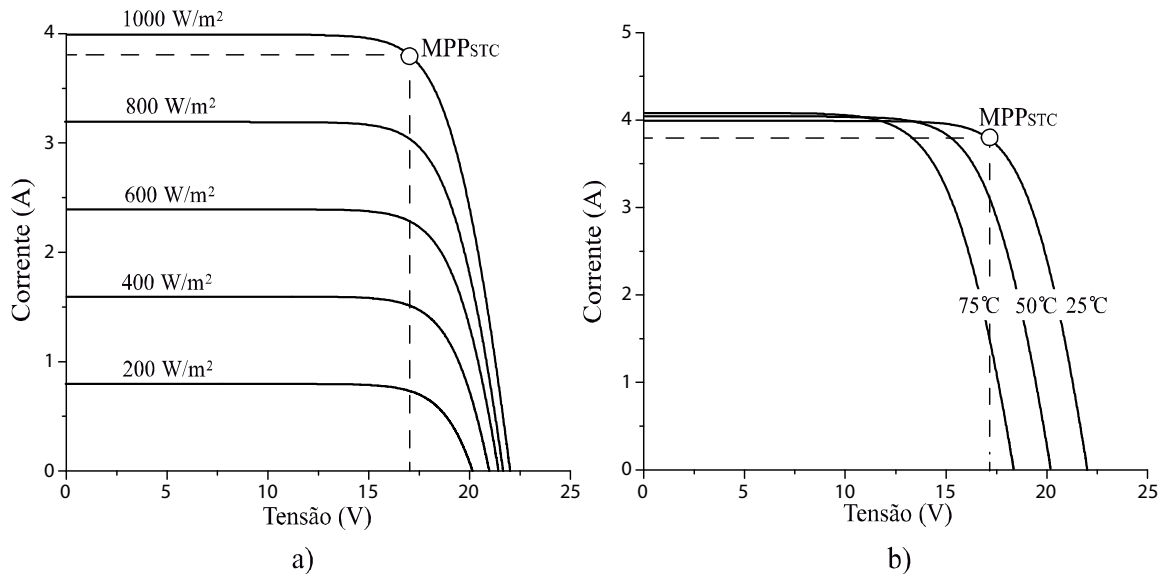
Um SPV está sobre USC quando os níveis de irradiação são iguais sobre todos os módulos PV. Este tipo de sombreamento pode ser causado pela inadequada localização do sistema fotovoltaico, como módulos fotovoltaicos próximos a objetos, cuja forma geométrica e dimensões, causam uma grande área de sombreamento que varia ao longo do dia, como cisternas e edifícios, ou ainda pelas características meteorológicas do local como: velocidade do vento, umidade e temperatura, o que torna o local de geração fotovoltaica mais propensa à presença de nuvens e seus efeitos.

A Figura 8 revela o comportamento da curva característica para um sistema fotovoltaico submetido a distintos casos de USC. Foi submetido o SPV, na Figura 8a, a diferentes casos de níveis de irradiação com a mesma temperatura (25°C). Observa-se que à proporção do nível de irradiação incidente, o MPP varia verticalmente em relação ao seu valor em STC. Contudo, há somente um pico na curva característica do sistema fotovoltaico.

A Figura 8b revela o comportamento do sistema para um valor constante de irradiação, no caso $1000\text{W}/\text{m}^2$, mas com distintos valores de temperatura. Constata-se que o aumento da temperatura repercute na diminuição da máxima potência que passa a ser gerada pelo SPV. E semelhante ao exposto na Figura 8a, o SPV submetido a essas condições apresenta apenas um pico na sua curva característica.

Fica claro que o principal resultado do sombreamento uniforme é o deslocamento do MPP ao longo da curva característica do SPV de forma não linear com as mudanças das condições de operação. O Teorema da Máxima Transferência de Energia estabelece que a potência de saída de um circuito é máxima quando a impedância de Thevenin do circuito (impedância da fonte) coincide com a impedância da carga (BENNY; SHEEKUMAR, 2013). Com efeito, o SPV projetado deve possuir um sistema de controle na qual permita atuar no MPP e entregar sempre a máxima potência possível.

Figura 8 - Curvas características de um módulo fotovoltaico com: a) diferentes irradiações; b) diferentes temperaturas.



Fonte: Autoria própria.

Dessa forma, a literatura tem apresentado como solução algoritmos de rastreamento do máximo ponto de potência (MPPT) que atuam no controle, normalmente, de um conversor CC-CC de modo que o mesmo emula uma impedância adequada, ajustando a tensão e o nível de corrente. O Capítulo 3 revela em detalhes algoritmos de MPPT que solucionam o problema do sombreamento uniforme, sendo propostos ainda novos algoritmos de MPPT rápidos e eficientes.

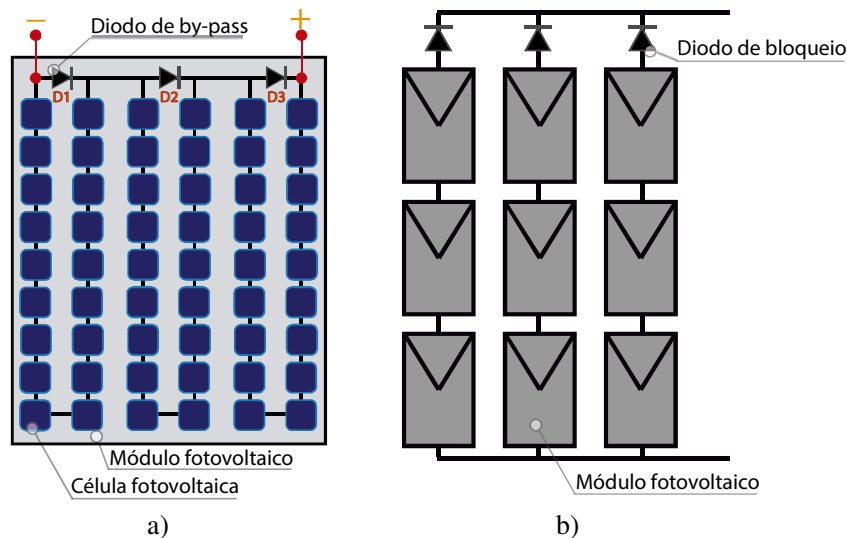
2.4 Sistema fotovoltaico sobre condições de sombreamento parcial

Um SPV está sujeito às condições de sombreamento parcial, quando os níveis de irradiação não são uniformes nos módulos PV. Quanto às causas do PSC, além das mesmas circunstâncias apresentadas para USC, tem-se que uma parte dos módulos PV pode ser sombreada por eventualidades da natureza, como: pousar de pássaros, poeira acumulada, e outros infortúnios que são comuns. Entre as principais consequências do sombreamento parcial no arranjo PV estão: perdas por aquecimento e surgimento de vários picos na curva p-v. O que afeta diretamente no rendimento da geração elétrica.

Como solução, para as maiores perdas por aquecimento no arranjo PV, são utilizados diodos de *by-pass* e de bloqueio. A localização comum desses diodos no arranjo SPV é mostrada na Figura 9. O sombreamento parcial sobre um painel PV, cujas células PV estejam em série, transforma as células sombreadas em cargas para as demais células que

agem como fonte. Isso provoca o surgimento de correntes reversas, gerando pontos quentes no módulo e danos em sua constituição. Assim, normalmente é associado aos vetores de células PV de um módulo um diodo de *by-pass* em antiparalelo. O diodo de *by-pass* desvia a corrente da célula PV evitando pontos quentes e, portanto, limita a dissipação de calor nas células sombreadas. A Figura 9a mostra detalhes da localização de diodos de *by-pass* em módulo PV. O esquema simplificado da Figura 9a indica que o módulo PV possui 54 células, sendo formado por 3 vetores de 18 células, cada vetor de células PV possui um diodo de *by-pass* em antiparalelo. O esquema é baseado no módulo KD210TM da fabricante Kyocera.

Figura 9 - Detalhes de um SPV: a) diodos de *by-pass*; b) diodos de bloqueio.



Fonte: Autoria própria.

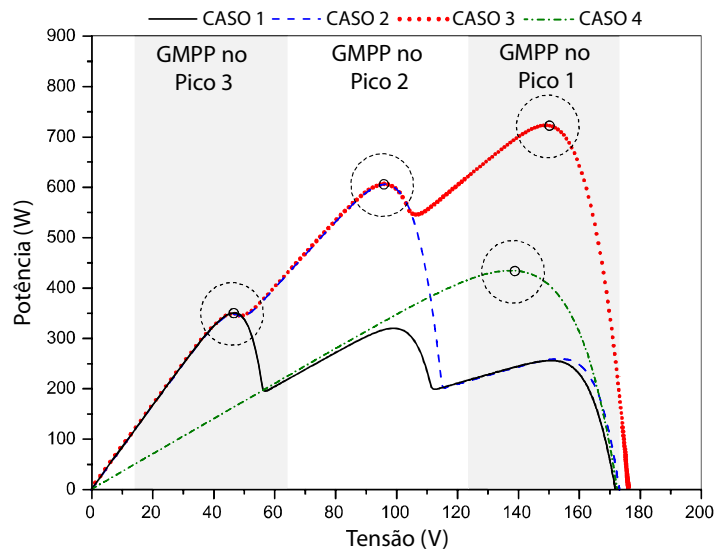
De forma similar ao caso das células PV, em aplicações com vários vetores de módulos PV conectados em série, o sombreamento de um vetor de módulos causa correntes reversas e torna o vetor sombreado uma carga para os demais vetores de módulos PV. Como solução, diodos de bloqueio são usados. O diodo de bloqueio é conectado ao vetor de módulos PV, sendo responsável por impedir danos ao arranjo PV por aquecimento e perdas de potência. A disposição dos diodos de bloqueio no arranjo PV é mostrada na Figura 9b.

A presença dos diodos de *by-pass* e de bloqueio impedem danos significativos por aquecimento no arranjo PV. Contudo, não soluciona o problema da presença de vários picos na curva p-v. Portanto, uma análise detalhada da curva p-v quando o arranjo PV está sobre PSC e USC é necessária.

A Figura 10 mostra a curva p-v quando um arranjo PV, formado por seis módulos PV KD210TM conectados em série, sofre diferentes casos de PSC e USC. A Tabela 1

apresenta a disposição de irradiação para cada módulo PV. Cada módulo PV recebe uma irradiação uniforme. Contudo, o arranjo PV nos casos 1, 2 e 3 está sobre PSC devido a diferentes níveis de irradiação entre os módulos. O caso 4 revela um exemplo de USC. Todos os módulos PV estão com a mesma temperatura (55°C).

Figura 10 - Curva característica de um módulo fotovoltaico em USC e PSC.



Fonte: Autoria própria.

Tabela 1 - Valores de irradiação para os casos da Figura 10.

	Módulos PV 1 e 2	Módulos PV 3 e 4	Módulos PV 5 e 6
CASO 1	1000 W/m ²	400 W/m ²	200 W/m ²
CASO 2	1000 W/m ²	800 W/m ²	200 W/m ²
CASO 3	1000 W/m ²	800 W/m ²	600 W/m ²
CASO 4	400 W/m ²	400 W/m ²	400 W/m ²

Fonte: Autoria própria.

A Figura 10 mostra que em PSC a curva p-v apresenta vários picos de potência, sendo o maior nomeado ponto de máxima potência global (GMPP). Verifica-se que de acordo com a combinação de níveis de irradiação, o GMPP pode variar em qual pico de potência da curva p-v está localizado.

A Figura 10 deixa evidente que o GMPP pode estar no primeiro pico de potência devido ao sistema fotovoltaico está sobre USC, como no caso 4, ou em PSC, como no caso 3. Sendo a diferença entre os casos 3 e 4 apenas a quantidade de picos de potência existentes na curva p-v. Portanto, a condição de sombreamento não determina a localização do GMPP na curva p-v, mas indica a existência ou não de vários picos de potência. O que influencia diretamente no GMPPT. Assim, a literatura mostra técnicas de detecção de USC e PSC que

permitem melhorar a busca pelo GMPP validando a necessidade da busca de outros picos a partir do primeiro pico encontrado (MANICKAM *et al.*, 2017).

Como solução para que o sistema de geração solar fotovoltaica opere de forma eficiente mesmo em PSC a literatura propõe: reconfiguração do arranjo de módulos fotovoltaicos ou adoção de algoritmos de GMPPT (BATZELIS *et al.*, 2015). A reconfiguração do arranjo de módulos consiste em ajustar a matriz de módulos fotovoltaicos com intuito que o SPV apresente a sua curva característica com apenas um pico, entretanto a complexidade de extração da máxima potência e o custo aumenta significativamente (KOUTROULIS; BLAABJERG, 2012). Assim, o presente trabalho adotou algoritmos de GMPPT como solução para o problema do PSC.

A eficácia dos algoritmos de MPPT quando o arranjo PV está sobre USC é reduzida devido à presença de múltiplos picos para o caso do arranjo PV em PSC. Isso ocorre por causa da inabilidade das técnicas convencionais de MPPT distinguirem entre o pico local e o global (BALASUBRAMANIAN *et al.*, 2014). Dessa forma, novos algoritmos de MPPT com capacidade de encontrar o múltiplo global, denominados algoritmos de GMPPT, são propostos pela literatura. Um estudo de algoritmos de GMPPT é mostrado no Capítulo 4.

2.5 Conclusões

Foi apresentada a definição e a classificação de sistemas fotovoltaicos em termos de sua aplicação nesse capítulo. Além de informações recentes do cenário nacional e internacional na geração solar fotovoltaica. O que permitiu observar de forma clara a grande capacidade de utilização que o Brasil possui em utilizar essa fonte de energia elétrica.

Foi ainda verificado as características do sistema fotovoltaico em termos do módulo PV que o compõe. A dependência das condições de operação, como irradiação e temperatura, resultam em uma característica não linear e na necessidade de um sistema de controle que permita a entrega da máxima potência possível à carga.

Quando o arranjo PV está sobre USC a curva p-v apresenta somente um pico de potência. O que pode ser solucionado através de algoritmos de MPPT no controle de um conversor CC-CC. Contudo, quando o arranjo PV está sobre PSC vários picos surgem na curva p-v. O que dificulta o rastreamento do maior pico por algoritmos de MPPT, mas que podem ser encontrados por algoritmos de GMPPT. Foi ainda comentada a justificativa de uso de diodos de *by-pass* nos módulos PV e diodos de bloqueio em vetores do arranjo PV. No próximo capítulo alguns algoritmos de MPPT serão estudados para condição do sistema PV em condição de sombreamento uniforme.

3 ALGORITMOS DE MPPT

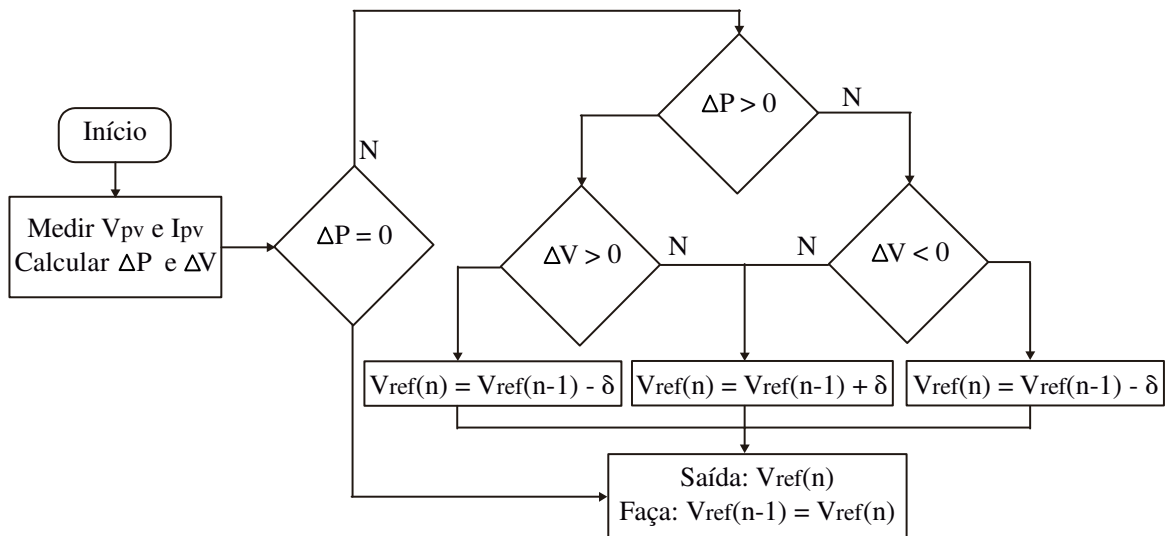
A literatura apresenta diversos algoritmos de MPPT que variam, principalmente, em: complexidade, número de sensores requeridos, velocidade de convergência, custo, eficácia e implementação de hardware (MOHANTY *et al.*, 2014). Devido à diversidade de algoritmos de MPPT vários trabalhos surgiram com o objetivo principal de comparar os algoritmos mais utilizados, a exemplo de (BRITO *et al.*, 2013), (MOHANTY *et al.*, 2014), (ESRAM e CHAPMAN, 2007), e (KARAMI *et al.*, 2017).

Neste capítulo, é feita uma análise dos três algoritmos mais citados na literatura (BENDIB *et al.*, 2015): Perturba e Observa (P&O), Condutância Incremental (IncCond) e controlador com lógica *fuzzy* (FLC). Ademais, são propostos dois novos métodos de MPPT denominados HSLF e HSL.

3.1 Algoritmos P&O e IncCond

O algoritmo P&O caracteriza-se pela injeção de uma pequena perturbação no sistema, cujos efeitos são utilizados para direcionar o ponto de operação rumo ao MPP (FEMIA *et al.*, 2013). É um algoritmo de MPPT amplamente empregado na prática, devido ao seu baixo custo, simplicidade e facilidade de implementação (BENDIB *et al.*, 2015). A Figura 11 mostra o fluxograma do algoritmo de P&O.

Figura 11 - Fluxograma do algoritmo P&O.



Fonte: Autoria própria.

Conforme o fluxograma, percebe-se que o tamanho da perturbação (δ) no sistema afeta diretamente o desempenho do algoritmo. Assim, uma perturbação grande permite que o rastreamento aproxime-se da região do MPP de modo mais rápido, mas pode não encontrar o MPP, permanecendo oscilando na região do MPP em estado estacionário. Contudo, quando a perturbação é muito pequena, o rastreamento aproxima-se bastante do MPP, mas o tempo requerido é muito alto, o que reduz a aplicabilidade do algoritmo. Assim, um ajuste fino da perturbação deve ser realizado observando sua convergência para o MPP.

O método P&O é ainda a base para vários algoritmos mais sofisticados, como o algoritmo IncCond, cuja abordagem diferencia-se do método P&O em relação à variável observada ou ao tipo de perturbação (FEMIA *et al.*, 2013). Em particular, o algoritmo IncCond faz uso da inclinação da curva p-v do módulo PV, ou seja, a derivada da potência em relação a tensão (dp/dv), conforme em (10) (BRITO *et al.*, 2013):

$$\begin{cases} \frac{dp}{dv} = 0, & \text{no MPP} \\ \frac{dp}{dv} > 0 & \text{esquerda do MPP} \\ \frac{dp}{dv} < 0 & \text{direita do MPP} \end{cases} \quad (10)$$

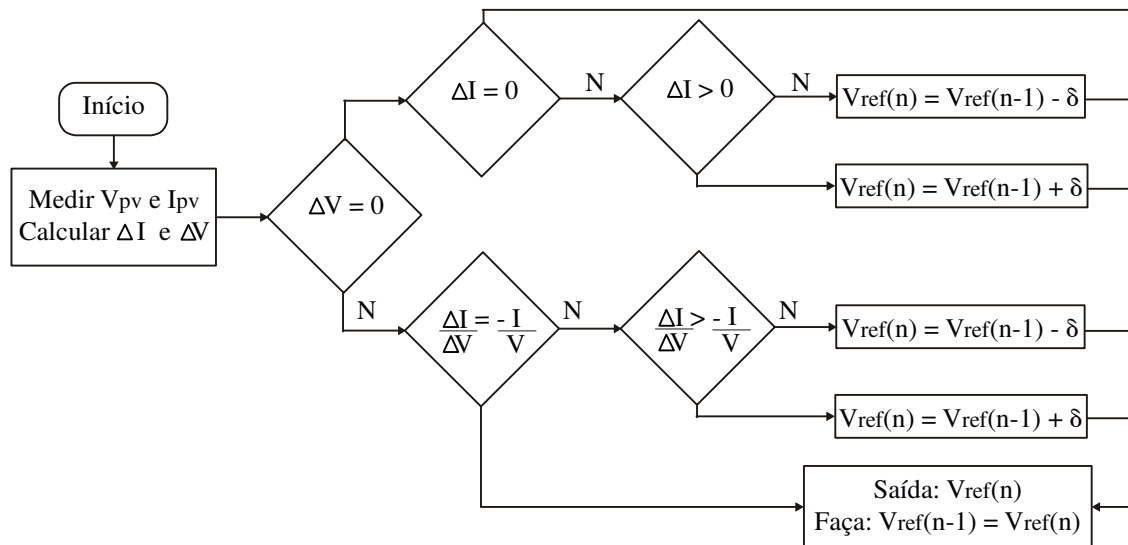
Dado (11), a equação (10) pode ser reescrita conforme (12) (ESRAM e CHAPMAN, 2007):

$$\frac{dp}{dv} = \frac{d(i \cdot v)}{dv} = i + v \cdot \frac{di}{dv} \cong i + v \cdot \frac{\Delta i}{\Delta v} \quad (11)$$

$$\begin{cases} \frac{\Delta i}{\Delta v} = -i/v, & \text{no MPP} \\ \frac{\Delta i}{\Delta v} > -i/v & \text{esquerda do MPP} \\ \frac{\Delta i}{\Delta v} < -i/v & \text{direita do MPP} \end{cases} \quad (12)$$

Assim, o MPP pode ser rastreado comparando a condutância instantânea (i/v) com a condutância incremental ($\Delta i/\Delta v$). A Figura 12 mostra o fluxograma do algoritmo IncCond. A principal vantagem do algoritmo IncCond é que ele oferece um bom desempenho sob condições de operação que mudam rapidamente, além de encontrar efetivamente o MPP (KARAMI *et al.*, 2017). Contudo, o algoritmo é mais complexo em relação ao método P&O.

Figura 12 - Fluxograma do algoritmo IncCond.



Fonte: Autoria própria.

3.2 Algoritmo FLC como MPPT

O conceito de lógica *fuzzy*, ou lógica difusa, foi apresentado por Lofti A. Zadeh, em 1965, em seu trabalho sobre conjuntos *fuzzy* (ZADEH, 1965). A lógica difusa permite que um sistema, com características de imprecisão e incertezas, seja controlado através de regras linguísticas geradas por prévio conhecimento especialista. Isto é, problemas antes insolúveis por abordagens tradicionais passam a ter solução através da computação com palavras, cuja essência simula a mente humana (ZADEH, 1994).

Assim, o controlador com lógica difusa tem apresentado densa aplicação em sistemas fotovoltaicos, cujas características de incertezas são evidentes, dada à direta dependência das condições de operação. A literatura apresenta diversos exemplos de aplicações de FLC como MPPT (TAVARES, 2009; KHATEB *et al.*, 2014; MOHAMED *et al.*, 2017).

3.2.1 Lógica Difusa

A lógica difusa diferencia-se da lógica booleana, primordialmente, no conceito de pertinência de conjuntos. Enquanto a lógica booleana trabalha com apenas dois valores de pertinência: um subconjunto estar contido em dado conjunto, grau de pertinência de 1, ou não estar contido, grau de pertinência de 0. Para a lógica difusa, o grau de pertinência engloba

todo o intervalo $[0,1]$: o subconjunto pode ou não estar contido em um conjunto, 1 ou 0 respectivamente, como também pode estar parcialmente contido, 60% por exemplo.

Assim, um conjunto difuso A em U consiste em uma função que mapeia U para o intervalo $[0, 1]$, em que U é um universo real pré-estabelecido pelo especialista (ZAK, 2003). Esse conjunto difuso exemplo é mostrado na equação a seguir, onde $\mu(x)$ é denominada função de pertinência.

$$A = \{(x, \mu(x): x \in U)\} \quad (13)$$

Os conjuntos difusos podem ser empregados para representar variáveis linguísticas. De acordo com Lee (1990), uma variável linguística pode ser considerada como uma variável cujo valor é um número difuso ou como uma variável cujos valores são definidos em termos linguísticos. De forma semelhante, (WANG, 1997) afirma que uma variável pode tomar palavras em linguagem natural como valor, chamada de variável linguística, e onde as palavras são caracterizadas por conjuntos difusos definidos no universo de discurso em que a variável é definida.

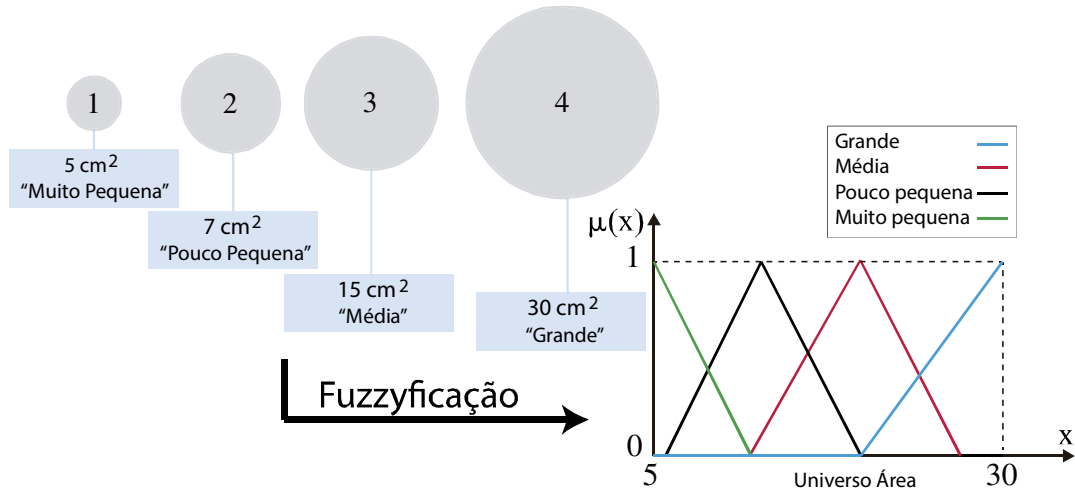
A variável linguística pode ser ainda definida por $(x, T(x), U, M)$ (WANG, 1997). Em que: x é o nome da variável linguística; T é o conjunto de valores linguísticos que x pode ter, sendo esses valores linguísticos considerados subconjuntos; U é o domínio real em que a variável linguística x recebe seu valor quantitativo; e M é uma regra semântica que relaciona cada valor linguístico em T com um conjunto difuso em U . Quando uma variável linguística possui apenas um ponto no universo U com grau de pertinência 1, então é chamada de *singleton*.

A Figura 13 mostra um exemplo de variável linguística. Tendo quatro esferas de diferentes tamanhos, pode-se classificá-las em relação à sua área de forma linguística. Assim, x é igual a “área”, T corresponde ao conjunto {muito pequena, pouco pequena, média, grande}, U é o intervalo $[5, 30]$ e M relaciona os valores linguísticos “muito pequena”, “pouco pequena”, “média” e “grande” com as funções triangulares. O processo de transformação de valores reais em conjuntos difusos é chamado *fuzzyficação*.

Variáveis linguísticas podem ainda ser alteradas por modificadores. Segundo (COPIN, 2012), os modificadores são responsáveis por atribuir à variável linguística as características que a qualificam alterando seus valores, como: “muito”, “razoavelmente”, “extremamente” ou “pouco”. Na Figura 13, os modificadores “muito” e “pouco” permitem qualificar o subconjunto “pequena”. As funções de pertinência implicam em valores de

pertinência no intervalo [0, 1] e são, normalmente, contínuas como as do tipo triangular, gaussiana ou trapezoidal. No exemplo dado, a função de pertinência $\mu(x)$ de cada subconjunto é do tipo triangular.

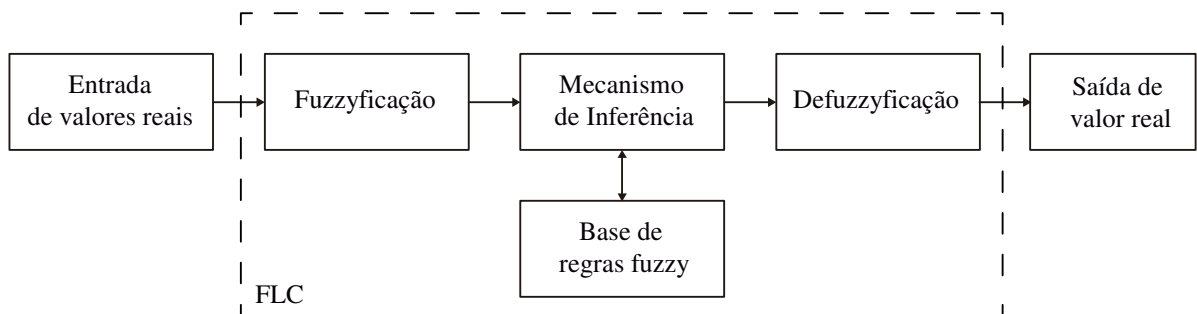
Figura 13 - Exemplo de *fuzzyficação*.



Fonte: Autoria própria.

As partes básicas do FLC são: *fuzzyficação*, mecanismo de inferência, regras difusas e *defuzzyficação*. Sendo ordenadas da forma mostrada na Figura 14. Como verificado no esquema da Figura 14, a etapa de *fuzzyficação* e *defuzzyficação* são as interfaces que o FLC interage com o sistema controlado. Enquanto, segundo (WANG, 1997), as regras *fuzzy*, ou difusas, equivale ao coração do sistema difuso, pois os outros componentes são usados para implementar essas regras de maneira razoável e eficiente.

Figura 14 - Partes básicas do FLC.



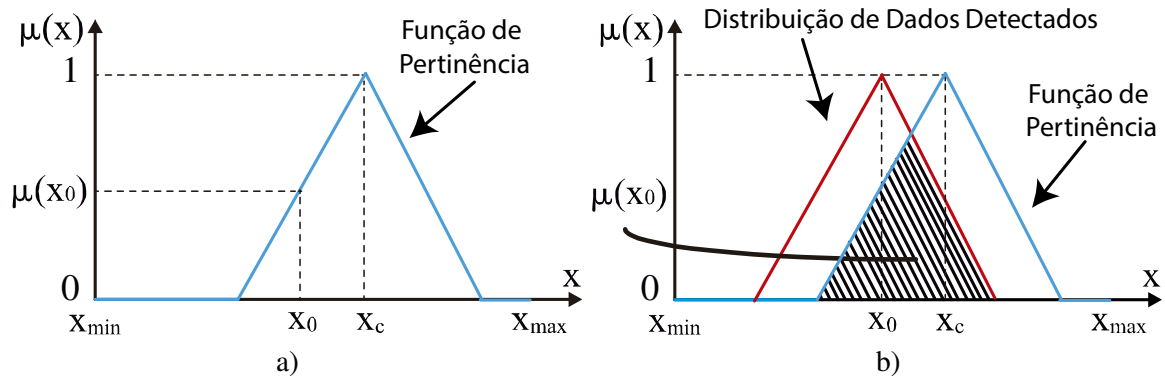
Fonte: Autoria própria.

A *fuzzyficação* é a primeira etapa do FLC, sendo responsável pela transformação dos valores reais de entrada em conjunto difuso. O uso de conjuntos difusos fornece base para

uma maneira sistemática de manipulação de conceitos vagos e imprecisos (LEE, 1990). Dessa forma, através da *fuzzyficação* a aplicação ganha maior generalidade, maior poder expressivo, maior capacidade de modelar fenômenos do mundo real e uma metodologia para trabalhar-se com a imprecisão (ZADEH, 1994).

A *fuzzyficação* pode ocorrer de duas formas (YAGER e ZADEH, 1992): A primeira, voltada para valores nítidos de entrada, também denominados valores *crisp*, realiza-se a correspondência da medição do sensor com a função de pertinência da variável linguística, como mostrado na Figura 15a. Na segunda forma, voltada para valores com ruído, o dado pode ser modelado usando uma função de pertinência triangular cujo vértice do triângulo refere-se ao valor médio do conjunto de dados medido pelo sensor refere-se à medida do sensor e a base uma função de desvio padrão, como mostrado na Figura 15b. Com isso, a segunda forma de *fuzzyficação*, realiza então a intersecção da função de pertinência e a de distribuição para os dados detectados.

Figura 15 - *Fuzzyficação* de elemento real X_0 : a) *crisp*; b) com ruído.



Fonte: Adaptado de YAGER e ZADEH (1992).

Quanto ao mecanismo de inferência *fuzzy* a literatura apresenta dois modelos básicos: Modelo de Mandani e o modelo de Takagi-Sugeno. Estes modelos se diferenciam com relação a regra característica associada (CALDEIRA *et al.*, 2007):

- Modelo de Mandani: SE *valor_1* é A e *valor_2* é B, ENTÃO *valor_3* é C. Sendo A, B e C conjuntos difusos.
- Modelo de Takagi-Sugeno-Kang: Se *valor_1* é A e *valor_2* é B, então, *valor_3* = $f(\text{valor}_1, \text{valor}_2)$. Onde A e B são conjuntos oriundo da fase de *fuzzyficação* e $f(\text{valor}_1, \text{valor}_2)$ consiste em uma função de número real dependente de *valor_1* e *valor_2*.

A *defuzzyficação* permite que uma ação de controle não difuso seja produzida a partir de uma ação de controle difusa inferida (LEE, 1990). Essa ação de controle difuso é resultado da etapa de tomada de decisão lógica que compreende a base de regras difusas e os mecanismos de inferência. De forma equivalente tem-se:

$$z_0 = \text{defuzzyficador}(z) \quad (14)$$

Em que z é a ação de controle difuso, z_0 é a ação de controle não difuso e *defuzzyficador* corresponde ao operador de *defuzzyficação*. Com isso, (ANDRADE e JACQUES, 2008) destacam que ao utilizar modelo de Takagi-Sugeno como mecanismo de inferência, o processo de *defuzzyficação* torna-se desnecessário devido sua saída ser um valor numérico que funciona como peso e valor de pertinência resultante do processamento do antecedente da regra difusa.

3.2.2 Aplicação da Lógica Difusa como MPPT

Para a aplicação em MPPT, o presente trabalho considera que o FLC possui entradas do tipo *crisp*. A curva característica do módulo fotovoltaico indica que o ponto de MPP está localizado no topo da curva. Com isso, encontrar o MPP equivale a descobrir o ponto onde a derivada dp/di é nula.

A derivada dp/di é nomeada de $dpdi$ e a variação desta derivada é denominada dp , sendo tal parâmetro necessário para melhorar o rastreamento do MPP. Juntos, esses dois parâmetros definem para qual região da curva do painel deve o MPPT movimentar-se (CHLAIHAWI e GIZI, 2016). Assim, estes dois parâmetros são as entradas do sistema difuso e a variação da razão cíclica a saída. Os parâmetros $dpdi$ e dp são definidos por:

$$\begin{cases} dpdi = \frac{P(k) - P(k-1)}{I_{PV}(k) - I_{PV}(k-1)} \\ dp = dpdi(k) - dpdi(k-1) \end{cases} \quad (15)$$

Sendo k o instante de interação. Na *fuzzyficação* as variáveis linguísticas “ $dpdi$ ” e “ dp ” são caracterizadas em três valores linguísticos: “NEGATIVA”, “NULA” e “POSITIVA”. Além disso, adotou-se a função do tipo triangular para todas as funções de pertinência.

As regras difusas são sentenças linguísticas do tipo SE-ENTÃO que representam o conhecimento humano (WANG, 1997). Com base no padrão de regras difusas apresentado pela literatura para aplicação de MPPT (TAVARES, 2009), e nos valores linguísticos da etapa de *fuzzyficação*, tem-se as seguintes regras:

- SE $dpdi$ é positiva E dp é negativa ENTÃO ΔD aumenta;
- SE $dpdi$ é negativa E dp é positiva ENTÃO ΔD aumenta;
- SE $dpdi$ é positiva E dp é positiva ENTÃO ΔD diminui;
- SE $dpdi$ é negativa E dp é negativa ENTÃO ΔD diminui;
- SE $dpdi$ é nula ENTÃO ΔD permanece.

A última regra funciona como sinalizador que indica que o MPP foi alcançado. A literatura aponta como *defuzzyficador* mais utilizado, em sistema difuso e FLC, o método do centroide. Ele é computacionalmente simples e intuitivamente plausível (WANG, 1997), sendo o *defuzzyficador* utilizado nesse trabalho.

3.3 Algoritmo AFLC aplicado como MPPT

O desempenho dos algoritmos que utilizam lógica difusa está diretamente ligado, sobretudo, ao conhecimento especialista intrínseco em suas etapas constituintes, como: regras difusas e *fuzzyficação*. Com isso, condições não previstas inicialmente pelo especialista podem maximizar os erros de um sistema de controle com lógica difusa (WANG, 1997). Dessa forma, a literatura tem apresentado estratégias de adaptação do sistema de controle difusa ao ambiente em que está inserido (GUENOUNOU *et al.*, 2014), sendo tais estratégias inseridas no campo conhecido como lógica *fuzzy* adaptativa.

Ao termo, controlador de lógica *fuzzy* adaptativa (*Adaptive Fuzzy Logic Controller*, AFLC), pode-se associar às técnicas cujas características básicas descendem da lógica difusa tradicional e que são acrescidas de atribuições de adaptação. Podendo ser essas atribuições oriundas de outras técnicas de inteligência computacional, como: redes neurais artificiais, algoritmos heurísticos e meta-heurísticos (GUENOUNOU *et al.*, 2014).

A operação de um AFLC baseia-se ainda nas experiências passadas que analisa combinações de estratégia de controle (regra de controle, funções de pertinência e fator de escala) e os efeitos que eles produzem (NAVALE, 2010). Utilizando inclusive o erro de rastreamento e derivada do erro em cada instante de amostragem como base.

3.3.1 Modelagem matemática do AFLC

Dado um sistema, inicialmente, com única entrada e única saída (*Single Input Single Output*, SISO) não linear de n -ésima ordem cuja planta pode ser modelada pela equação diferencial (16). Os sinais de entrada e saída do controlador são, respectivamente, dados por $u \in \mathbb{R}$ e $y \in \mathbb{R}$. Tem-se que f é uma função contínua e b é uma constante, ambas desconhecidas (WANG, 1997).

$$\begin{cases} \dot{x}^{(n)} = f(x, \dot{x}, \dots, x^{(n-1)}) + bu \\ y = x \end{cases} \quad (16)$$

O vetor de estado verificado equivale a $\vec{x} = (x_1, x_2, \dots, x_n) = (x, \dot{x}, \dots, x^{(n-1)}) \in \mathbb{R}^n$. Considera-se este vetor como seja conhecido. A fim de garantir a estabilidade em malha fechada espera-se que o controle imponha a saída do sistema y seguindo um sinal de referência y_{ref} , de modo que todos os demais sinais envolvidos no sistema também sejam limitados. Assim, o erro de rastreamento $e = y_{ref} - y$ deve ser o mais próximo possível de zero (DAS SHARMA *et al.*, 2010). Considerando o vetor erro dado por $\vec{e} = (e, \dot{e}, \dots, e^{(n-1)})^T \in \mathbb{R}^n$ tem-se (17). Para que a assertiva desta equação seja verdadeira um sinal de controle adequado u em (16) é necessário.

$$\lim_{t \rightarrow \infty} \vec{e}(t) = \vec{0} \quad (17)$$

Considerando que $\vec{k} = (k_n, \dots, k_1)^T \in \mathbb{R}^n$. As raízes do polinômio $h(s) = s^n + k_1 s^{n-1} + \dots + k_n$ devem estar no semiplano esquerdo. O valor $y_{ref}^{(n)}$ corresponde a n -ésima derivada do sinal de saída desejado. Se a função f e a constante b são conhecidas então a lei de controle ideal para o sistema dado é apontada como (WANG, 1997; ZAK, 2003):

$$u^* = \frac{1}{b} [-f(\vec{x}) + y_{ref}^{(n)} + \vec{k}^T \vec{e}] \quad (18)$$

Empregando (18) em (16), é possível uma nova equação de estado do erro:

$$e^{(n)} + k_1 e^{(n-1)} + \dots + k_n e = 0 \quad (19)$$

A lei de controle, apresentada em (18), requer o perfeito conhecimento do modelo da planta, sendo os parâmetros f e b desconhecidos esta lei de controle não pode ser utilizada (ZAK, 2003). Assim, um sinal de controle, que se aproxime do ideal, baseado em lógica difusa é proposto. Este sinal de controle é expresso pela soma de dois sinais de controle: um sinal de controle difuso $u_c(\vec{x}|\vec{\theta})$ e um sinal supervisorio $u_s(\vec{x})$ (DAS SHARMA *et al.*, 2010):

$$u = u_c(\vec{x}|\vec{\theta}) + u_s(\vec{x}) \quad (20)$$

O sinal de controle difuso do sistema AFLC baseado em um sistema difuso Takagi-Sugeno-Kang de ordem zero é expresso por (ABRAHAM *et al.*, 2011; ZAK, 2003):

$$u_c(\vec{x}, \vec{\theta}) = \vec{\theta}^T \cdot \xi(\vec{x}) \quad (21)$$

Sendo $\vec{\theta}^T = [\theta_1, \theta_2, \dots, \theta_N]^T$ o vetor de *singletons* de saída, ou valor real resultante do método de *defuzzificação* como o centroide, e N é o número de regras difusas. O vetor normalizado de todos os valores de ativação de todas as regras difusas é $\xi(\vec{x})$ dado por (DAS SHARMA *et al.*, 2010):

$$\xi(\vec{x}) = \frac{\alpha_l(\vec{x})}{\sum_{l=1}^N \alpha_l(\vec{x})} \quad (22)$$

Em que $\alpha_l(\vec{x})$ é o valor de ativação da regra difusa l' dada por (ZAK, 2003):

$$\alpha_l(\vec{x}) = \prod_{i=1}^r \mu_i^l(x_i) \quad (23)$$

Onde $\mu_i^l(x_i)$ é o valor da i^a entrada da função de pertinência ativada na l^a regra difusa. No presente trabalho utilizou-se a função de pertinência do tipo sino-gaussiana que obedece a seguinte expressão:

$$g(x, \sigma, c) = \varepsilon \frac{-(x-c)^2}{2\sigma^2} \quad (24)$$

O valor de c corresponde ao centro da função, ou média, e σ diz respeito ao desvio padrão resultando em uma simetria em torno do valor central.

O resultado da substituição de (20) em (16) corresponde à:

$$x^{(n)} = f(\vec{x}) + b[u_c(\vec{x}|\vec{\theta}) + u_s(\vec{x})] \quad (25)$$

Substituindo (25) na expressão do erro $e^{(n)} = y_{ref}^{(n)} - y^{(n)}$ e utilizando (18) tem-se:

$$e^{(n)} = -\vec{k}^T \vec{e} + b[u^* - u_c(\vec{x}|\vec{\theta}) - u_s(\vec{x})] \quad (26)$$

De forma matricial:

$$\dot{\vec{e}} = \Lambda_c \vec{e} + b_c[u^* - u_c(\vec{x}|\vec{\theta}) - u_s(\vec{x})] \quad (27)$$

Em que:

$$\Lambda_c = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 & 0 & \cdots & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & \cdots & 0 & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \dots & 0 & 1 \\ -k_1 & -k_2 & \dots & \dots & \dots & -k_1 & -k_1 \end{bmatrix} \quad (28)$$

$$\vec{b}_c = \begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ 0 \\ b \end{bmatrix}$$

Considerando-se uma função $f^U(\vec{x})$ ainda que $f^U \geq |f(\vec{x})|$ e $0 < b_L < b$. O sinal supervisorio é dado por (WANG, 1997):

$$u_s(\vec{x}) = J_1^* \cdot \text{sgn}(\vec{e}^T P_{pos} \vec{b}_c) \left[|u_c| + \frac{1}{b_L} (f^U + |y_{ref}^{(n)}| + |\vec{k}^T \vec{e}|) \right] \quad (29)$$

Em que:

$$\begin{cases} J_1^* = 1, \text{ se } V_e > \bar{V} \\ J_1^* = 0, \text{ se } V_e \leq \bar{V} \end{cases} \quad (30)$$

Sendo $V_e = (1/2)\vec{e}^T P_{pos} \vec{e}$, em que P_{pos} é a matriz simétrica positiva definida satisfazendo a equação de Lyapunov (WANG, 1997). Tem-se que \bar{V} é uma constante negativa especificada pelo projetista. Segundo (ZAK, 2003), utilizando o método de Lyapunov é

possível encontrar uma lei de ajuste dos parâmetros do vetor de *singletons* de saída através de (DAS SHARMA *et al.*, 2010):

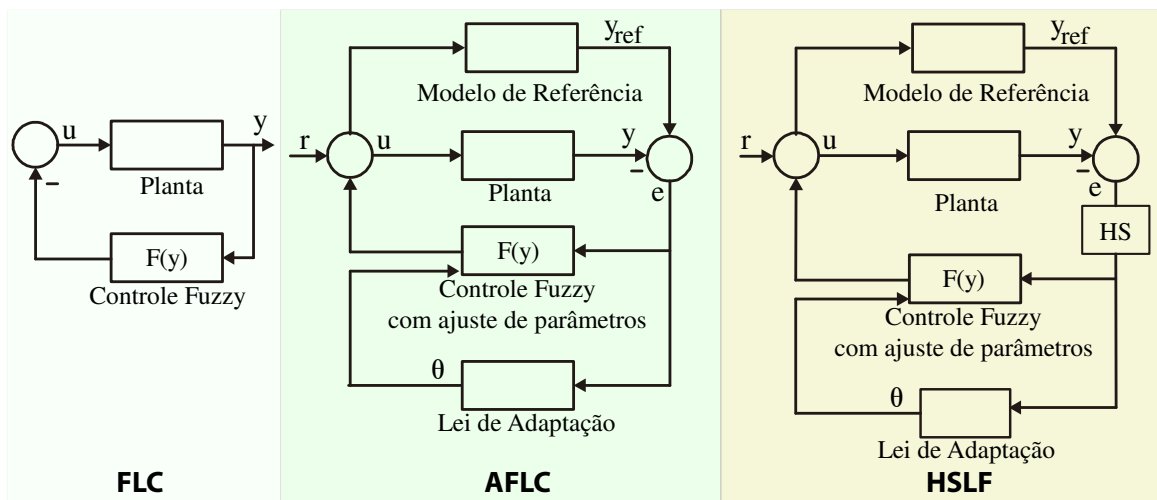
$$\dot{\vec{\theta}} = \begin{cases} v\vec{e}^T\vec{p}_n\xi(\vec{x}), & \text{se } (|\vec{\theta}| < M_\theta) \text{ ou } (|\vec{\theta}| < M_\theta), \text{ e } \vec{e}^T\vec{p}_n\theta^T\xi(\vec{x}) \leq 0 \\ Proj\{*\}, & \text{se } (|\vec{\theta}| < M_\theta), \text{ e } \vec{e}^T\vec{p}_n\theta^T\xi(\vec{x}) > 0 \end{cases} \quad (31)$$

Sendo $|\vec{\theta}| < M_\theta < \infty$, em que M_θ é especificado pelo projetista. O vetor \vec{p}_n é a última coluna de P_{pos} e $v > 0$ é o ganho de adaptação. A projeção do operador é definida como (WANG, 1993; DAS SHARMA *et al.*, 2010):

$$Proj\{*\} = v\vec{e}^T\vec{p}_n\xi(\vec{x}) - v\vec{e}^T\vec{p}_n \frac{\vec{\theta}\vec{\theta}^T\xi(\vec{x})}{|\vec{\theta}|^2} \quad (32)$$

Assim, por (31) é permitido que o controle estável difuso adapte-se ao ambiente que a planta do sistema está inserida. Contudo, o AFLC estável parte de uma estrutura fixa já que as posições dos *singletons* de saída e outros parâmetros livres são escolhidos previamente, como: os limites do universo das variáveis de *fuzzyficação*. Uma alternativa a esse problema é através do uso do algoritmo HS fazer que os parâmetros livres sejam ajustados automaticamente, permitindo menor tempo de convergência e maior capacidade de generalização, quando comparado com a lógica difusa convencional. A Figura 16 revela um comparativo das configurações básicas para FLC, AFLC e HSLF.

Figura 16 - Configuração básica para as técnicas: FLC, AFLC e HSLF.



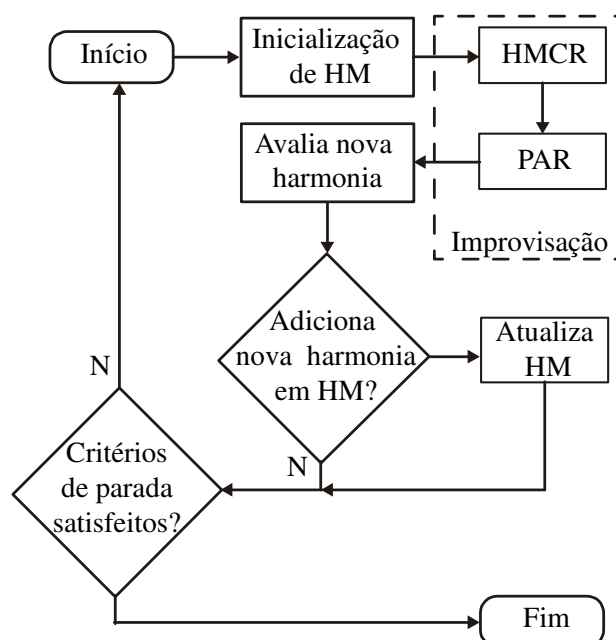
Fonte: Autoria própria.

A Figura 16 mostra que enquanto a configuração básica do FLC é estritamente fixa em sua estrutura pré-estabelecida, a configuração do AFLC apresenta uma lei de adaptação em tempo real que ajusta o controle difuso com as condições do ambiente que o sistema geral está inserido. Além disso, a comparação mostra que o algoritmo HS ajusta tanto a estrutura do FLC em termos do universo difuso como os *singletons* de saída que compõe a lei de controle, permitindo que o sistema apresente uma estrutura de controle ótima. Em contrapartida, as configurações do AFLC convencional e HSLF são mais complexas que a configuração FLC.

3.3.2 Algoritmo Busca harmônica

Algoritmos meta-heurísticos correspondem a algoritmos estocásticos de alto nível que em problemas de otimização permitem encontrar uma solução quase ideal sem a desvantagem de algoritmos de busca local, ou seja, ficar preso em regiões tendenciosas longe da solução global procurada (MANJARRES *et al.*, 2013; YANG, 2010). O algoritmo Busca Harmônica (*Harmony Search*, HS), originalmente proposto por Geem *et al.* (2001), é um algoritmo de busca meta-heurística inspirado no processo de improvisação de músicos para encontrar uma harmonia agradável ao público (ASKARZADEH, 2017). O fluxograma do algoritmo HS é mostrado na Figura 17.

Figura 17 - Fluxograma do algoritmo HS.



Fonte: Adaptado de MANJARRES *et al.*, (2013).

De posse de seu fluxograma, observa-se que o algoritmo HS é, basicamente, formado por cinco passos. O primeiro passo corresponde à inicialização dos parâmetros livres. Esta etapa faz a configuração de cinco parâmetros do método, sendo três parâmetros principais (o tamanho da memória harmônica, a taxa de ajuste considerando a memória harmônica e o número de interações) e dois opcionais (a taxa de ajustes de valores e a largura de banda de ajuste) (DIAO e SHEN, 2012).

Assim, o tamanho da memória harmônica (*Harmony Memory Size* - HMS) corresponde ao número de vetores solução da memória harmônica. Equivale ao número de linhas de HM, enquanto o número de colunas é dado por N , ou seja, o número de músicos (número de variáveis) (DIAO e SHEN, 2012). A taxa de ajuste considerando a memória harmônica (*Harmony Memory Considering Rate* - HMCR), apresenta o valor de $HMCR$ entre 0 e 1 e equivale à probabilidade de escolher um componente dos membros da HM (MANJARRES *et al.*, 2013). O número de interações (*Number of Iterations* - NI) corresponde a um dos possíveis critérios de parada. A taxa de ajustes de valores (*Pitch Adjusting Rate* - PAR) determina a probabilidade de um candidato da HM sofrer mutação (GAO *et al.*, 2015). E a largura de banda de ajuste (*BandWidth* - BW) corresponde a um valor que causa a alteração na harmonia.

O segundo passo refere-se à inicialização da memória harmônica (*Harmony Memory* - HM). A memória harmônica inicial consiste em um dado número de soluções geradas aleatoriamente para o problema em questão. Para um problema N -dimensional a HM pode ser representado pela matriz:

$$HM = \begin{bmatrix} x_1^1 & x_2^1 & \dots & x_N^1 \\ x_1^2 & x_2^2 & \dots & x_N^2 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ x_1^{HMS} & x_2^{HMS} & \dots & x_N^{HMS} \end{bmatrix} \quad (33)$$

Em que $\vec{x}^i = [x_1^i \quad x_2^i \quad \dots \quad x_N^i]$ ($i = 1, 2, \dots, HMS$) é uma solução candidata.

O terceiro passo improvisa uma nova solução $\vec{x}' = [x'_1 \quad x'_2 \quad \dots \quad x'_N]$ a partir dos vetores solução da memória harmônica. O processo de improvisação é controlado, principalmente por dois operadores probabilísticos diferentes, HMCR e PAR, que são aplicados sequencialmente a cada nota, de modo a produzir um novo conjunto de harmonias improvisadas ou soluções candidatas (MANJARRES *et al.*, 2013). Com isso, o algoritmo gera

o componente x'_j (com $j = 1, 2, \dots, N$) da nova solução, cujo valor é igual ao da harmonia correspondente da HM ou igual a um valor aleatório de acordo com (34).

$$x'_j = \begin{cases} x'_j \in \vec{x}^i = [x_1^i & x_2^i & \dots & x_N^i], & \text{se } random(0, 1) < HMCR \\ x'_j \in random(min_j, max_j), & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (34)$$

A equação (34) mostra a função $random(0, 1)$ que gera um valor aleatório no intervalo $[0, 1]$, se esse valor for menor que $HMCR$, x'_j será igual a um componente de HM. Caso contrário, a função $random(min_j, max_j)$ atribui um valor aleatório a x'_j em uma faixa de valores $[min_j, max_j]$. Sendo min_j e max_j o valor mínimo e máximo que pode ser atribuído.

Caso a primeira condição de (34) seja satisfeita ($random(0, 1) < HMCR$) então o componente poderá ainda sofrer uma mutação dada pela condição descrita em (35). Onde $u(-1, 1)$ é um número aleatório de uma distribuição uniforme com suporte $[-1, 1]$.

$$x'_j = x'_j \pm u(-1, 1) \cdot BW \quad \text{se } random(0, 1) < PAR \quad (35)$$

O quarto passo atualiza a matriz HM. A nova solução do terceiro passo é avaliada. Se a nova solução produzir uma aptidão melhor do que a do pior membro da HM, ele substituirá aquele. Caso contrário, é eliminado (GAO *et al.*, 2015). Por fim, a quinta etapa repete a terceira e quarta etapa até que os critérios de parada sejam satisfeitos.

O algoritmo HS possui características como simplicidade e eficiência de busca (GAO *et al.*, 2015). O que lhe permite ser utilizado em diversas aplicações, como nas áreas de medicina, robótica, controle, potência e energia, construção e engenharia civil, telecomunicações e outras (MANJARRES *et al.*, 2013; ASKARZADEH, 2017).

3.3.3 Proposta dos Algoritmos de MPPT HSLF e HSL

O sistema mostrado em (16) pode ser reescrito para aplicação em MPPT com conversor CC-CC *boost* através de (36) (ASSUNÇÃO, 2014). Sendo o sinal de entrada a variação da razão cíclica e a saída a corrente fornecida pelo módulo fotovoltaico.

$$\begin{cases} \dot{x} = \frac{dI}{dt} = \left(-\frac{1-D}{L}\right) \cdot \Delta V + \left(\frac{V_0}{L}\right) \cdot \Delta D \\ y = I \end{cases} \quad (36)$$

Em que D é razão cíclica base do conversor *boost*, L é o valor da indutância *boost*, ΔV é a variação de tensão em tempo real, ΔD é a variação da razão cíclica, V_0 é a tensão de saída do conversor *boost* e I é a corrente no indutor que é a mesma fornecida pelo módulo fotovoltaico, pois está em série com o conversor *boost*. Com base em (16) e observando a equação (36) tem-se as seguintes equivalências em (37).

$$\begin{cases} f(x) = \left(-\frac{1-D}{L}\right) \cdot \Delta V \\ b = \frac{V_0}{L} \end{cases} \quad (37)$$

O algoritmo HSLF faz mudanças em dois aspectos da AFLC: os *singletons* de saída e o universo das variáveis de *fuzzyficação*. O que permite ao AFLC ter sua planta ajustada com menos dependência do conhecimento prévio do especialista. Além disso, o erro da busca do MPP é diminuído devido os *singletons* de saída no AFLC serem ajustados. O que garante maior precisão do algoritmo, mesmo para mudanças bruscas das condições de operação.

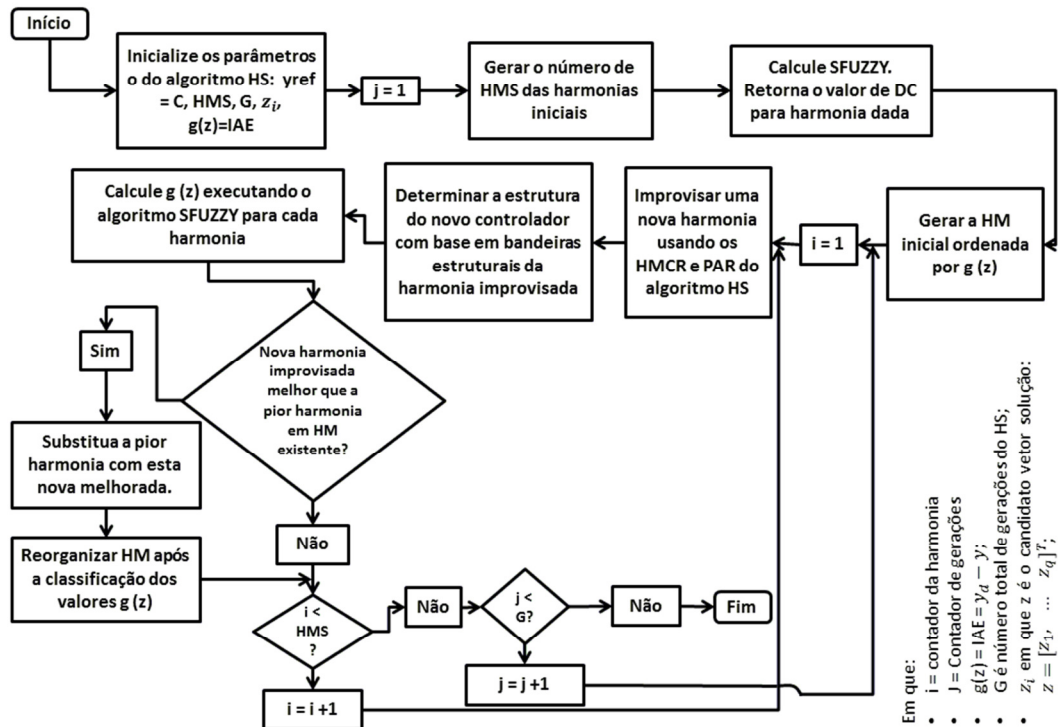
A Figura 18 mostra o fluxograma do algoritmo HS aplicado no AFLC e a Figura 19 mostra o AFLC aplicado como MPPT. A união desses dois fluxogramas forma o fluxograma do algoritmo HSLF.

O algoritmo HSLF permite o uso do AFLC como MPPT com menor dependência do conhecimento especialista e mais precisão que o FLC. Contudo, esse algoritmo ainda exige o conhecimento prévio do especialista para estabelecimento das regras difusas SE-ENTÃO. Através das regras difusas, o valor de pertinência de cada entrada, após passar pela fase de *fuzzyficação*, sofre uma agregação que depende do “E” ou “OU” da regra resultando em um valor dado por (23). Assim, o bom funcionamento do sistema AFLC ainda depende do conhecimento do especialista que dita quantas regras são necessárias e como devem ser dispostas em uma sentença.

Além disso, a influência deste conhecimento repercute em todo o sistema do AFLC já que dita a quantidade de *singletons* de saída que o algoritmo HS deve otimizar. O algoritmo de MPPT HS-Lyapunov (HSL) é proposto neste trabalho como forma de não haver

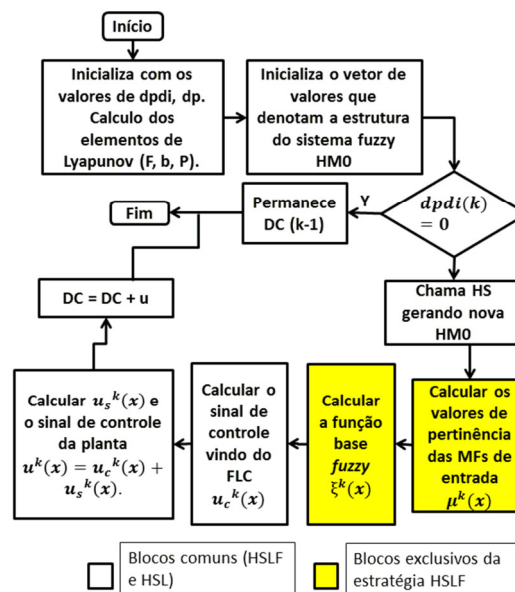
a necessidade de regras difusas propriamente dita, apenas uma estimativa dos valores que seria resultante da agregação das regras, e nem da parte da *fuzzyficação* presente no HSLF. Permanecendo as propriedades de estabilidade e adaptação da planta de controle para o sistema não linear.

Figura 18 - Fluxograma do algoritmo HS aplicado no AFLC.



Fonte: Autoria própria.

Figura 19 - Fluxograma do AFLC como MPPT, utilizando HS (HSLF e HSL).



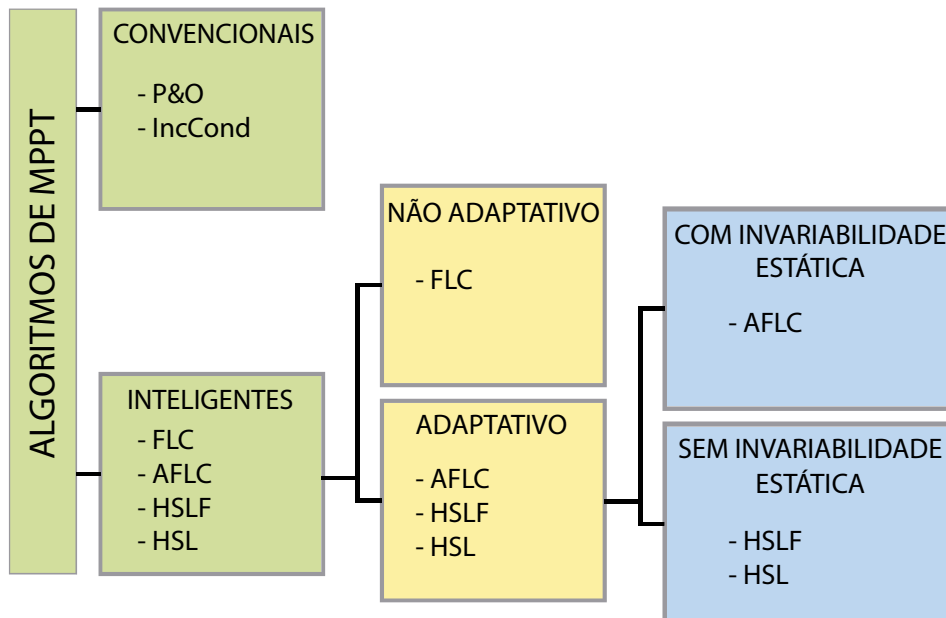
Fonte: Autoria própria.

O algoritmo HSL retorna através do algoritmo de HS o valor do escalar α , ao invés de um vetor cuja quantidade de elementos dependia da quantidade de regras difusas, e o valor do escalar θ , que antes também era um vetor $1 \times N$. Com isso, a estrutura HSL torna-se mais enxuta conforme pode ser visto na utilização de blocos da Figura 19.

3.4 Visão geral dos algoritmos de MPPT estudados

A Figura 20 mostra uma visão geral dos algoritmos de MPPT estudados. Os algoritmos são divididos em dois grandes grupos: convencionais e inteligentes. Como mostrado na Seção 3.1, os algoritmos convencionais são de simples implementação, baixo esforço computacional e apresentam bons rastreios. Contudo, estes algoritmos convencionais são diretamente dependentes do incremento da curva p-v. Esse incremento é estático, o que influencia na velocidade e na precisão do algoritmo. Outra desvantagem no algoritmo de P&O é que ao aproximar-se do MPP, em regime permanente, o algoritmo oscila em torno deste ponto, dificultando a utilização do mesmo para mudanças bruscas nas condições ambientes (MOÇAMBIQUE, 2012).

Figura 20 - Visão geral dos algoritmos de MPPT estudados.



Fonte: Autoria própria.

Para os algoritmos inteligentes, a Figura 20 mostra que apenas o FLC não é adaptativo, como mostrado na Seção 3.2. O que o torna suscetível a falhas para condições de

operação não previstas pelo projetista. O caráter adaptativo permite um melhor ajuste da planta frente às bruscas mudanças das condições ambientes. Contudo, exige um esforço computacional maior quando comparado com o custo requerido pelos algoritmos convencionais. O algoritmo AFLC apresenta ainda a desvantagem da invariabilidade estática, como mostrado na Seção 3.3. A característica de invariabilidade estática torna a planta do sistema difuso fixa, como por exemplo: o universo dos conjuntos difusos e as regras de pertinência, o que pode limitar seu desempenho, dependendo do conhecimento do especialista.

É evidente, na Figura 20, que os algoritmos propostos (HSLF e HSL) apresentam como diferencial a característica de serem inteligentes com caráter adaptativo e de não possuir invariabilidade estática. Além disso, o algoritmo HSL necessita de menos conhecimento especialista quando comparado ao algoritmo HSLF, que necessita das regras difusas para seu bom desempenho. Ademais, pode-se ainda destacar as seguintes contribuições desses dois algoritmos de MPPT:

- Capacidade de trabalhar com incertezas. O algoritmo HSLF utiliza a lógica difusa para trabalhar com dados de difícil previsão, no caso a irradiação e temperatura, o que o resulta um rastreamento mais rápido e preciso. Além disso, através do algoritmo HS, a planta do AFLC é atualizada em relação aos parâmetros, como *sigletons* de saída e universo dos conjuntos difusos. O algoritmo HSL permite, através de seu funcionamento baseado na lógica difusa e no uso de HS, ter características de adaptação e improvisação na sua operação. O que torna o MPPT eficiente mesmo em meio a mudanças bruscas das condições ambientes;
- Varredura da curva p-v com passo variável. Ambos os algoritmos apresentam modo de varredura distinta dos métodos convencionais estudados, pois o passo resultante dos métodos inteligentes é variável, ajustando-se melhor à curva p-v, tanto em regime inicial de rastreo, quanto no momento em que o MPP é encontrado, em regime permanente.
- Alta capacidade para adaptarem-se as mudanças das condições ambientes. Os algoritmos propostos possuem a característica de adaptação de seu controle e de não possuir invariabilidade estática, o que aumenta sua capacidade de adaptação.

3.4 Conclusões

Foi mostrado um estudo de três algoritmos de MPPT que são destaques na literatura: P&O, IncCond e FLC. Além disso, dois novos algoritmos foram propostos: HSLF e HSL. A Figura 20 revela uma visão geral destes algoritmos de MPPT abordados no trabalho.

O algoritmo HSLF corresponde a um MPPT que utiliza AFLC e o algoritmo HS. O algoritmo HS além de bastante simples, apresenta as vantagens: capacidade de improvisação e otimização. O algoritmo HSLF permite que a planta prévia do AFLC seja modificada para um estado ótimo, atuando no universo de *fuzzyficação* das variáveis linguísticas de entrada e na posição dos *singletons* de saída. O que garante maior precisão e velocidade no rastreamento do MPP.

Com base no HSLF, foi apresentado ainda o algoritmo HSL que não exige as regras difusas características do AFLC e permite menor dependência do conhecimento prévio do especialista. O Capítulo 5 faz um comparativo entre os algoritmos de MPPT estudados.

Embora, os algoritmos propostos apresentem alta velocidade de rastreamento do MPP em condições de sombreamento uniforme, eles podem não encontrar o GMPP quando o arranjo PV está sobre sombreamento parcial. Com isso, o estudo de algoritmos de GMPPT é necessário e é apresentado no Capítulo 4.

4 ALGORITMOS DE GMPPT

Diversos algoritmos de GMPPT foram propostos na literatura, mas podem apresentar uma ou mais das seguintes desvantagens: necessidade de muitos sensores (CHEN *et al.*, 2014; WANG *et al.*, 2016), baixa velocidade de rastreamento (ISHAQUE *et al.*, 2012; LIU *et al.*, 2012), alta complexidade de implementação (LYDEN e HAQUE, 2016; PENG *et al.*, 2018; AHMED e SALAM, 2014), incapacidade de detecção de PSC e USC (PATEL e AGARWAL, 2008; ISHAQUE *et al.*, 2012), estimativa dos picos da curva p-v somente para casos específicos de PSC (WANG *et al.*, 2016; RAMYAR *et al.*, 2017; AHMED e SALAM, 2015) e um alto esforço computacional (LYDEN e HAQUE, 2016; MOHANTY *et al.*, 2016). Os algoritmos de GMPPT podem ainda ser divididos em três grandes grupos: Algoritmos baseados nos métodos convencionais de MPPT, algoritmos com inteligência computacional e formas híbridas desses dois primeiros grupos.

Dentre os algoritmos baseados em métodos convencionais de MPPT, em (CHEN *et al.*, 2014) foi proposto um algoritmo de GMPPT que estima os pontos de LMPP quando o arranjo está sobre PSC. O algoritmo identifica a ocorrência de sombreamento em cada módulo do arranjo PV, através da variação negativa de tensão do módulo PV, e realiza a estimativa do pico no módulo sombreado. A partir do LMPP estimado o algoritmo P&O rastreia o pico real. Para cada sombreamento identificado, o ponto de LMPP resultante do P&O é guardado e julgado com os outros pontos de LMPP. O maior LMPP é o GMPP. Esse algoritmo é de simples implementação e possibilita um rápido rastreamento, mas necessita de sensores de tensão em cada módulo PV. O que dificulta sua aplicação para um arranjo com um número alto de módulos PV.

Ainda no primeiro grupo de algoritmos de GMPPT, em (PATEL e AGARWAL, 2008) foi apresentado um algoritmo que aplica perturbações de tensão (60%-70% da tensão de circuito aberto do módulo PV), para evitar que o algoritmo fique preso em algum LMPP durante o rastreamento, em conjunto com o algoritmo P&O para manter o rastreamento na vizinhança do GMPP. O algoritmo utiliza dois critérios para acionar a sub-rotina de GMPPT: mudança das condições de insolação e critério de tempo. Para evitar a varredura em toda a curva p-v, foi assumido que os picos de potência são crescentes até o GMPPT e decrescentes após o GMPPT. Contudo, essa afirmação pode não ser válida em algumas condições de sombreamento, como, por exemplo, para o caso de seis módulos PV em série: sendo 2 módulos com irradiação de 1000 W/m², 2 com 360 W/m² e 2 com 300W/m². O método varre 80% da curva p-v para garantir o GMPPT (ISHAQUE e SALAM, 2013).

No segundo grupo de algoritmos de GMPPT, as técnicas de inteligência computacional são utilizadas para melhorar o rastreamento do GMPP em diferentes condições de sombreamento e com bruscas variações das condições de irradiação sobre o arranjo PV. Em (ISHAQUE *et al.*, 2012) foi proposta a utilização do algoritmo de enxames de partículas (*Particle Swarm Optimization* - PSO) como GMPPT usando a técnica de controle direto. Assim, o algoritmo PSO fornece em sua saída um vetor de três valores diferentes de razão cíclica para um conversor CC-CC *buck-boost* e verifica sua influência na curva p-v. O maior valor de potência correspondente a um dos valores iniciais do vetor é guardado e na próxima interação o vetor de razão cíclica é ajustado para maior aproximação do GMPP. No GMPP o valor ótimo da razão cíclica é mantido constante até o reinício do algoritmo. O algoritmo apresentou rápido rastreamento do GMPP. No entanto, a possibilidade de um número alto de testes com a razão cíclica e, portanto, de um número alto de interações podem tornar o algoritmo mais lento e com grande esforço computacional.

Alguns trabalhos propuseram técnicas híbridas, formadas pela utilização de um método convencional em conjunto com um algoritmo de inteligência computacional a fim de acelerar a convergência do rastreamento ou utilizá-las em condições distintas de sombreamento. Em (MANICKAM *et al.*, 2016) foi proposta um algoritmo híbrido (P&O-PSO) que utiliza algoritmo PSO, quando o arranjo PV está sobre PSC, e o P&O quando em USC. Outros algoritmos de inteligência computacional podem ser usados quando em PSC, como *Fireworks Enriched Algorithm* (FA) (MANICKAM *et al.*, 2017). Sendo que em ambos os algoritmos é utilizada a detecção de USC e PSC. Utilizando esta lógica, a execução de algoritmos complexos é feita somente quando necessário, reduzindo o tempo de rastreamento.

Quando em USC, o arranjo PV pode utilizar uma técnica de MPPT convencional e permanecer no primeiro pico encontrado. Somente em PSC, o GMPPT é realmente necessário para varredura dos picos de potência e julgamento do GMPP. Assim, a literatura aponta formas de detecção de USC e PSC, por conta da maior complexidade dos métodos de GMPPT em relação às técnicas de MPPT convencionais (AHMED e SALAM, 2017). Em (MANICKAM *et al.*, 2017) é mostrada uma técnica de detecção de PSC e USC, que é regida pela Tabela 2. Essa técnica de detecção não necessita de um grande número de sensores no arranjo PV, sendo necessária somente a verificação da variação de dois parâmetros. Isso garante simplicidade sem perda de precisão na detecção do tipo de sombreamento.

Tabela 2 - Detecção de PSC e USC.

Detecção	USC	Se $\Delta P < 0$ e $\Delta V_{MPP} < 0$
	PSC	Se $\Delta P < 0$ e $\Delta V_{MPP} > 0$

Fonte: Baseado em Manickam *et al.* (2017).

Com base no que é apresentado pela literatura, um algoritmo de GMPPT deve possuir as principais vantagens: simples implementação (GHASEMI *et al.*, 2016), baixo número de sensores (GHASEMI *et al.*, 2016), baixo esforço computacional (GHASEMI *et al.*, 2016; ISHAQUE *et al.*, 2012) e varrer pontos discretos da curva p-v (CHEN *et al.*, 2014; ISHAQUE *et al.*, 2012; PENG *et al.*, 2018). Essas vantagens estão diretamente ligadas à forma de determinação dos LMPP da curva p-v. Existem, basicamente, duas formas: varredura completa de todos os pontos da curva p-v ou estimativa dos pontos situados na vizinhança dos LMPP.

As duas formas de varredura dos LMPP possibilitam o encontro do GMPP, contudo o tempo de varredura é diferente. Para a primeira forma, a determinação dos LMPP é lenta. Enquanto, para a segunda forma a varredura dos LMPP é mais rápida. Além disso, devido à característica não linear do arranjo PV, o algoritmo de GMPPT deve possuir uma alta precisão na estimativa dos picos da curva p-v. O que garante um rastreamento rápido e preciso. Assim, faz-se necessária a análise da curva p-v em pontos específicos, no caso no ponto de máxima potência.

4.1 Modelagem matemática

A equação (1), mostrada no Capítulo 2, pode ser reescrita nas condições de circuito aberto, curto-circuito e MPP, o que resulta nas equações: (38), (39) e (40) (FEMIA *et al.*, 2013), respectivamente.

$$0 = I_{ph,cell} - I_{0,cell} \cdot \left(e^{\left(\frac{V_{oc,cell}}{n \cdot V_{T,cell}} \right)} - 1 \right) - \frac{V_{oc,cell}}{R_{p,cell}} \quad (38)$$

$$I_{SC,cell} = I_{ph,cell} - I_{0,cell} \cdot \left(e^{\left(\frac{I_{SC,cell} \cdot R_{S,cell}}{n \cdot V_{T,cell}} \right)} - 1 \right) - \frac{I_{SC,cell} \cdot R_{S,cell}}{R_{P,cell}} \quad (39)$$

$$I_{MPP,cell} = I_{ph,cell} - I_{0,cell} \cdot \left(e^{\frac{V_{MPP,cell} + I_{MPP,cell} \cdot R_{S,cell}}{n \cdot V_{T,cell}}} - 1 \right) - \frac{V_{MPP,cell} + I_{MPP,cell} \cdot R_{S,cell}}{R_{P,cell}} \quad (40)$$

Pela manipulação das equações (38), (39) e (40) a tensão no ponto de potência máxima ($V_{MPP,cell}$) de uma célula PV é dada por (FEMIA *et al.*, 2013):

$$V_{MPP,cell} = V_{OC,cell} + I_{MPP,cell} \cdot R_{S,cell} + n \cdot V_T \cdot \ln \left(1 - \frac{I_{MPP,cell}}{I_{SC,cell}} - \frac{V_{MPP,cell} + I_{MPP,cell} \cdot R_{S,cell}}{R_{P,cell}} - \frac{V_{OC,cell}}{R_{P,cell}} \cdot e^{\frac{1}{n \cdot V_T} (V_{MPP,cell} + I_{MPP,cell} \cdot R_{S,cell} - V_{OC,cell})} \right) \quad (41)$$

Considerando $R_{S,cell}$ muito pequena ($R_{S,cell} \rightarrow 0$) e $R_{P,cell}$ muito grande ($R_{P,cell} \rightarrow \infty$), a equação (41) pode ser reescrita para um módulo PV como:

$$V_{MPP} = V_{OC} + \frac{n}{N_{S,cell}} \cdot V_T \cdot \ln \left(1 - \frac{I_{MPP}}{I_{SC}} \right) \quad (42)$$

Dividindo (42) por V_{OC} segue:

$$\frac{V_{MPP}}{V_{OC}} = k_{CV} = 1 + \frac{\beta \cdot V_T}{V_{OC}} \quad (43)$$

Sendo β dada em (44). Em (CASTAÑER e SILVESTRE, 2002), o valor de β é igual a 3. Contudo, β é dependente das características do módulo PV.

$$\beta = \frac{n}{N_{S,cell}} \cdot \ln \left(1 - \frac{I_{MPP}}{I_{SC}} \right) \quad (44)$$

O valor de V_{OC} pode ser descrito por (45) (CASTAÑER e SILVESTRE, 2002; FEMIA *et al.*, 2013). Sendo α_V o coeficiente de temperatura de V_{OC} . Assim como V_T , o valor de V_{OC} depende da temperatura.

$$V_{OC} = V_{OC,STC} + \alpha_V \cdot (T - T_{STC}) \quad (45)$$

Para um arranjo PV com $N_{s,mod}$ módulos PV conectados em série, a equação (43) pode ser modificada para a equação (46).

$$V_{MPP,j} = k_{CV,j} \cdot V_{OC,S} \quad (46)$$

Sendo $k_{CV,j}$ dado em (47). O fator ϵ_j permite que o valor de $k_{CV,j}$ seja corrigido também quando o número de módulos em série cresce. O denominador de ϵ_j é uma sequencia aritmética decrescente, ou seja, o valor de ϵ_j aumenta quando o valor de j aproxima-se de $N_{s,mod} \cdot N_{pv}$. Permitindo que o erro de estimativa seja mínimo na região mais provável para encontrar-se o GMPP: região entre 50% e 90% de $V_{OC,S}$ (FANG e LIAN, 2017). O que garante maior precisão da estimativa.

$$k_{CV,j} = \left[\left(1 + \frac{\beta \cdot V_T \cdot N_{s,mod}}{V_{OC,S}} \right) \cdot j + \epsilon_j \right] \cdot \left(\frac{1}{N_{s,mod} \cdot N_{pv}} \right) \quad (47)$$

$$\epsilon_j = \frac{j}{N_{s,mod} \cdot N_{pv} - (j - N_{s,mod} \cdot N_{pv}) \cdot 2} \quad (48)$$

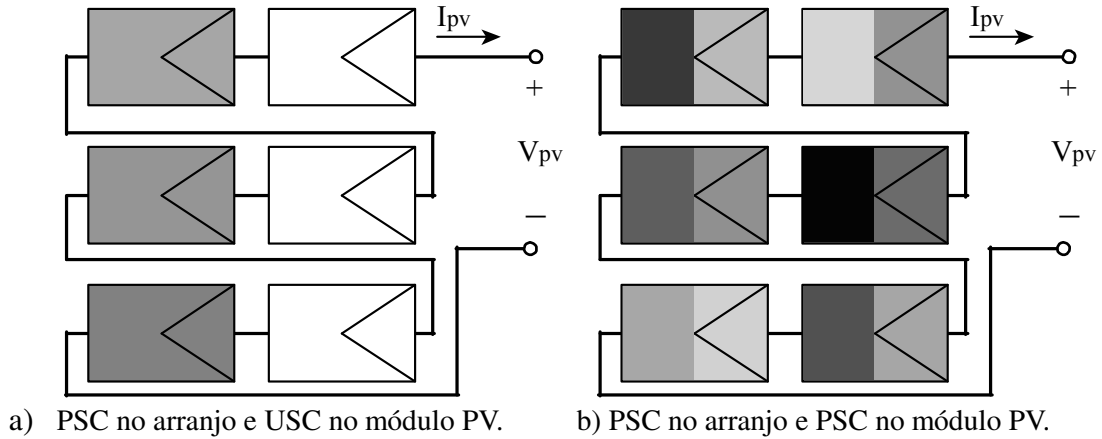
Sendo $V_{MPP,j}$ a tensão no MPP do j th ($j = N_{s,mod} \cdot N_{pv}, N_{s,mod} \cdot N_{pv} - 1, \dots, 1$) módulo PV. E $V_{OC,S}$ é a tensão de circuito aberto do arranjo PV. O valor de N_{pv} depende de (49), em que N_{byp} é o número de diodos de *by-pass* do módulo PV. A condição dada por (49) mostra que embora o arranjo PV possa estar em PSC, não é obrigatório que os módulos deste arranjo PV também estejam em PSC, conforme demonstrado na Figura 21.

$$\begin{cases} N_{pv} = 1, & \text{se módulo PV em USC} \\ N_{pv} = N_{byp}, & \text{se módulo PV em PSC} \end{cases} \quad (49)$$

Quando cada módulo PV está sobre USC, o módulo PV age no arranjo PV como se tivesse apenas um diodo de *by-pass*. Logo, o valor de N_{pv} é igual a 1 nesse caso. Nessa condição, o número máximo de picos de potência na curva p-v do arranjo depende somente do $N_{s,mod}$. Quando o módulo PV sofre PSC os seus diodos de *by-pass* atuam. Logo, o valor de N_{pv} é igual a N_{byp} nesse caso. Nessa condição, o número máximo de picos de potência na curva p-v do arranjo depende do produto $N_{s,mod} \cdot N_{byp}$. No capítulo 5 é mostrada a comprovação experimental da dependência de N_{byp} com quantidade de picos de potência da

curva p-v de um módulo PV.

Figura 21 - Casos de PSC no arranjo e em seus módulos PV.



Fonte: Autoria própria.

De acordo com (47), apresentada por esse trabalho, tem-se as seguintes conclusões quanto ao valor de $k_{CV,j}$:

- Depende da temperatura. Tanto os valores de $V_{OC,S}$ como V_T variam com a temperatura no módulo PV, o que influencia na mudança do valor de $k_{CV,j}$. Com isso, o comportamento de $k_{CV,j}$ é dinâmico e muda também com as condições ambientes.
- Depende das características construtivas do módulo PV. O termo β , como apresentado neste trabalho, pode ser encontrado através de (44). E está relacionado às características construtivas do módulo, como I_{MPP} e I_{SC} , normalmente informadas no *datasheet* pelo fabricante em condições de STC.
- Depende do número de módulos em série no arranjo PV. É evidente que cada pico possui um valor de $k_{CV,j}$, pois através da presença dos termos j e ϵ_j seu valor muda para a quantidade de módulos conectados em série. Ademais, o fator $N_{s,mod}$ influencia na quantidade de picos de potência da curva p-v.
- Depende do número de diodos de *by-pass* do módulo PV. O termo N_{pv} revela que dependendo da forma do sombreamento parcial no módulo PV o valor de $k_{CV,j}$ muda.

Logo, diferente do que apresentado pela literatura (RAMYAR *et al.*, 2017; PATEL

e AGARWAL, 2008; WANG *et al.*, 2016) o valor de $k_{CV,j}$ é dinâmico e é influenciado por vários fatores próprios do arranjo PV.

Conforme descrito em (RAMYAR *et al.*, 2017; PATEL e AGARWAL, 2008) é possível estimar os picos de potência através de (50). A equação (50) mostra que é possível encontrar $V_{MPP,j}$ através do valor de V_{OC} , da posição de cada módulo conectado em série no arranjo PV ($j = 1, \dots, N_{s,mod}$) e do valor de k_{CV} considerado igual a 0.8.

$$V_{MPP,j} = j \cdot k_{CV} \cdot V_{OC,S}/N_{s,mod} \quad (50)$$

Contudo, como verificado em (47) o valor de k_{CV} varia com a temperatura, com as características do módulo PV do arranjo PV, com o número de módulos em série e com o número de diodos de *by-pass* do módulo PV. Logo, o valor de $k_{CV} = 0.8$ corresponde apenas a um caso específico de (47).

Também em (SHOEMAN e WYK, 1982), para um único módulo PV sobre USC, k_{CV} é considerado uma constante, aproximadamente, igual a 0.8. Contudo, em (47) o valor de k_{CV} mostrado não é uma constante, mas varia com as condições de operação do módulo e depende das características próprias do módulo PV.

Conforme (WANG *et al.*, 2016), quando o arranjo PV está sobre PSC, o valor de $k_{CV,j}$ pode ser encontrado por (51). A equação (51) indica que o valor de $k_{CV,j}$ depende de $N_{s,mod}$ e da ordem *j*th ($j = 1, 2, \dots, N_{s,mod}$) em que o módulo PV está conectado no arranjo PV. Contudo, a equação (51) não considera a variação de $k_{CV,j}$ com a temperatura e ainda não faz a generalização em relação as características de fabricação do módulo PV. Neste caso, foi considerado o valor de $k_{CV} = 0.76$.

$$k_{CV,j} = (j - 1 + k_{CV})/N_{s,mod} \quad (51)$$

Conforme (AHMED e SALAM, 2015), estimar $V_{MPP,j}$ utilizando $k_{CV,j}$ pode apresentar um grande erro de estimativa quando o arranjo PV tem um número maior que seis módulos PV conectados em série. Isso ocorre quando o valor de $k_{CV,j}$ não é corrigido com o valor de *j*th módulo para estimativa. O método proposto por (AHMED e SALAM, 2015) reduz o erro de estimativa de picos através de uma equação dependente de $k_{CV,j} = 0.8$. O que recai em um caso específico da equação geral (47). Logo, ao adotar o valor de $k_{CV,j}$ variante com as condições de operação, como a especificação do módulo PV e com correção

automática em relação a sequência de j , o erro de estimativa pode ser reduzido. No capítulo 5 é mostrado o erro de estimativa dos picos de potência, comparando os valores estimados resultantes das equações analisadas no atual capítulo.

Além disso, a equação de estimativa de picos, a exemplo de (46), permite somente uma boa aproximação dos picos de potência na curva p-v. E, portanto, fornece um mapeamento com valores discretos da curva p-v do arranjo PV. Com isso, é necessário ainda um algoritmo de GMPPT que utilize esta equação de forma apropriada e que afine a busca do GMPP.

4.2 Algoritmos R-GMPPT e HC-MODIFICADO

Dois algoritmos de GMPPT são analisados nessa seção: R-GMPPT e HC-MODIFICADO apresentados em (WANG *et al.*, 2016) e (RAMYAR *et al.*, 2017), respectivamente. Além de recentes, esses dois métodos apresentam outras características comuns: simplicidade de implementação, rápido rastreamento do GMPP, estimativa de picos de potência da curva p-v e utilizam algoritmos de MPPT convencionais em sua essência, como: IncCond e Hill Climbing (HC).

O algoritmo R-GMPPT faz a estimativa de picos de potência através da Equação (52). Sendo o valor de $V_{MPP,j}$ estimado por (46) e $K_{CV,j}$ dado em (51).

$$P_{MPP,j} = V_{MPP,j} \cdot I_{MPP,j} \quad (52)$$

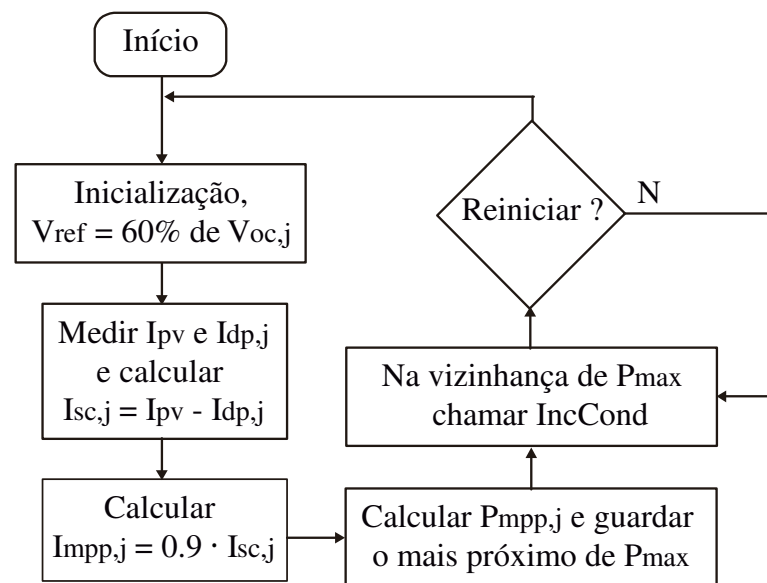
O valor de $I_{MPP,j}$ é dado em (53). Sendo $I_{SC,j}$ a corrente de curto circuito estimada do j th módulo PV do arranjo PV, I_{PV} a corrente do arranjo PV e a $I_{dp,j}$ corrente no diodo de *by-pass* do módulo PV. É considerado que existe somente um diodo de *by-pass* por módulo PV.

$$I_{MPP,j} = 0.9 \cdot I_{SC,j} = 0.9 \cdot (I_{PV} - I_{dp,j}) \quad (53)$$

Com a estimativa de picos de potência na curva p-v, o algoritmo julga o maior pico. De posse do maior pico de potência, é utilizado o algoritmo IncCond para refinar a busca e permanecer na vizinhança do GMPP. É utilizado o algoritmo IncCond até que as condições para iniciar uma nova varredura por (52) sejam satisfeitas. A Figura 22 indica o fluxograma do algoritmo R-GMPPT.

O algoritmo R-GMPPT varre a curva no intervalo de 60% de V_{OC} até 90% de $V_{OC,s}$ estimando os picos em (52). O que permite um rápido rastreamento do GMPP. Contudo, a equação (53) mostra que o número de sensores para medida de $I_{dp,j}$ depende do número de módulos PV. O que limita sua aplicabilidade para um número alto de módulos PV em um arranjo PV. O algoritmo R-GMPPT não especifica as condições para reinício da busca dos picos de potência. Podendo ser um critério de tempo ou a detecção de PSC e USC.

Figura 22 - Fluxograma do algoritmo R-GMPPT.



Fonte: Adaptado de WANG *et al.* (2016).

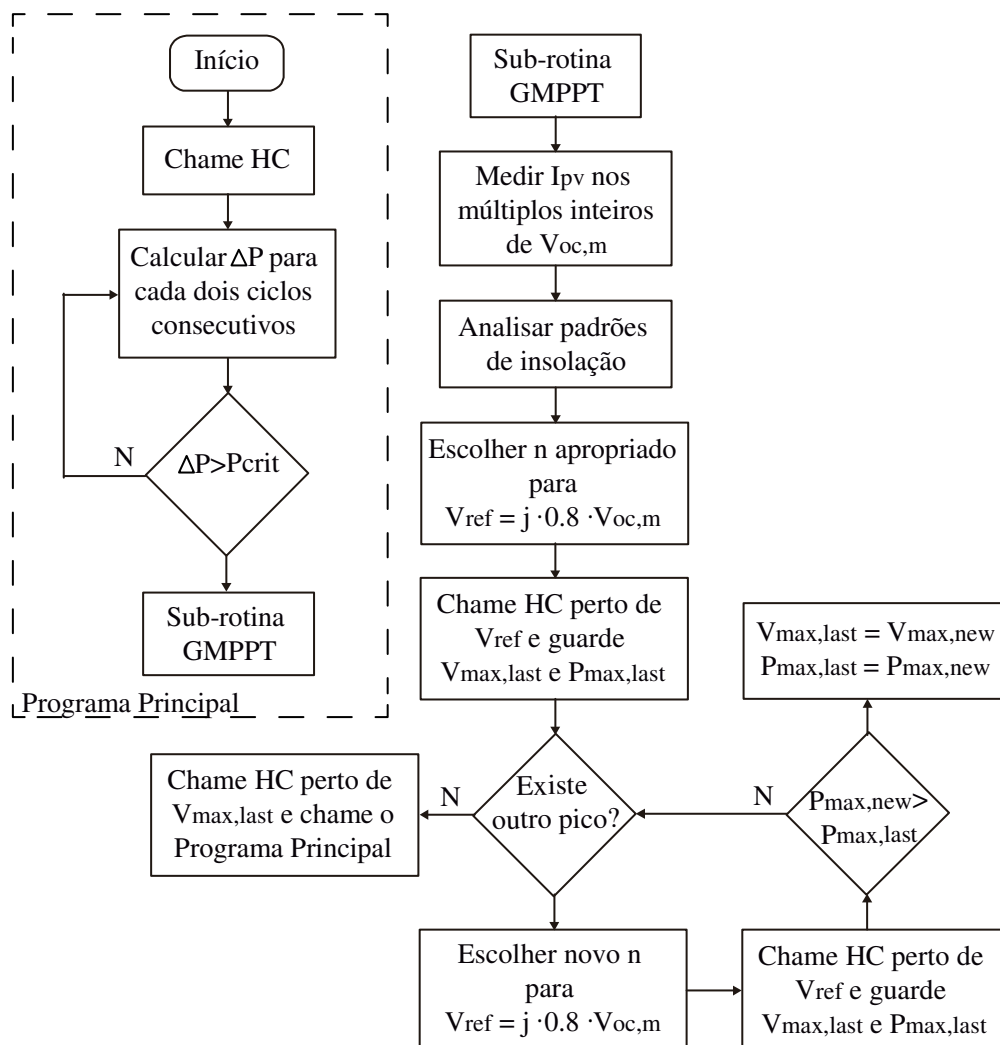
O algoritmo HC-MODIFICADO consiste, basicamente, em três etapas: detecção de mudança da irradiação solar, análise do padrão de irradiação solar e procura pelos picos de potência. Na primeira etapa, o algoritmo HC é usado como MPPT até que a mudança de irradiação solar seja detectada. Para essa detecção, é utilizada a inspeção por variação de potência (ΔP) e comparada com o valor de variação crítica (ΔP_{crit}). Caso o valor de ΔP seja maior que ΔP_{crit} , então a variação de irradiação solar é detectada e a sub-rotina do GMPPT é acionada.

Na segunda etapa do algoritmo HC-MODIFICADO, ocorre a análise do padrão de irradiação solar. Essa análise permite verificar a provável região onde há um pico de potência através da inequação em (54). Sendo $\Delta I_{crit} = 0.1$. Logo, caso não seja satisfeita a inequação, então existe um pico próximo de $j \cdot V_{OC,s} / N_{S,mod}$. Por fim, na terceira etapa do algoritmo HC-MODIFICADO é realizado a procura dos picos de potência.

$$\frac{(I_{PV,j-1} - I_{PV,j})}{I_{PV,j-1}} \leq \Delta I_{crit} \quad (54)$$

A segunda etapa permite que o algoritmo R-GMPPT encontre as regiões onde há um pico de potência guardando o valor correspondente de j . Na terceira etapa, os picos de potência são estimados em (50) e utilizado o algoritmo HC para refinamento da busca pelo GMPP. Após verificado todos os picos é julgado o maior deles. De posse do maior pico, o algoritmo retorna para o programa principal, como verificado no fluxograma do algoritmo na Figura 23.

Figura 23 - Fluxograma do algoritmo HC-MODIFICADO.



Fonte: Adaptado de RAMYAR *et al.* (2017).

Para a equação (50) o algoritmo HC-MODIFICADO utiliza (45) para encontrar o valor V_{OC} . O algoritmo HC-MODIFICADO permite um rápido rastreamento do GMPP sendo

necessário apenas um sensor de corrente. O algoritmo permite encontrar as regiões da curva p-v onde há um pico de potência. Utilizando ainda uma equação de estimativa dos picos de potência nessa região para maior precisão. O algoritmo HC é utilizado para refinar o rastreamento do GMPP partindo do maior pico estimado. O que garante um bom rastreamento do GMPP.

Contudo, o algoritmo HC-MODIFICADO apenas aciona a sub-rotina de GMPPT quando é detectada uma mudança de irradiação solar. Assim, caso o arranjo PV esteja em PSC já no início da operação e não apresente mudança do seu padrão de irradiação o GMPP pode não ser encontrado.

Em ambos os algoritmos de GMPPT estudados, R-GMPPT e HC-MODIFICADO, não é utilizada a detecção de PSC e USC. Sendo somente utilizada a detecção de mudança das condições de irradiação solar.

4.3 Algoritmo de GMPPT proposto

O algoritmo de GMPPT proposto neste trabalho consiste, basicamente, na utilização da equação (46) para estimativa dos picos de potência da curva p-v, no julgamento do maior desses picos e no uso do algoritmo P&O para afinar a busca do GMPPT a partir do maior pico estimado. Além disso, é utilizada detecção de PSC e USC de modo a permitir menor custo de processamento computacional. O fluxograma do algoritmo proposto é mostrado na Figura 24.

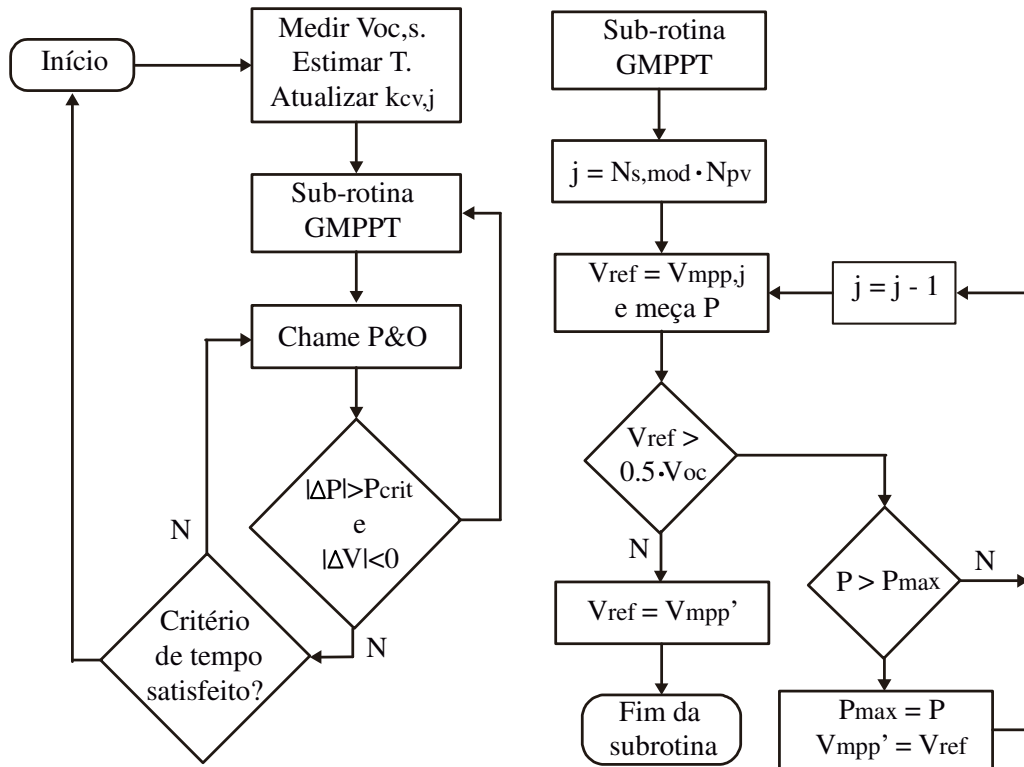
Como observado na Figura 24, inicialmente o algoritmo mede o valor de $V_{OC,S}$, estima o valor da temperatura T em (45) e atualiza o valor de $k_{CV,j}$ em (47). O valor de T corresponde à temperatura média do arranjo PV. O que permite uma boa aproximação da temperatura no módulo PV e dispensa a necessidade de sensores em cada módulo PV.

Após a inicialização dos parâmetros para estimativa dos picos é chamada a sub-rotina GMPPT que estima os picos de potência pela equação (46) e julga o maior valor de $V_{mpp,j}$, no fluxograma indicado por V_{mpp}' . Esse valor corresponde ao ponto mais provável onde o GMPP está avizinado. Esta etapa garante que o GMPP seja encontrado não importando se o arranjo PV está sobre PSC ou USC logo no início de sua operação.

Para que a busca seja refinada é necessário um algoritmo de MPPT convencional, no caso, foi utilizado o algoritmo P&O. O algoritmo de MPPT não apenas permite melhorar a busca do GMPP, como permite que o sistema PV opere no ponto ótimo até que os critérios de

detecção de PSC sejam obedecidos. Quando o critério de detecção de PSC for obedecido, a sub-rotina GMPPT é novamente acionada.

Figura 24 - Fluxograma do GMPPT proposto.



Fonte: Autoria própria.

O método P&O foi utilizado devido sua simplicidade de implementação e para justa comparação com os algoritmos de (WANG *et al.*, 2016) e (RAMYAR *et al.*, 2017), que utilizam métodos simples como IncCond e Hill Climbing, respectivamente. Além disso, devido à boa aproximação do GMPP através de (46), mesmo um algoritmo lento é suficiente para busca. Embora, algoritmos como FLC, HSL e HSLF também pudessem ser usados para aumentar a velocidade de rastreamento do GMPP, a complexidade de implementação também seria acrescida.

É possível que devido às mudanças das condições ambientes durante a operação do SPV, um novo GMPP tenha surgido na curva p-v. Logo, o algoritmo de GMPPT proposto possui ainda o critério de tempo. O que garante a atualização dos parâmetros iniciais do algoritmo e alcance do novo GMPP. A Tabela 3 revela ainda um resumo comparativo dos algoritmos GMPPT estudados em relação ao tipo e as principais vantagens e desvantagens. É possível observar que o algoritmo proposto apresenta todas as vantagens comparadas, ressaltando a alta precisão na estimativa dos picos da curva p-v.

Tabela 3 - Resumo comparativo dos algoritmos de GMPPT.

Referência Bibliográfica	Tipo		Vantagens					Desvantagens					
	Utiliza algoritmos convencionais de MPPT	Com inteligência computacional	Com detecção de PSC e USC	Número baixo de sensores	Simples implementação	Baixo esforço computacional	Varre pontos discretos da curva p-v	Alta precisão na estimativa de picos da curva p-v	Sem detecção de PSC e USC	Número alto de sensores	Complexa implementação	Alto esforço computacional	Varre intervalos contínuos da curva p-v
Patel e Agarwal (2008)													
Ishaque <i>et al.</i> (2012)													
Chen <i>et al.</i> (2014)													
Manickam <i>et al.</i> (2016)													
Wang <i>et al.</i> (2016)													
Ramyar <i>et al.</i> (2017)													
Autor													

Fonte: Autoria própria.

4.4 Conclusões

Na revisão bibliográfica sobre algoritmos de GMPPT, o presente estudo verificou os tipos, suas principais vantagens e desvantagens. Com base nessa revisão foi proposto um algoritmo que utiliza um método convencional de MPPT (P&O) e possui as vantagens requeridas pela literatura, conforme apresentado na Tabela 3. Entre os algoritmos mais recentes e eficientes na literatura foram analisados com detalhes os algoritmos R-GMPPT e HC-MODIFICADO.

A literatura revela que na estimativa dos picos da curva p-v quando o arranjo PV está sobre PSC é necessário apenas uma equação linear (46). Essa equação depende da tensão de circuito aberto do arranjo e de um fator $k_{CV,j}$. Foi demonstrado de forma matemática que o fator $k_{CV,j}$, por sua vez, é dado por (47) e depende dos seguintes fatores: características do

módulo PV, número de módulos em série do arranjo PV e número de diodos de *by-pass* do módulo PV. O fator $k_{CV,j}$ varia ainda com a temperatura.

Ainda, o presente capítulo apresentou uma fórmula geral para estimativa de picos de potência da curva p-v quando o arranjo está em PSC e USC. Além de genérica esta fórmula permite o rastreamento do GMPP com alta precisão dos picos estimados da curva p-v. Sendo proposto ainda um algoritmo de GMPPT de simples implementação e de baixo esforço computacional, conforme mostrado na Tabela 3. No Capítulo 5 são apresentados os resultados de simulações e experimentais que reforçam a eficácia do algoritmo de GMPPT proposto.

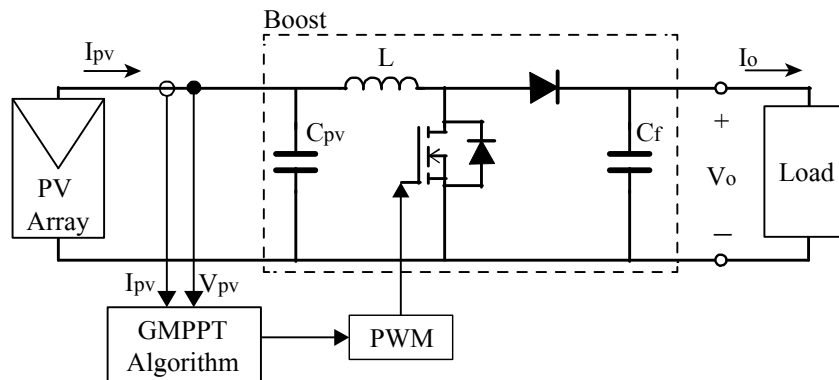
5 RESULTADOS DE SIMULAÇÕES E EXPERIMENTAIS

Para a análise dos algoritmos de MPPT propostos (AFLC aplicado como MPPT, HSLF e HSL) foram realizados testes no MATLAB, comparando-os com algoritmos convencionais de MPPT, no caso: FLC, P&O e IncCond. Quanto aos algoritmos de GMPPT, foi verificado o erro de estimativa dos picos de potência da curva p-v através das equações que utilizam $k_{CV,j}$ apresentadas no capítulo 4. Os algoritmos de GMPPT foram testados em um arranjo PV quando submetido à USC e PSC no software de simulação PSIM. Além disso, foi feita a comparação do algoritmo de GMPPT proposto com outros dois algoritmos estudados: R-GMPPT e HC-MODIFICADO, apresentados por (WANG *et al.*, 2016) e (RAMYAR *et al.*, 2017), respectivamente. A parte experimental aconteceu através: do ajuste dos parâmetros do módulo PV para simulação e da comprovação da influência dos diodos de *by-pass* na quantidade de picos da curva p-v.

5.1 Comparativo entre os algoritmos de MPPT estudados

A Figura 25 mostra o esquema simples do arranjo SPV utilizado. Trata-se de um módulo PV KC130TM da KYOCERA conectado a um conversor CC-CC *boost* conectado a um barramento de 38 V. Os parâmetros de projeto utilizados na análise dos algoritmos de MPPT são informados na Tabela 4.

Figura 25 - SPV utilizado para análise dos algoritmos de MPPT.



Fonte: Autoria própria.

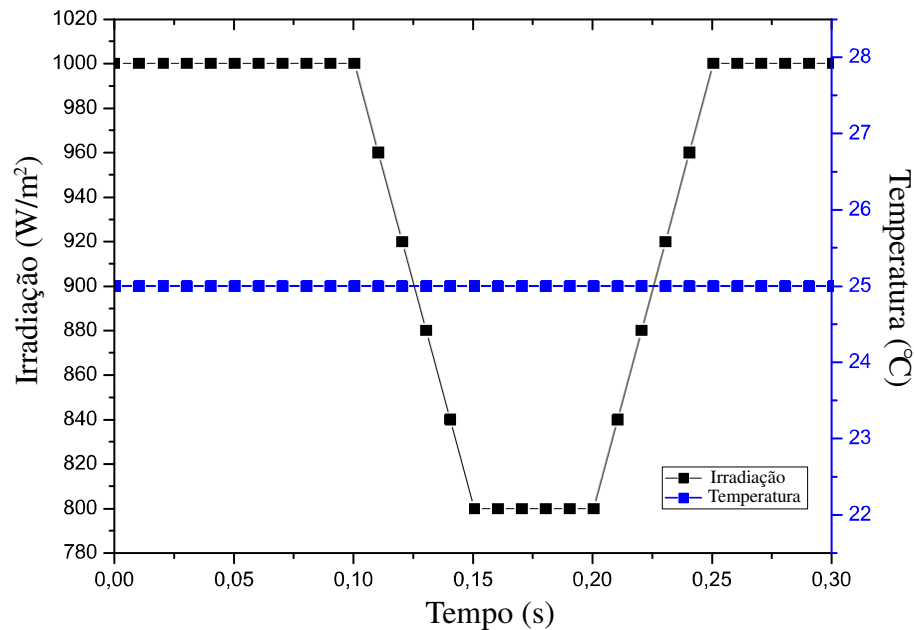
Tabela 4 - Parâmetros de projeto para análise de algoritmos de MPPT.

Módulo PV: KC130TM		Boost		HS	
Pot. Máx.	130 W (+10%/-5%)	Cout	22 uF	HMCR	0.8
Cor. MPP	7,39 A	L	256 uF	BW	0.6
Ten. MPP	17,6 V	Vo	38 V	HMS	10
Ten. C.A.	21,9 V	D	0,537	NI	100

Fonte: Autoria própria.

Inicialmente, o módulo PV KC130TM foi submetido ao teste 1 com as condições de operação mostradas na Figura 26. O valor da temperatura é considerado constante por todo o módulo PV, pois a mesma não muda drasticamente com o tempo. A irradiação passa a ser então o fator majoritário e sofre brusca variação de modo a observar o desempenho dos algoritmos de MPPT no tempo.

Figura 26 - Condições de Teste 1 para avaliação do algoritmo de MPPT.

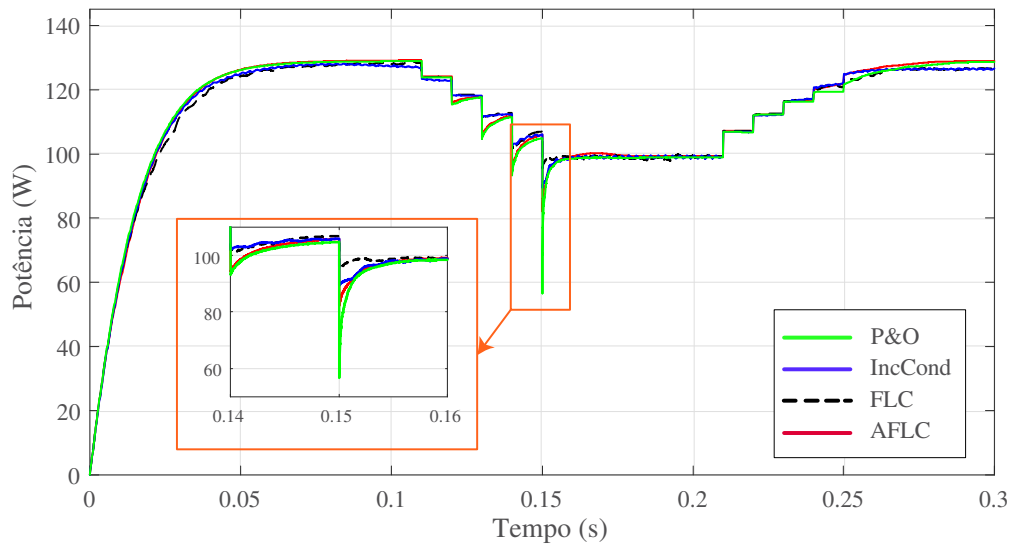


Fonte: Autoria própria.

A Figura 27 mostra o resultado do MPPT através dos algoritmos IncCond, P&O, FLC e AFLC. Para que o algoritmo P&O e IncCond apresentassem menor erro de rastreamento do MPP, o incremento utilizado foi de 0,001 (RIBEIRO, 2011; ALMADA, 2013). Para o FLC e AFLC os parâmetros necessários foram especificados como no Capítulo 3.

Para o tempo inicial de 100ms, a Figura 27 mostra que os algoritmos AFLC e P&O alcançaram o MPP em menor tempo em relação ao algoritmo IncCond e FLC. Quando o módulo PV sofre a perturbação, fica evidente que o algoritmo FLC alcançou em menor tempo o MPP. Enquanto o algoritmo P&O apresentou um alto decaimento da potência, atingindo um valor de -40W em relação a potência devida para dada condição ambiente, no caso: próximo de 100W. Após a transição, o algoritmo IncCond revela um rápido rastreamento do novo MPP. Em ambas as condições ambientes, os algoritmos de MPPT aproximaram-se do MPP em um tempo hábil.

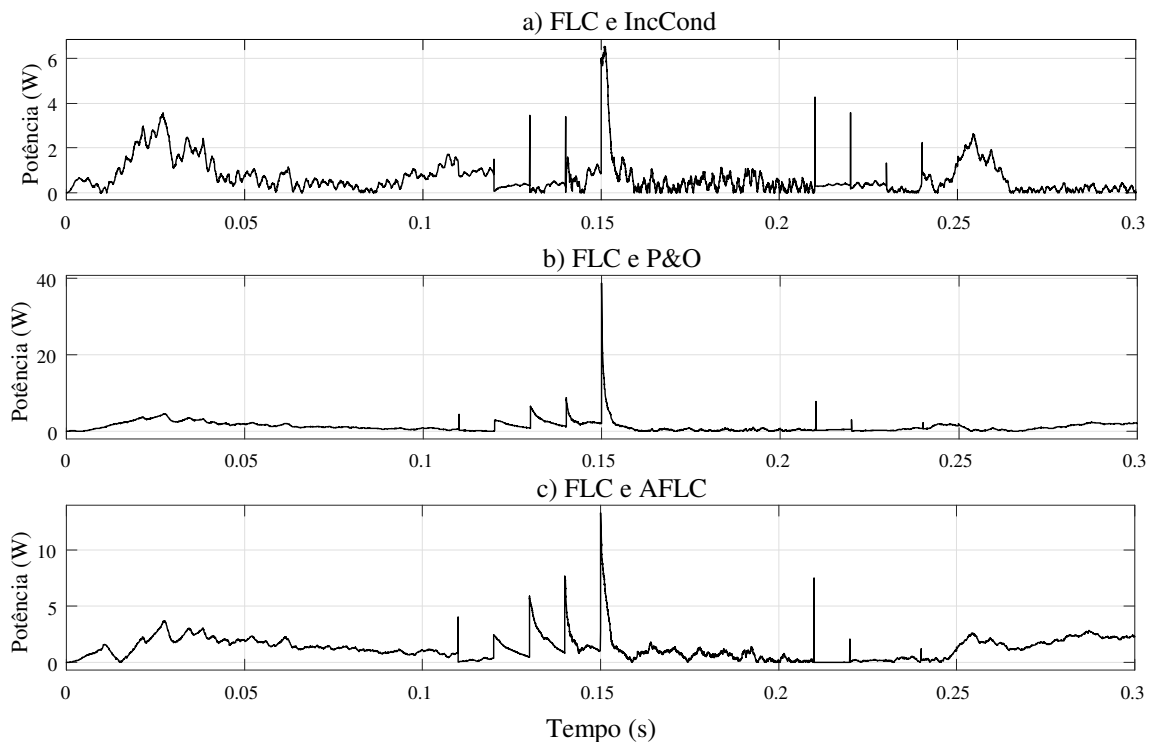
Figura 27 - Comparação dos algoritmos de MPPT: P&O, IncCond, FLC e AFLC.



Fonte: Autoria própria.

Para melhor análise, podem-se verificar as diferenças entre os sinais de potência originados de cada algoritmo de MPPT por meio da Figura 28. O algoritmo FLC, para esse caso, foi utilizado como algoritmo de comparação entre os algoritmos convencionais, devido sua grande utilização na literatura conforme descrito no Capítulo 3, e entre o algoritmo AFLC, por sua característica inteligente.

Figura 28 - Diferença de sinais: a) FLC e IncCond; b) FLC e P&O; c) FLC e AFLC.

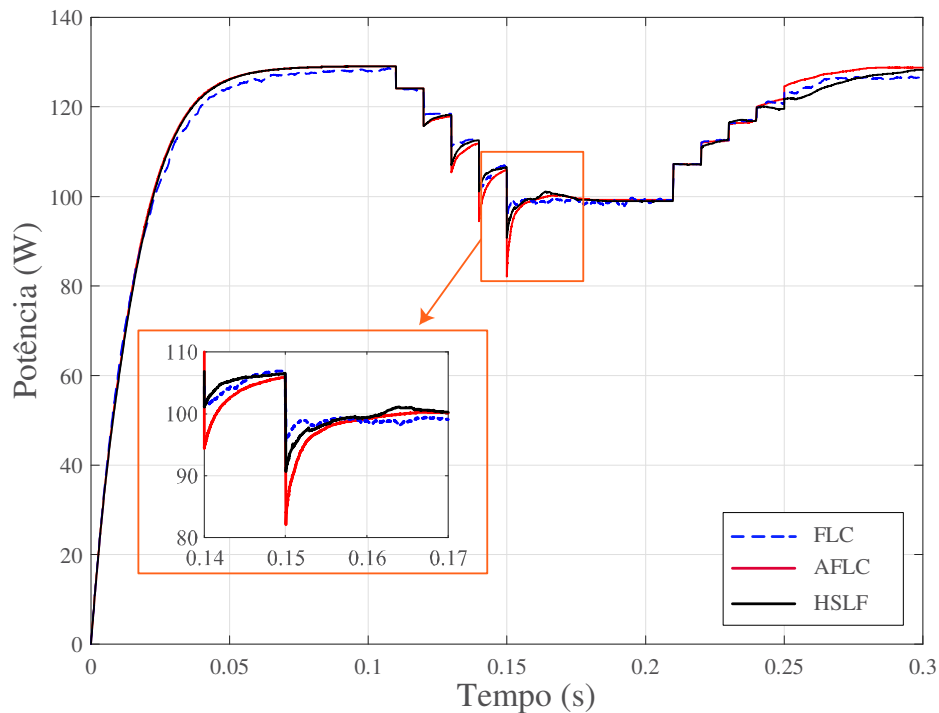


Fonte: Autoria própria.

Conforme previsto, a maior diferença entre o rastreo do MPP através dos algoritmos P&O, IncCond e FLC está na mudanças das condições ambientes. Para o algoritmo IncCond ocorre uma diferença de até 6W, como mostrado na Figura 28a, e para o algoritmo P&O cerca de 40W, como mostrado na Figura 28b. Em condições de sombreamento uniforme isso equivale a perdas na geração de energia elétrica.

Para Figura 28c e Figura 27, nota-se que o algoritmo AFLC apresenta um rastreo mais rápido antes e após a transição das condições ambientes. Contudo, apresenta um maior decaimento de potência no momento de transição, cerca de 10W. Isso acontece devido à característica estática intrínseca do AFLC. Também, foi analisado o algoritmo HSLF na Figura 29 junto com o método FLC e AFLC.

Figura 29 - Comparação dos algoritmos de MPPT: FLC, AFLC e HSLF.

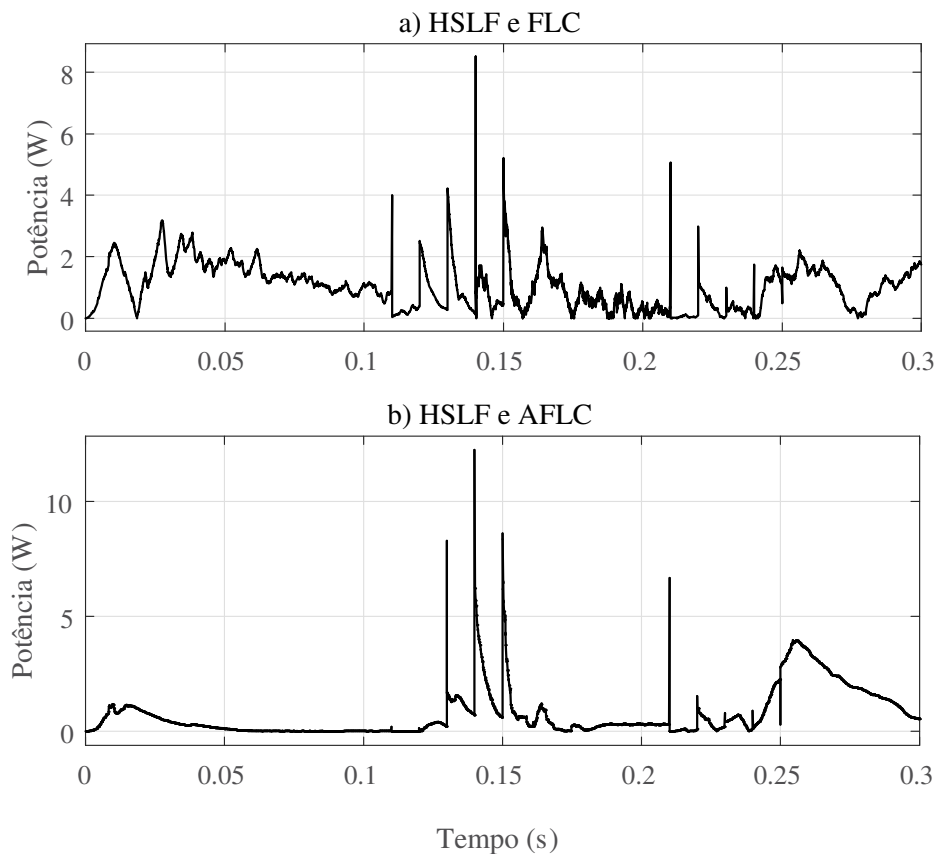


Fonte: Autoria própria.

A Figura 29 mostra que os algoritmos HSLF e AFLC alcançam o MPP em menor tempo que o FLC, quando o módulo PV está sobre 1000W/m^2 . Após a transição, quando o módulo PV está sobre 800W/m^2 (que corresponde a saída de 100W no gráfico da Figura 29), o algoritmo HSLF apresenta menor tempo no rastreo do MPP. Quanto ao AFLC, a lei de controle atua permitindo um bom rastreamento do MPP em todo o intervalo de simulação, mas parte de uma condição de planta inicial estática e por isso apresenta ainda um decaimento do valor de potência maior em relação ao HSLF.

Devido às características de improvisação do algoritmo HS, o algoritmo HSLF mostra uma alta capacidade de adaptar a planta do sistema de controle mesmo com bruscas mudanças das condições ambientes. Destaca-se que todos os três algoritmos inteligentes apresentaram menor decaimento de potência em relação ao algoritmo convencional P&O, comparando a Figura 28 e a Figura 30.

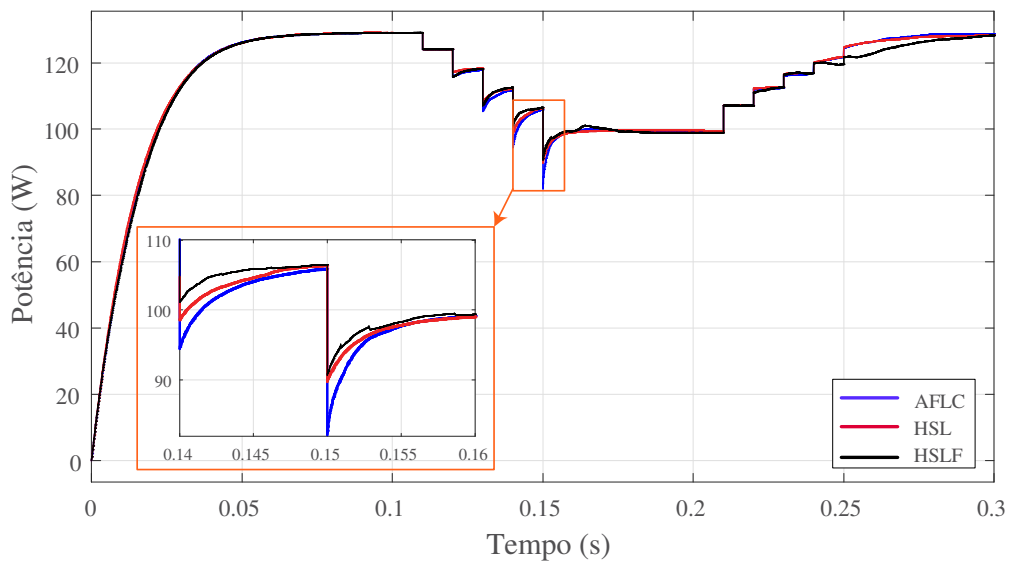
Figura 30 - Diferença de sinais: a) HSLF e FLC; b) HSLF e AFLC.



Fonte: Autoria própria.

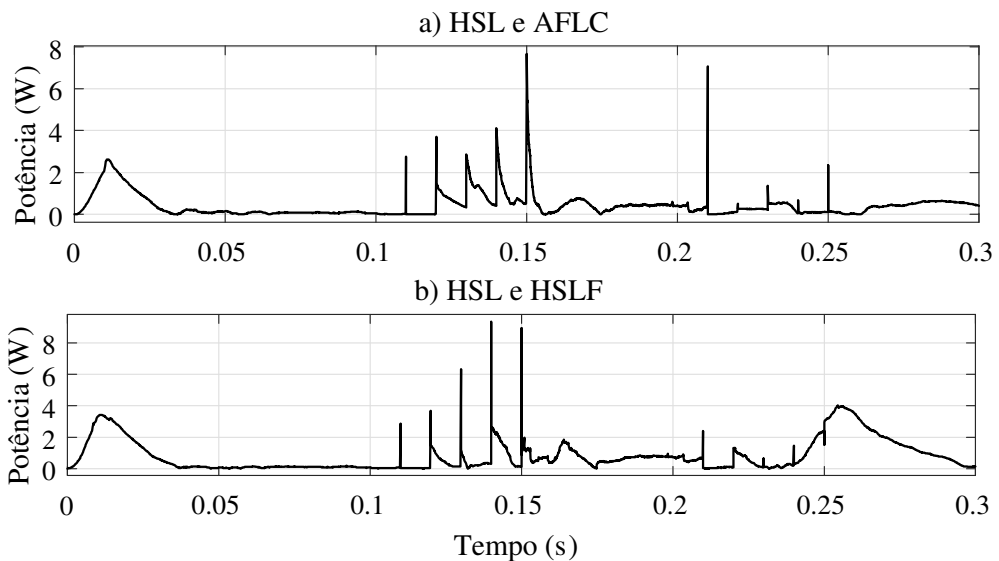
Foi ainda verificado o desempenho do algoritmo HSL. A Figura 31 mostra a comparação entre os algoritmos AFLC, HSLF e HSL. O algoritmo HSL apresenta um bom desempenho durante todo o intervalo de teste apesar de requerer menores informações pelo conhecimento especialista em relação aos algoritmos AFLC e HSLF. Analisando, é evidente que o algoritmo HSLF apresenta um melhor desempenho no momento de transição de 1000 para 800 W/m² (que representa uma condição de saída de 100W no módulo). Contudo, o algoritmo HSL alcança em menor tempo o MPP quando retorna para 1000W/m² (que representa uma condição de saída de 130W no módulo). A Figura 32 quantifica a diferença dos sinais para o teste 1.

Figura 31 - Comparação dos algoritmos de MPPT: AFLC, HSLF e HSL.



Fonte: Autoria própria.

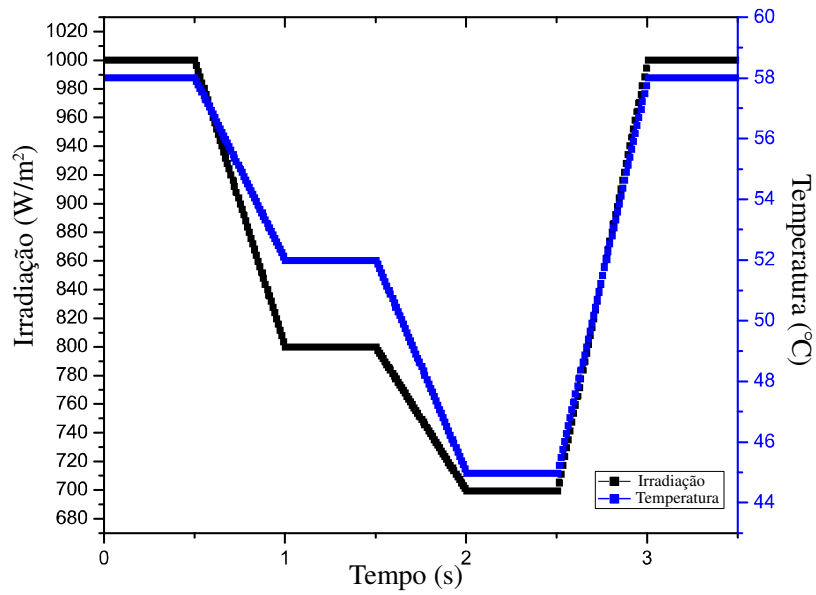
Figura 32 - Diferença de sinais: a) HSL e AFLC; b) HSL e HSLF.



Fonte: Autoria própria.

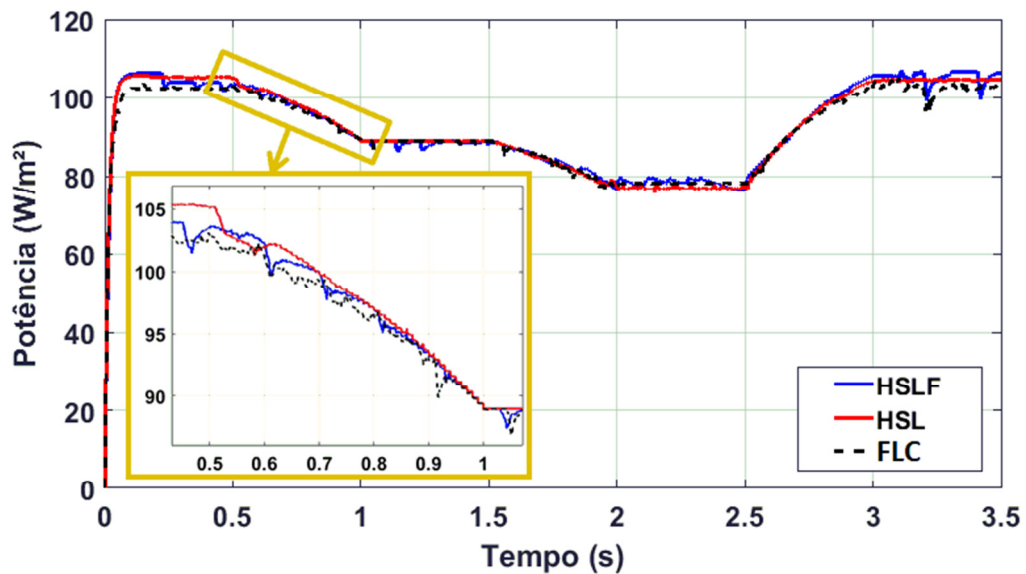
Um segundo teste comparando os algoritmos de MPPT foi realizado. As condições do teste 2 são mostradas na Figura 33. Observa-se que a temperatura varia juntamente com a irradiação. A Figura 34 mostra o comparativo dos algoritmos FLC, HSL e HSLF para o teste 2. Os algoritmos HSLF e HSL apresentam um rastreamento do MPP mais eficiente em relação ao FLC em todo o intervalo de tempo do teste. Isso acontece devidos às propriedades de adaptação e improvisação inerentes ao algoritmo HS.

Figura 33 - Condições de Teste 2 para avaliação do algoritmo de MPPT.



Fonte: Autoria própria.

Figura 34 - Comparação dos algoritmos de MPPT: HSLF, HSL e FLC.



Fonte: Autoria própria.

Com os resultados dos testes apresentados, apenas o comportamento da potência foi analisado. De forma a complementar a análise, a Tabela 5 mostra um comparativo dos algoritmos de MPPT estudados mediante outros aspectos e considerando o caso do teste 2. Estes aspectos são: Complexidade do algoritmo, tanto em reprodução do algoritmo como aplicabilidade em hardware; Encontrar o MPP, já que alguns algoritmos apenas aproximam-se do MPP, não encontrando-o de forma exata; Eficiência média de potência, que diz respeito a

eficiência em relação ao valor máximo de potência que o algoritmo poderia extrair do módulo PV.

Tabela 5: Comparação dos algoritmos de MPPT.

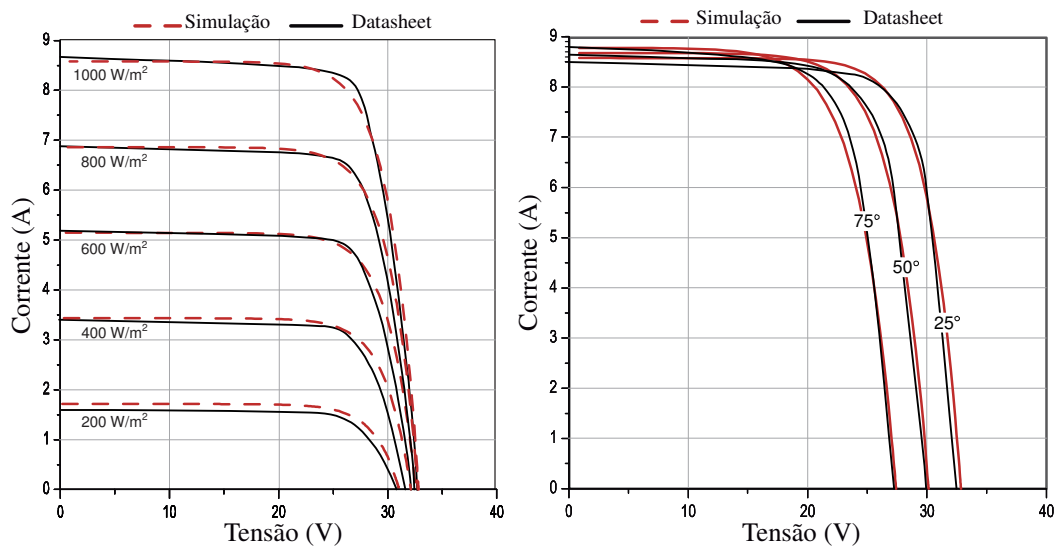
TÉCNICA DE MPPT	HSLF	HSL	FLC	AFLC	P&O	INCCOND
COMPLEXIDADE	MÉDIA	MÉDIA	MÉDIA	MÉDIA	BAIXA	BAIXA
ENCONTRAR O MPP	SIM	SIM	SIM	SIM	VARIÁVEL	VARIÁVEL
EFICIÊNCIA MÉDIA (%)	97,26	96,57	95,25	96	92,28	94,98

Fonte: Autoria própria.

5.2 Resultados Experimentais

Os algoritmos de MPPT foram testados para casos de sombreamento uniforme, ou seja, condições próximas da idealidade. Contudo, no funcionamento real do arranjo PV o mesmo pode sofrer sombreamento parcial. Dessa forma, foi utilizada uma plataforma, proposta por (SANTOS *et al.*, 2017), que traça as curvas características p-v e ajusta os parâmetros do módulo PV que são dependentes de fatores externos, como irradiação e temperatura. O que permite ao módulo PV no ambiente de simulação maior aproximação da realidade em condição de sombreamento parcial. A Figura 35 mostra um comparativo entre as curvas características do módulo KD210TM simuladas com base nos parâmetros reais e as fornecidas pelo fabricante no *datasheet*.

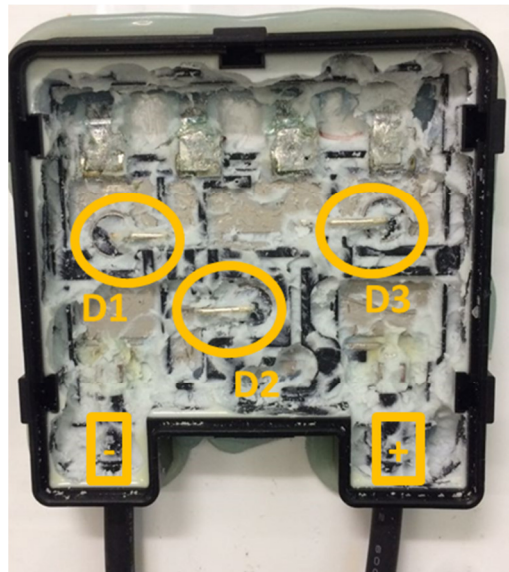
Figura 35 - Comparativo entre as curvas características do módulo KD210TM do *datasheet* com a simulação.



Fonte: Autoria própria.

Além da aproximação do modelo do módulo PV simulado com o seu funcionamento real é necessária ainda a comprovação de que a curva p-v do módulo PV depende do número de diodos de *by-pass* quando o módulo PV está sobre PSC. O que valida a equação (47). Dessa forma, foi feito um experimento com um módulo PV KD210TM submetido a PSC. Esse módulo possui 54 células PV, sendo divididas em três vetores de 18 células em série, em que cada vetor possui um diodo de *by-pass* conforme mostrado na Figura 9a. A Figura 36 mostra os diodos de *by-pass* vistos da parte traseira do módulo KD210TM.

Figura 36 - Foto dos diodos de *by-pass* do módulo KD210TM.

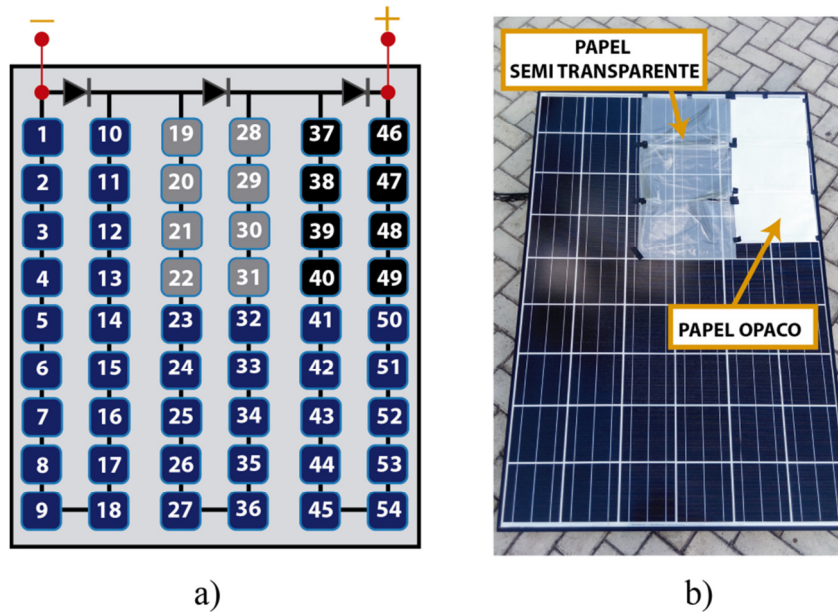


Fonte: Autoria própria.

Assim, o experimento aconteceu conforme mostrado na Figura 37. A Figura 37a revela quais células foram sombreadas e a Figura 37b mostra como foi feito o experimento na prática. A Figura 37a mostra que existem três níveis diferentes de irradiação:

- Nível 1, nas células 37-40 e 46-49. No experimento prático foi utilizado um papel opaco para garantir baixa irradiação no módulo PV, conforme pode ser visto na Figura 37b;
- Nível 2, nas células 19-22 e 28-31. No experimento prático foi utilizado um papel semitransparente para garantir irradiação no módulo PV diferente em relação aos demais níveis, conforme pode ser visto na Figura 37b;
- Nível 3, todas as demais células não presentes nos níveis 1 e 2. No experimento prático estas células não foram sombreadas, conforme pode ser visto na Figura 37b;

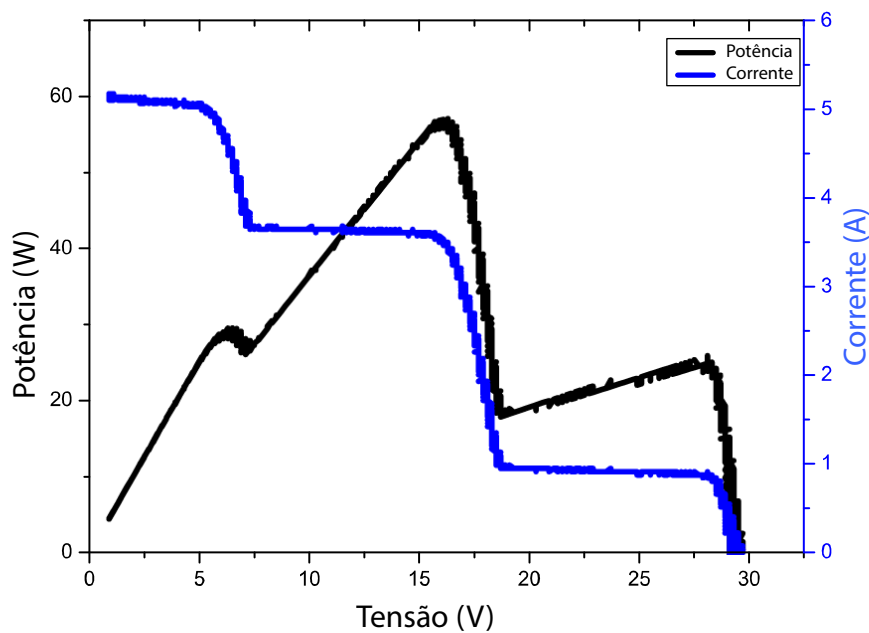
Figura 37 - Verificação da influência dos diodos de *by-pass* em um módulo PV: a) Células sombreadas; b) Experimento prático.



Fonte: Autoria própria.

A curva p-v resultante do experimento é mostrada na Figura 38. Como mostrado, a curva p-v apresenta mais de um pico para um mesmo módulo PV, o que comprova a dependência do número de diodos de *by-pass* e do número de módulos do arranjo PV para estimação dos picos de potência da curva p-v.

Figura 38 - Validação experimental da influência dos diodos de *by-pass* em um módulo PV.



Fonte: Autoria própria.

5.3 Comparativo entre os algoritmos de GMPPT estudados

Entre os algoritmos GMPPT estudados, os que apresentam maior simplicidade de implementação possuem como principal base de suas estratégias a estimativa dos picos de potência através de uma equação linear dependente do valor de $k_{CV,j}$, conforme mostrado pela Tabela 6. Cada algoritmo apresenta uma equação para $k_{CV,j}$ distinta. Com isso, foi feito um comparativo entre o erro de estimativa do pico de potência resultante de cada equação.

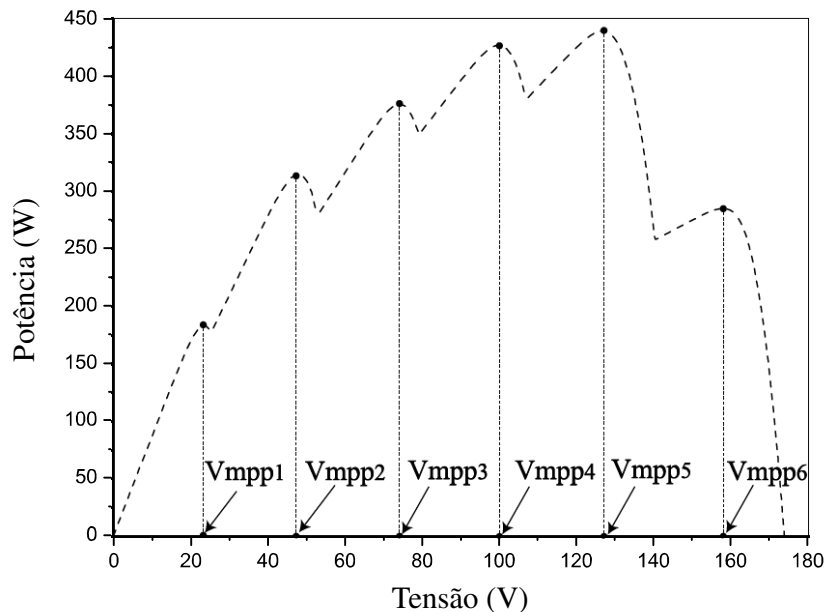
Tabela 6 - Comparação entre as equações de estimativa de picos de potência de três algoritmos de GMPPT.

Algoritmo	$V_{MPP,j}$	$k_{CV,j}$	Eq.
PROPOSTO	$k_{CV,j} \cdot V_{OC,S}$	$\left[\left(1 + \frac{\beta \cdot V_T \cdot N_{s,mod}}{V_{OC,S}} \right) \cdot j + \epsilon_j \right] \cdot \left(\frac{1}{N_{s,mod} \cdot N_{pv}} \right)$	(47)
HC-MODIFICADO	$k_{CV,j} \cdot V_{OC,S}$	$(0.8 \cdot j) / N_{s,mod}$	(50)
R-GMPPT	$k_{CV,j} \cdot V_{OC,S}$	$(j - 1 + 0.76) / N_{s,mod}$	(51)

Fonte: Autoria própria.

Para isso, foi considerada a curva p-v apresentada na Figura 39. A curva p-v mostrada é resultante do sombreamento parcial de um arranjo de seis módulos KD210TM conectados em série, com uma temperatura média de 55°C em cada módulo PV e a seguinte distribuição uniforme por módulo PV de irradiação: 1000, 800, 600, 500, 400 e 200 W/m².

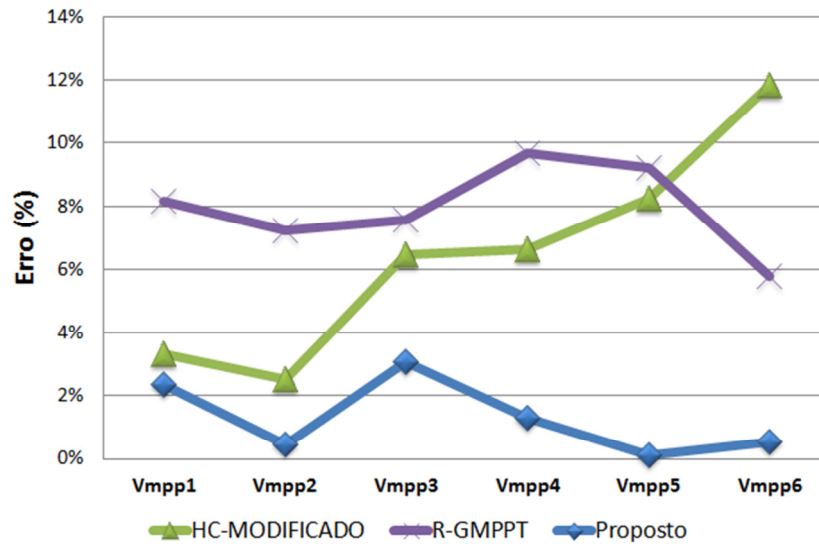
Figura 39 - Curva p-v para comparação do erro de estimativa de picos de potência.



Fonte: Autoria própria.

A Figura 40 mostra que o erro de estimativa pela equação proposta não excedeu ao valor de 5% de erro. Sendo mínimo na região mais provável para localização do GMPP. É ainda evidente que o erro através de (47) foi em todos os picos estimados o menor, quando comparado com as demais equações. O que ressalta a validade equação proposta.

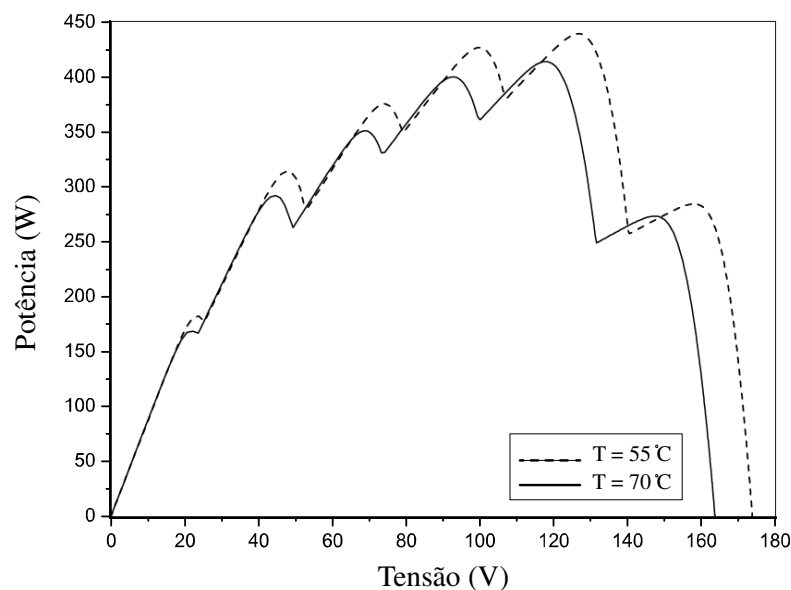
Figura 40 - Comparação do erro de estimativa dos picos de potência com $T=55^{\circ}\text{C}$.



Fonte: Autoria própria.

Em USC ou PSC, a temperatura influencia diretamente no deslocamento dos picos de potência da curva p-v, como mostrado na Figura 35 e na Figura 41. Com isso, para estimativa adequada dos picos de potência, o valor de k_{CV} deve ser ajustado com as novas condições de operação do SPV.

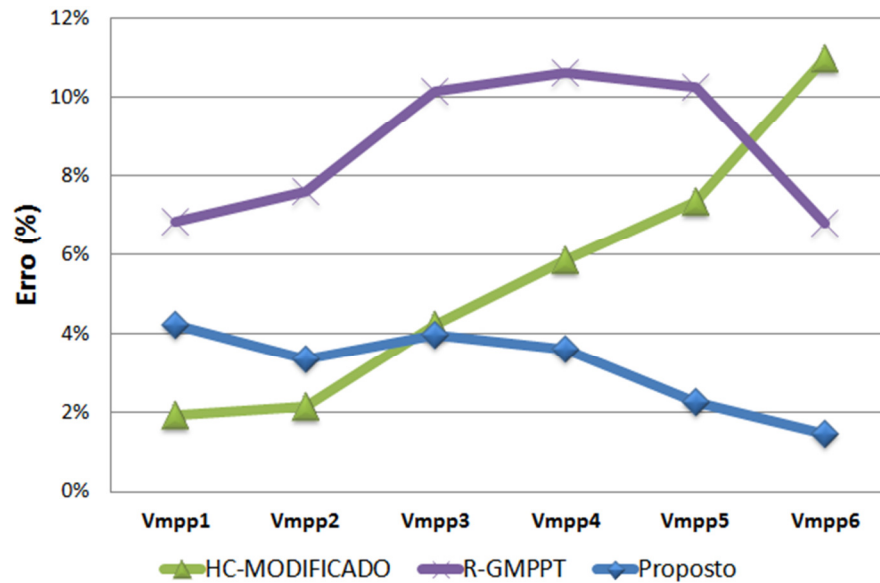
Figura 41 - Influência da temperatura na curva p-v quando o arranjo PV está sobre PSC.



Fonte: Autoria própria.

A Figura 42 mostra o resultado o erro de estimativa para a mesma condição de teste apresentada anteriormente, mas com a temperatura de $T=70^{\circ}\text{C}$. Assim, por conta da adaptação de k_{CV} com a temperatura o erro de estimativa através de (47) permanece com erro menor que 5%.

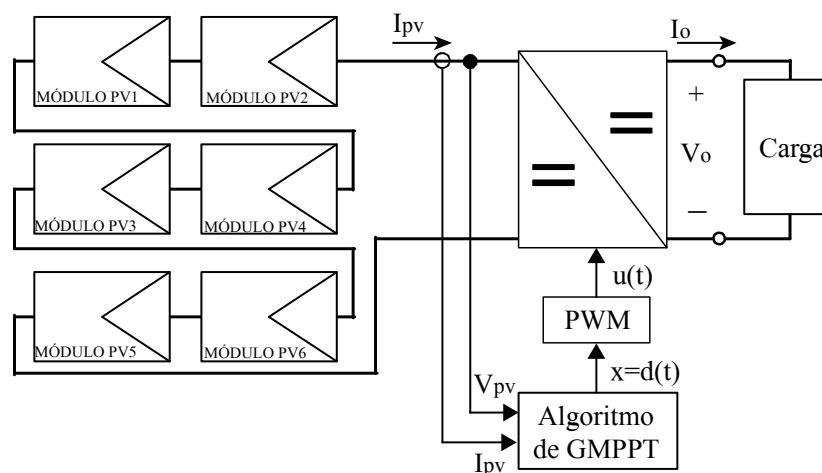
Figura 42 - Comparação do erro de estimativa dos picos de potência com $T=70^{\circ}\text{C}$.



Fonte: Autoria própria.

A Figura 43 mostra o esquema do SPV utilizado para análise dos algoritmos de GMPPT. Trata-se de seis módulos PV KD210TM da KYOCERA conectados em série a um conversor CC-CC *boost* conectado a um barramento de 290 V. As especificações do conversor CC-CC *boost* e dos módulos PV são mostradas na Tabela 7.

Figura 43 - SPV utilizado para análise dos algoritmos de GMPPT.



Fonte: Autoria própria.

Tabela 7 - Parâmetros de projeto para análise de algoritmos de GMPPT.

Módulo PV: KD210TM		Boost	
Potência Máxima (P _{mpp})	210 W (+5W/-0W)	L	680μH
Tensão na Potência Máxima (V _{mpp})	26.6 V	C _{out}	100μF
Corrente na Potência Máxima (I _{mpp})	7.90 A	Frequência	50 kHz
Tensão de circuito aberto (V _{oc})	33.2 V	Tensão de entrada	73-175 V
Coefficiente de temperatura de V _{oc}	$-1.2 \cdot 10^{-1} \text{ A/}^\circ\text{C}$	Tensão de Saída	290 V
Número de células PV	54	Potência de Saída	1200 W

Fonte: Autoria própria.

Foram realizados três testes para validação do algoritmo de GMPPT proposto. O algoritmo proposto é ainda comparado com os algoritmos R-GMPPT e HC-MODIFICADO. Os testes consistem na mudança das condições de sombreamento em um curto intervalo de tempo. A Tabela 8 mostra as condições de operação que definem cada teste. O Tempo I corresponde aos 100ms iniciais de simulação e o Tempo II aos 99ms após a mudança das condições de operação.

Tabela 8 - Testes para validação do algoritmo de GMPPT.

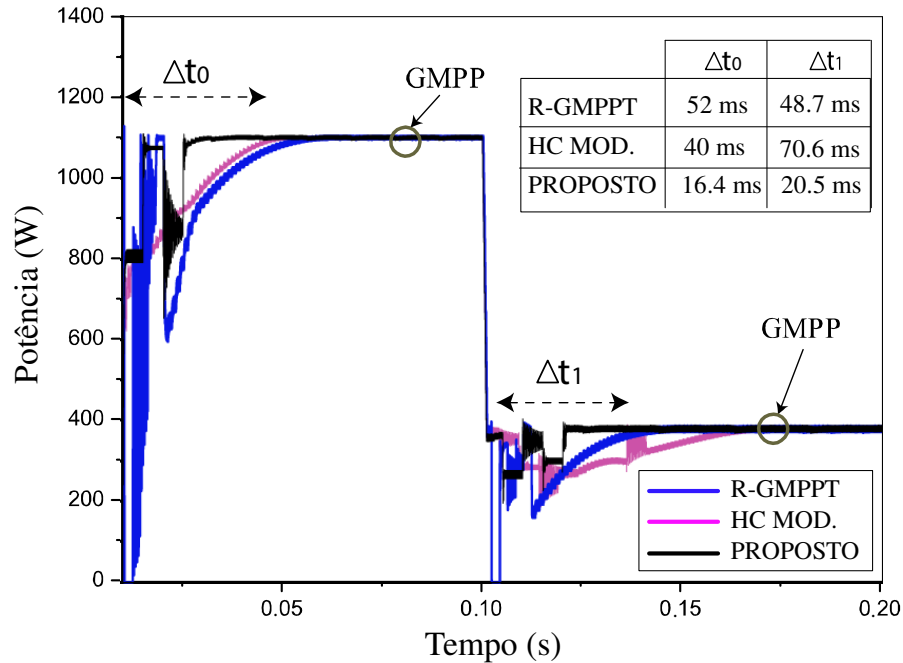
Mód. PV	Tempo I: 100ms			Tempo II: 99 ms		
	1 e 2	3 e 4	5 e 6	1 e 2	3 e 4	5 e 6
Teste 1	1000 W/m ²			1000 W/m ²	360 W/m ²	300 W/m ²
Teste 2	1000 W/m ²	360 W/m ²	300 W/m ²	1000 W/m ²		
Teste 3	1000 W/m ²	600 W/m ²	260 W/m ²	1000 W/m ²		

Fonte: Autoria própria.

Para a Tabela 8, Para estes testes cada módulo PV está em USC, embora o arranjo PV possa estar em PSC. Para o teste 1, inicialmente, todos os módulos PV possuem 1000W/m² e após 1ms o arranjo PV sofre sombreamento parcial: os módulos 1 e 2 continuam com irradiação de 1000W/m², os módulos 3 e 4 passam a ter 360W/m² e os módulos 5 e 6 passam a ter 300W/m². A Figura 44 mostra o resultado dos algoritmos de GMPPT para o teste 1. O resultado mostra os intervalos de tempo de Δt_0 e Δt_1 . o valor de Δt_0 corresponde ao intervalo de tempo para encontrar o GMPP após o início da simulação e Δt_1 é o intervalo de tempo para encontrar o GMPP após as mudanças das condições de sombreamento. Esses dois intervalos são medidos em milissegundos. É evidente que o algoritmo proposto é o mais

rápido em alcançar o GMPP. O algoritmo proposto apresenta um valor menor que 21ms em ambos os intervalos do teste 1.

Figura 44 - Resultado do GMPPT para o teste 1.



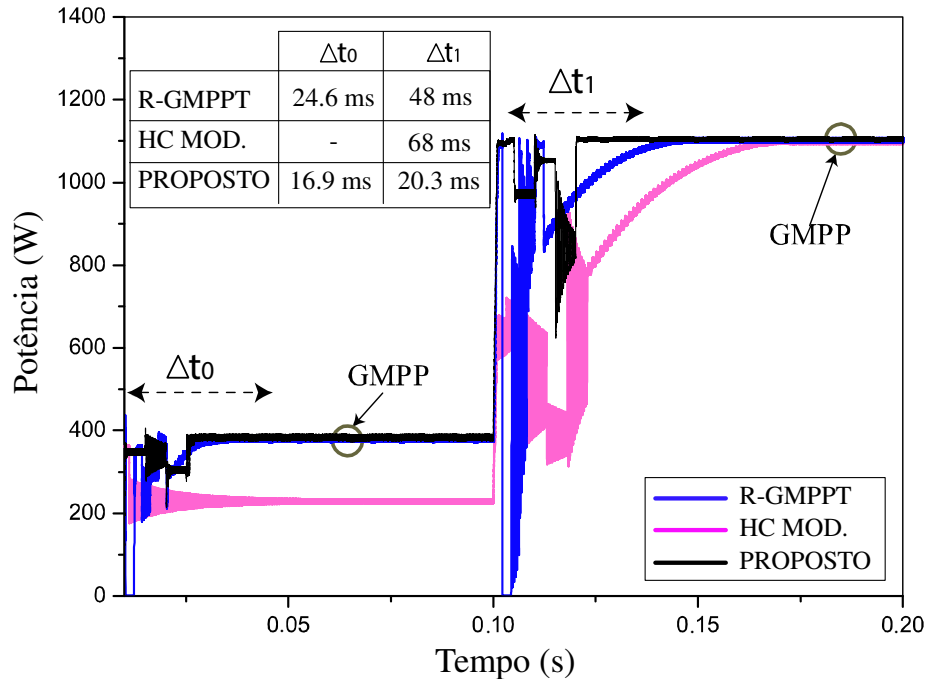
Fonte: Autoria própria.

A Figura 44 mostra que o algoritmo HC-MODIFICADO alcança o GMPP em ambos os intervalos com um valor menor que 71ms. O algoritmo de HC-MODIFICADO só aciona sua rotina de GMPPT após a mudança das condições de sombreamento. Portanto, $\Delta t_0 = 40ms$ corresponde ao intervalo de tempo para que o algoritmo de MPPT HC alcance ao único pico da curva p-v quando o arranjo está sobre USC. Quando em PSC o algoritmo HC-MODIFICADO realiza a varredura da curva p-v através de (50) e utiliza o algoritmo HC para refinar a busca. O algoritmo R-GMPPT alcança o GMPP em ambas as condições de sombreamento, sendo o maior intervalo de 52ms. O algoritmo R-GMPPT e o algoritmo proposto fazem a estimativa dos picos de potência logo em suas etapas iniciais. O que garante o rastreamento do GMPP desde os primeiros instantes de operação do arranjo PV.

O teste 2, possui os mesmos níveis de irradiação sobre o arranjo PV em relação ao teste 1, mas inverte a ordem no tempo, ou seja, o arranjo inicia em PSC e vai para a condição uniforme de $1000W/m^2$ em cada módulo PV. A Figura 45 mostra o resultado do GMPPT para o teste 2. Como o algoritmo HC-MODIFICADO não aciona sua rotina de GMPPT nos instantes iniciais de operação do arranjo PV o algoritmo HC fica estagnado em

pico local da curva p-v. A Figura 45 mostra que o algoritmo proposto apresenta os menores intervalos de tempo para alcance do GMPP, sendo menor que 21ms.

Figura 45 - Resultado do GMPPT para o teste 2.



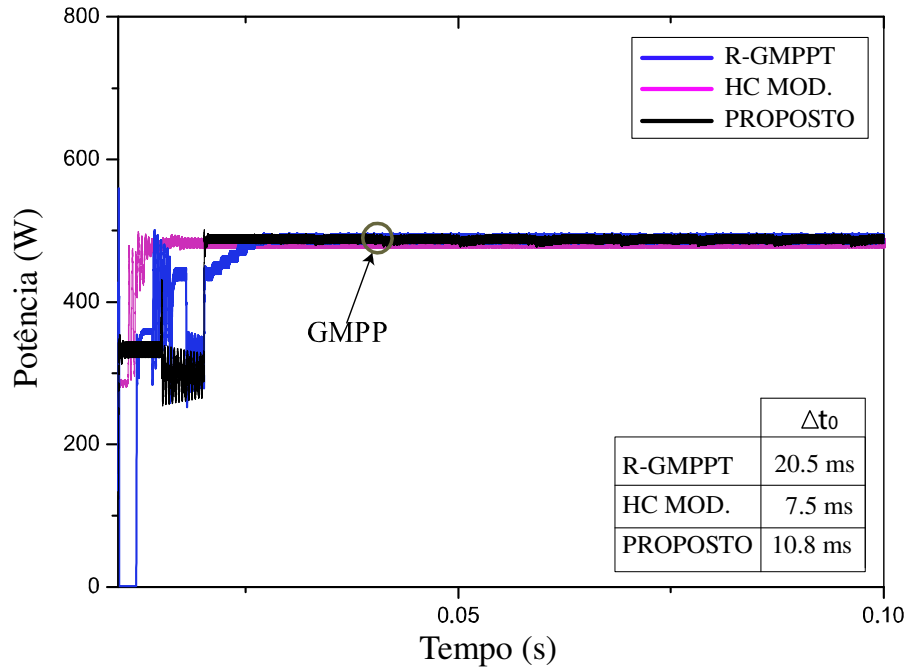
Fonte: Autoria própria.

A Figura 46 mostra o resultado do GMPPT através dos algoritmos estudados quando o arranjo PV está sobre PSC, conforme especificado no teste 3, para o tempo inicial de 100ms. É notório que todos os algoritmos encontram o GMPP em um intervalo menor que 21ms. O algoritmo proposto demora maior tempo que o algoritmo HC-MODIFICADO devido a necessidade de varredura dos mais prováveis picos de potência da curva p-v. O que garante ao algoritmo proposto o alcance do GMPP independente do momento de sombreamento do arranjo PV. O algoritmo R-GMPPT utiliza a equação (52) para varredura da curva P-V logo nos instantes iniciais do rastreamento e depois utiliza o algoritmo IncCond para refinamento da busca e operação no GMPP. Como é necessário fazer a leitura de cada sensor de corrente e julgamento do maior pico, o algoritmo R-GMPPT demanda maior tempo para análise.

Os testes 1, 2 e 3 usados para verificação dos algoritmos de GMPPT consideraram que cada módulo PV do arranjo estava sobre USC, como mostrado na Figura 41. Assim, todas as células de cada módulo receberam o mesmo nível de irradiação. Conforme, mostrado na Figura 47 cada módulo KD210TM do arranjo PV possui três diodos de *by-pass*. Logo, se o

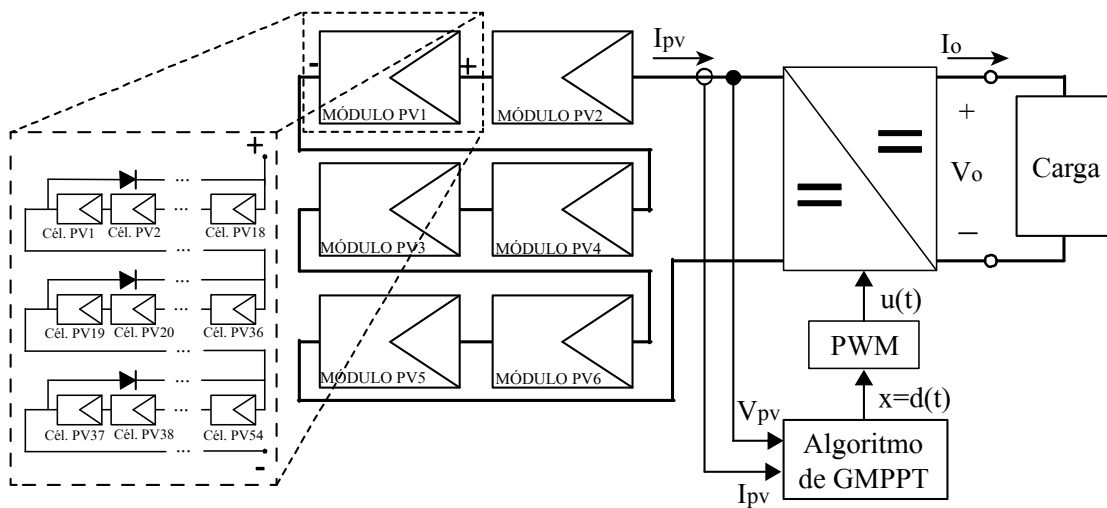
módulo PV estiver sobre PSC poderá apresentar mais picos de potência na curva p-v que a quantidade de módulos PV conectados em série, como mostrado na Figura 48.

Figura 46 - Resultado do GMPPT para o teste 3.



Fonte: Autoria própria.

Figura 47 - Detalhes das células PV para um SPV com seis módulos KD210TM.



Fonte: Autoria própria.

Para o arranjo PV apresentado na Figura 47 foi verificado o comportamento da curva p-v quando cada módulo PV está sobre PSC. A Tabela 9 revela a distribuição dos níveis de irradiação em cada célula PV de cada módulo PV KD210TM. Os diferentes níveis de

irradiação mostram que cada módulo do arranjo PV está sobre PSC. A curva p-v resultante é indicada na Figura 48.

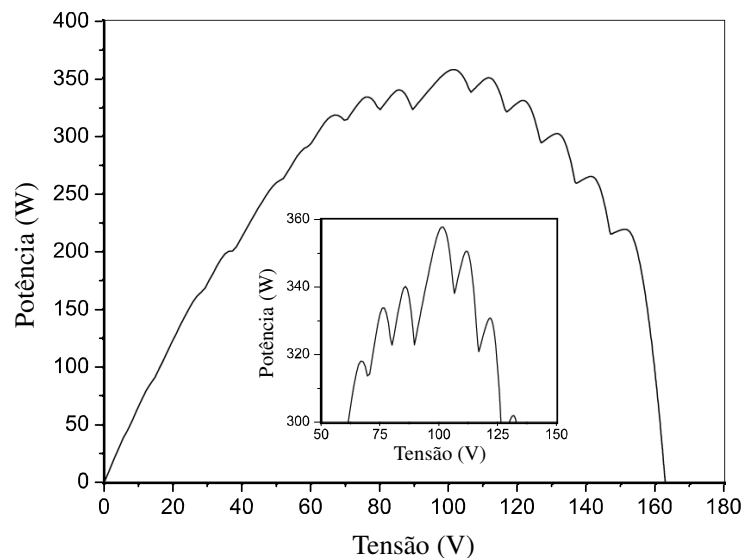
Tabela 9 - Distribuição de irradiação em cada célula PV de cada módulo PV KD210TM.

Módulo PV	Células PV 1, 2, ... ,18	Células PV 19, 20, ... ,36	Células PV 37, 38, ... ,54
1	700 W/m ²	750 W/m ²	800 W/m ²
2	600 W/m ²	650 W/m ²	700 W/m ²
3	550 W/m ²	570 W/m ²	600 W/m ²
4	400 W/m ²	450 W/m ²	500 W/m ²
5	300 W/m ²	350 W/m ²	400 W/m ²
6	150 W/m ²	200 W/m ²	250 W/m ²

Fonte: Autoria própria.

A curva p-v apresentada na Figura 48 indica que o número de picos de potência excede o número de módulos conectados em série no arranjo PV. Além disso, indica que devido à distribuição de irradiação, o número de LMPP cresce, mas apenas uma coordenada indica o GMPP.

Figura 48 - Curva p-v quando cada módulo PV KD210TM está sobre PSC.

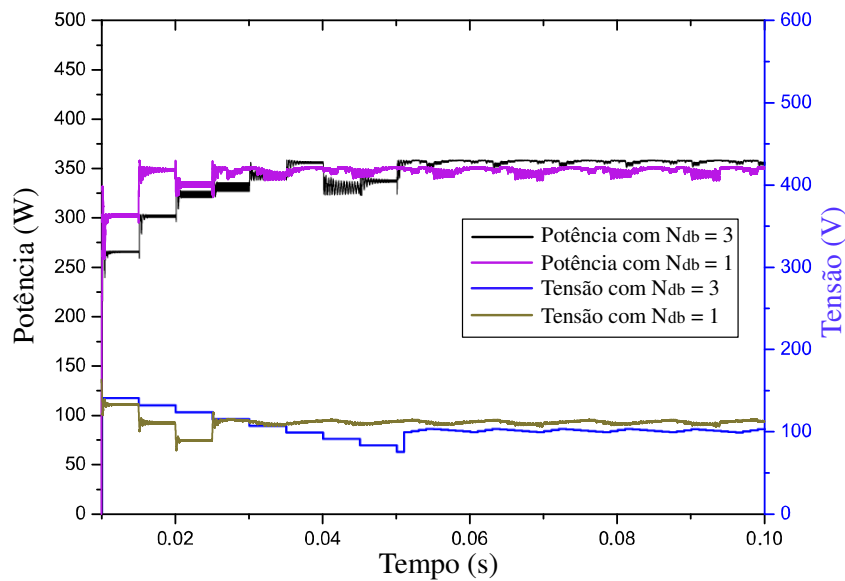


Fonte: Autoria própria.

Ao considerar o número de diodos de *by-pass* no algoritmo proposto, ou seja, $N_{pv} = N_{byp}$ a busca do GMPP requer maior tempo em relação a $N_{pv} = 1$. Contudo, esse

tempo não é alto e o algoritmo tem maior possibilidade de encontrar o GMPP. A Figura 49 mostra a influência do número de diodos de *by-pass* no algoritmo de GMPPT proposto. Nota-se que quando $N_{pv} = 1$ o algoritmo aproxima-se do GMPP, mas fica preso em um MPP local. Ao considerar o número de diodos de *by-pass* o algoritmo proposto encontra o GMPP em menos de 60ms.

Figura 49 - Influência no algoritmo proposto ao considerar o número de diodos de *by-pass* de cada módulo do arranjo PV.



Fonte: Autoria própria.

5.4 Conclusões

A análise dos algoritmos de MPPT propostos (HSLF e HSL) foi feita através de testes de simulação com bruscas variações das condições de operação que o SPV possa sofrer, a fim de averiguar a capacidade do algoritmo em encontrar o MPP em tempo hábil. Os resultados mostram que o algoritmo HSLF permite um rápido rastreamento mesmo com mudanças bruscas das condições ambientais, garantido uma alta eficiência média (97,26%). O algoritmo HSL mostrou um veloz rastreamento do MPP exigindo pouca informação pelo conhecimento especialista. Além disso, os métodos convencionais (FLC, P&O e IncCond) mesmo com sua simplicidade ainda apresentam valores de eficiência média satisfatórias, como já esperado.

Foi comprovada experimentalmente a dependência da equação (47) com o número de diodos de *by-pass* de cada módulo PV de um arranjo PV e sua influência no algoritmo de GMPPT proposto, como mostrado na Figura 49. Além disso, a análise do erro de estimativa dos picos da curva p-v utilizando a apenas a equação (47) mostra um valor menor que 5%.

Sendo um erro menor quando comparado ao erro resultante das equações utilizadas nos algoritmos R-GMPPT e HC-MODIFICADO.

As simulações mostraram a capacidade de rastrear o GMPP através do algoritmo proposto em diversas condições de sombreamento e quando estas sofrem bruscas variações. O algoritmo proposto exige um menor número de sensores em relação ao algoritmo R-GMPPT e ainda é mais veloz que o algoritmo R-GMPPT. O que ressalta sua aplicabilidade.

O algoritmo proposto nos testes apresentados apresentou maior capacidade de rastrear o GMPPT em relação ao algoritmo HC-MODIFICADO através dos seguintes aspectos:

- O algoritmo proposto apresenta uma equação geral de estimativa de picos da curva p-v de um arranjo PV. Assim, o erro de estimativa dos picos é menor e o que permite mesmo um algoritmo convencional de MPPT como P&O alcance o GMPP em um curto intervalo de tempo;
- O algoritmo proposto tem a propriedade de rastrear o GMPP logo nos momentos iniciais de operação do SPV. O algoritmo HC-MODIFICADO apenas aciona a sub-rotina de GMPPT quando ocorre uma variação de potência na curva p-v do arranjo PV.
- O algoritmo proposto apresenta a propriedade de detecção de PSC e USC. O que influencia diretamente no tempo de processamento ao utilizar um algoritmo simples como o P&O.

6 CONCLUSÃO GERAL E RECOMENDAÇÕES DE TRABALHOS FUTUROS

6.1 Conclusão Geral

Este trabalho tratou do estudo de algoritmos de MPPT aplicados em um sistema fotovoltaico isolado sobre condições de sombreamento uniforme (USC) e parcial (PSC). Para os resultados obtidos, os dois algoritmos de MPPT propostos quando o sistema fotovoltaico está sobre USC, aqui nomeados de HSLF e HSL, apresentaram bom desempenho como MPPT mesmo com bruscas mudanças das condições ambientes. Sendo ainda comparados com algoritmos de MPPT já consagrados na literatura.

Além disso, foi feita a análise de algoritmos de MPPT aplicados quando o sistema fotovoltaico está sobre PSC, aqui denominado de algoritmos de GMPPT. Foi ainda proposto um algoritmo de GMPPT que utiliza uma equação de estimativa dos picos de potência da curva p-v quando em PSC, equação (47), em associação com o algoritmo P&O para permanência no GMPP. Assim, através de simulações e experimentos, os resultados afirmaram sua capacidade de encontrar o GMPP na curva p-v mesmo quando o arranjo PV sofre brusca variação de USC para PSC ou vice-versa. Ademais o algoritmo proposto foi comparado com dois algoritmos propostos pela literatura. E em todos os testes efetuados o algoritmo de GMPPT permaneceu superior.

No capítulo 2, foi conduzida uma análise de sistemas fotovoltaicos. Com base nessa análise as seguintes conclusões surgiram:

- Sistemas fotovoltaicos são modulares e podem atuar em uma extensa faixa de potência. Logo, as aplicações são diversas;
- No mercado de sistemas fotovoltaicos houve crescimento da adição de capacidade anual no mundo e redução de seus custos. Destacando-se a Ásia como região com maior adição de capacidade fotovoltaica nos últimos anos;
- No Brasil a geração fotovoltaica destaca-se nas regiões: Nordeste, Centro-Oeste e Sudeste do país. O Brasil possui grandes vantagens na geração fotovoltaica, devido seu grande potencial fotovoltaico em todo o seu território e por que essa fonte permitir complementar a geração de eletricidade no período de maior carência das hidrelétricas;
- Por conta da característica não linear do SPV existe a necessidade de um sistema de controle que permita a entrega da potência máxima possível à

carga. Quando o arranjo PV está sobre USC, algoritmos de MPPT podem ser usados para esse fim.

- Quando o arranjo PV está sobre PSC duas principais consequências surgem: danos por aquecimento e vários picos de potência na curva p-v. Diodos de *bypass* nos módulos PV e diodos de bloqueio em vetores do arranjo PV minimizam a primeira consequência. Para a segunda consequência, algoritmos de GMPPT são utilizados.

No capítulo 3, foi realizado um estudo de algoritmos de MPPT. O que resultou nas seguintes conclusões:

- Os algoritmos P&O e IncCond são de simples implementação e de baixo esforço computacional. Contudo, a velocidade do MPPT é considerada lenta;
- Algoritmos que utilizam FLC apresentam rápido rastreamento do MPP. Contudo, são complexos e de maior esforço computacional, quando comparados com os algoritmos P&O e IncCond. Também apresenta a necessidade do conhecimento especialista nas etapas que compõem o FLC;
- Algoritmos AFLC apresentam a característica de adaptar a planta do FLC com o ambiente em que está inserido. Contudo, parte de um valor inicial arbitrário. O que afeta a sua velocidade de MPPT;
- O algoritmo HSLF proposto utiliza o algoritmo HS para atualizar os valores de *singletons* de saída e o universo de *fuzzyficação* da planta AFLC. O que permite maior velocidade de MPPT;
- O algoritmo HSL imita o resultado da agregação dos valores das regras *fuzzy* e dos *singletons* de saída do algoritmo HSLF através de dois escalares respectivos. Utiliza o algoritmo HS para otimização desses escalares até encontrar o MPP. O que permite menor dependência do conhecimento especialista. Contudo, o processamento é maior em relação ao HSLF.

No capítulo 4, foi realizado o estudo de algoritmos de GMPPT. As seguintes conclusões foram obtidas:

- A literatura aponta vários algoritmos de GMPPT cujo estudo de cada abordagem permitiu classificar as principais vantagens e desvantagens de

cada algoritmo. Foi verificada a necessidade de um novo algoritmo cujas desvantagens presentes em outros algoritmos fossem sanadas e todas as vantagens estivessem presentes.

- Foi demonstrado que a tensão no MPP do módulo PV pode ser estimada por uma equação linear: equação (46). Cujo fator de proporcionalidade depende das características do módulo PV, do número de módulos em série no arranjo PV e do número de diodos de *by-pass*. Sendo dependente também da temperatura. Conforme mostra a equação (47).
- Um novo algoritmo de GMPPT foi proposto. O algoritmo utiliza (46) para estimar os picos da curva p-v, julga o maior deles e utiliza o algoritmo P&O para refinar a busca e permanecer no GMPP. O algoritmo proposto possui as principais vantagens dos algoritmos apontados pela literatura.

No capítulo 5, foram apresentados os resultados de simulações e experimentais.

As seguintes conclusões foram retiradas:

- Os algoritmos de MPPT propostos: HSLF e HSL apresentaram alta velocidade de rastreamento do MPP, mesmo diante de mudanças bruscas das condições ambientais. Chegando a valores de eficiência de 97,26% para o HSLF e 96,57% para o HSL.
- Foi verificado que os algoritmos de inteligência computacional apresentaram menor tempo de rastreamento do MPP mesmo em mudanças bruscas das condições ambientais quando comparados com os algoritmos P&O e IncCond. Contudo, a complexidade de implementação dos algoritmos inteligentes é maior em relação aos algoritmos convencionais.
- Foi comprovada experimentalmente a dependência do número de picos do módulo PV com o número de diodos de *by-pass*. E, portanto, a influência dos diodos de *by-pass* nos picos da curva p-v do arranjo PV.
- Foi mostrado que a equação (46) permite que a estimativa de picos da curva p-v possua um erro abaixo de 5%. O erro resultante da equação proposta foi mínimo quando comparado com erros de outras equações de estimativa de picos apresentados na literatura.
- As simulações revelaram que o algoritmo de GMPPT proposto encontra o GMPP, independente da condição de sombreamento que o arranjo PV

esteja exposto, de forma rápida e precisa. Sendo necessário pouco esforço computacional e um número baixo de sensores.

- Foi realizado o comparativo de três algoritmos de GMPPT: o proposto, R-MPPT e HC-MODIFICADO. Os resultados revelaram que o algoritmo encontra o GMPP em curto intervalo de tempo.
- Foi mostrado ainda que o algoritmo proposto encontra o GMPP mesmo quando cada módulo do arranjo PV está sobre PSC, ao ser considerado o número de diodos de *by-pass*.

6.2 Recomendações de Trabalhos Futuros

- Foi utilizado o algoritmo de busca harmônica (HS) para atribuir um caráter adaptativo e de improvisação nos algoritmos de MPPT. Logo, um comparativo com outros algoritmos meta-heurísticos pode ser realizado, verificando a possível maior eficácia de outros algoritmos.
- Pode-se analisar a utilização do algoritmo de GMPPT proposto com outros algoritmos de MPPT diferente do P&O, inclusive utilizando os métodos HSLF e HSL propostos neste trabalho.
- Para que ocorra a medida de tensão de circuito aberto apenas nos instantes iniciais do GMPPT proposto, recomenda-se o estudo para previsão de $V_{oc,j+1}$ por (46).
- Para melhor análise dos algoritmos propostos é recomendado realizar o estudo do sistema de geração fotovoltaico completo. Inclusive considerando a capacitância intrínseca de cada módulo PV e, por isso, o seu tempo de resposta, conforme mostrado em (QIN *et al.*, 2013).

REFERÊNCIAS

- ABRAHAM, A.; DAS, S.; MUKHOPADHYAY, A.; PANIGRAHI, B. K.; ROY, A. **Exploratory power of the harmony search algorithm: Analysis and improvements for global numerical optimization**. IEEE Transactions on Systems, Man and Cybernetics, v. 41, n. 1, p. 88-106, 2011.
- AHMED, J.; SALAM, Z. **A maximum power point tracking (MPPT) for PV system using Cuckoo search with partial shading capability**. Applied Energy, n. 9, p. 118–130, Janeiro de 2014.
- AHMED, J.; SALAM, Z. **An improved method to predict the position of maximum power point during partial shading for PV arrays**. IEEE Transactions Industrial Informatics, v. 11, n. 6, p. 1378–1387, Dezembro de 2015.
- AHMED, J.; SALAM, Z. **An accurate method for MPPT to detect the partial shading occurrence in PV system**. IEEE Transactions on Industrial Informatics, v. 13, n. 5, p. 2151–2161, Outubro de 2017.
- ALMADA, Janaína Barbosa. **Modelagem, controle e gerenciamento da operação de microrredes com fontes renováveis**. 2013. 218 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2013.
- ANDRADE, Michelle. JACQUES, Maria Alice Prudêncio. **Estudo comparativo de controladores de Mamdani e Sugeno para controle de tráfego em intersecções isoladas**. Transportes. v. 16, p. 24-31, Dezembro de 2008.
- ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa Nº 687/2015**. Novembro de 2015.
- ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Nota Técnica Nº 0056/2017-SRD/ANEEL**. Maio de 2017.
- ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Informações Gerenciais**. Setembro de 2017.
- ARAUJO, M. S.; AMORA, M. A. B. **Algoritmo híbrido de lógica fuzzy adaptativa estável e busca harmônica aplicado como MPPT em um sistema fotovoltaico**. In: XIII SIMPÓSIO BRASILEIRO DE AUTOMAÇÃO INTELIGENTE, Porto Alegre. p. 1294-1299. Outubro de 2017.
- ASKARZADEH, A. **Solving electrical power system problems by harmony search: review**. Artificial Intelligence Review, v. 47, n. 2, p. 217-251, Fevereiro de 2017.
- ASSUNÇÃO, Marcio Rodrigues. **Estudo e implementação de um conversor CC-CC boost entrelaçado em regime de condução contínua**. 2014. 90 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2014.

BALASUBRAMANIAN, I. R.; GANESAN, S. I.; CHILAKAPATI, N. **Impact of partial shading on the output power of PV systems under partial shading conditions.** IET Power Electronics, v. 7, n. 3, p. 657-666, 2014.

BATZELIS, E. I.; GEORGILAKIS, S. A.; PAPATHANASSIOU, S. A. **Energy models for photovoltaic systems under partial shading conditions.** IET Renewable Power Generation, v. 97, n. 4, p. 340-349, 2015.

BENDIB, B.; BELMILI, H.; KRIM, F. **A survey of the most used MPPT methods: Conventional and advanced algorithms applied for photovoltaic systems.** Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 45, p. 637-648, Fevereiro de 2015.

BENNY, Anish; SHEEKUMAR, Shilpa. **Fuzzy Logic Controller Based Maximum Power Point Tracking of Photovoltaic System Using Boost Converter.** IEEE, IV International Conference on Computing, Communications and Networking Technologies, p. 1-6, Tiruchengode, 2013.

BRITO, M. A. G; GALOTTO, L.; SAMPAIO, L. P.; MELO, G. A.; CANESIN, C. A. **Evaluation of the main MPPT techniques for photovoltaic applications.** IEEE Transactions on Industrial Electronics, v. 60, n. 3, p. 1156-1167, Março de 2013.

CALDEIRA, André Machado; JUNIOR, Hime Aguiar e Oliveira; MACHADO, Maria Augusta Soares; SOUSA, Reinaldo Castro; TANSCHKEIT, Ricardo. **Inteligência Computacional Aplicada à Administração, Economia e Engenharia em Matlab®.** São Paulo: Thomson Learning, 2007.

CASTAÑER, L.; SILVESTRE, S. **Modelling Photovoltaic Systems using PSpice.** Barcelona, Espanha. John Wiley & Sons, LTD, 2002.

CHEN, K.; TIAN, S.; CHENG, Y.; BAI, L. **An Improved MPPT Controller for Photovoltaic System Under Partial Shading Condition,** *IEEE Transactions Sustainable Energy*, v. 5, n. 3, p. 978-985, Julho de 2014.

CHLAIHAWI, S. J. A.; GIZI, A. G. A. **Study of FLC based MPPT in Comparison with P&O and InC for PV Systems.** IEEE International Symposium on Fundamentals of Electrical Engineering. Romania. 2016.

COPIN, Ben. **Inteligência Artificial.** Rio de Janeiro, LTC, 2012.

DAS SHARMA, K.; CHATTERJEE, A.; RAKSHIT, A. **Design of a hybrid stable adaptive fuzzy controller employing Lyapunov theory and harmony search algorithm.** IEEE Transactions on Control Systems Technology, v. 18, n. 6, p. 1440-1447, Novembro de 2010.

DIAO, R.; SHEN, Q. **Feature Selection with Harmony Search.** IEEE Transactions on Systems, Man and Cybernetics – Part B: Cybernetics, v. 42, n. 6, p. 1509-1523, Dezembro de 2010.

ESPINOSA, M. R. R.; LÓPEZ, A. Y. A.; BARRÓN, J. E. P; VITE, P. M. G.; CAMPOS, H. R. R. **A high step-up DC-DC converter with MPPT for PV application.** IEEE International Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing, Ixtapa, Mexico, Novembro de 2017.

ESRAM, T.; CHAPMAN, P. L. **Comparison of Photovoltaic Array Maximum Power Point Tracking Techniques**. IEEE Transactions on Energy Conversion, v. 22, n. 2, p. 439-449, Junho de 2007.

FANG, G.; LIAN, K. **A maximum power point tracking method based on multiple perturb-and-observe method for overcoming solar partial shaded problems**. 6th ICCEP p. 68-73. Agosto de 2017.

FEMIA, N.; PETRONE, G.; SPAGNUOLO, G.; VITELLI, M. **Power Electronics and Control Techniques for Maximum Energy Harvesting in Photovoltaic Systems**. Boca Raton, Flórida, CRC Press Taylor & Francis Group, 2013.

FREITAS, Antônio Alisson Alencar. **Conversor CC/CC de alto ganho sem capacitor eletrolítico aplicado a um sistema fotovoltaico**. 2012. 133 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2012.

GAO, X. Z.; GOVINDASAMY, V.; XU, H.; WANG, X.; ZENGER, K. **Harmony Search Method: Theory and Applications**. Computational Intelligence and Neuroscience, p. 1-10, 2015.

GEEM, Z. W.; KIM, J. H.; LOGANATHAN, G. V. **A New Heuristic Optimization Algorithm: Harmony Search**. Simulation, v. 76, n. 2, p. 60-68, 2001.

GHASEMI, M. A.; FOROUSHANI, H. M.; PARNIANI, M. **Partial shading detection and smooth maximum power point tracking of PV arrays under PSC**. IEEE Transactions on Power Electronics, v. 31, n. 9, p. 6281-6292, Setembro de 2016.

GUENOUNOU, O.; DAHHOU, B.; CHABOUR, F. **Adaptive fuzzy controller based MPPT for photovoltaic systems**. Energy Conversion and Management, v. 78, p. 843-850, 2014.

HARIHARAN, R.; CHAKKARAPANI, M.; ILANGO, G. S.; NAGAMANI, C. **A method to detect photovoltaic array faults and partial shading in PV systems**. IEEE Journal of Photovoltaics, v. 6, n. 5, p. 1278-1285, Setembro de 2016.

IEA, International Energy Agency. **Trends 2016 in Photovoltaic Application**. Photovoltaic Power Systems Programme. 21 ed., 2016.

IEA, International Energy Agency. **Renewables 2017 analysis and forecasts to 2022**. Market Report Series, 2017.

ISHAQUE, K.; SALAM, Z. **A review of maximum power point tracking techniques of PV system for uniform and partial shading condition**. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 19, p. 475-488, 2013.

ISHAQUE, K.; SALAM, Z.; AMJAD, M.; MEKHILEF, S. **An improved Particle Swarm Optimization (PSO)-B=based MPPT for PV with reduced steady-state oscillation**. IEEE Transactions on Power Electronics, v. 27, n. 8, p. 3627-3638, Agosto de 2012.

KARAMI, N.; MOUBAYED, N. ; OUTBIB, R. **General review and classification of different MPPT Techniques**. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 68, p. 1-18, 2017.

KOUTROULIS, E.; BLAABJERG, F. **A New Technique for Tracking the Global Maximum Power Point of PV Arrays Operating Under Partial-Shading Conditions**. IEEE Journal of Photovoltaics, v. 2, n. 2, p. 184-190, Abril de 2012.

SÁ Jr, Edilson Mineiro Sá. **Sistema fotovoltaico para iluminação pública em horário de ponta**. 2004. 114 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2004.

LEE, C. C. **Fuzzy logic in control systems: fuzzy logic controller - Parte I**. IEEE Transactions on Systems, Man and Cybernetics, v. 20, n. 2, p. 404-418, Abril de 1990.

LIU, Y.; HUANG, S. ; HUANG, J.; LIANG, W. **A particle swarm optimization-based maximum power point tracking algorithm for PV systems operating under partially shaded condition**. IEEE Trans. Energy Conversion, v. 27, n. 8, p. 1027-1035, Dezembro de 2012.

LYDEN, S.; HAQUE, E. **A simulated annealing global maximum power point tracking approach for PV modules under partial shading conditions**. IEEE Trans. on Power Electronics, v. 31, n. 6, p. 4171-4181, Junho de 2016.

KHATEB, E. A.; RAHIM, N. A.; SELVARAJ, JEYRAJ.; UDDIN, M. N. **Fuzzy-Logic-Controller-Based SEPIC converter for maximum power point tracking**. IEEE Trans. on Industrial Applications, v. 50, n. 4, p. 2349-2358, Agosto de 2014.

MME, Ministério de Minas e Energia. **Resenha Energética Brasileira: Exercício de 2016**. Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético, Junho de 2017.

MALINOWSKI, M.; LEON, J. I.; ABU-RUB, H. **Solar Photovoltaic and Thermal Energy Systems: Current Technology and Future Trends**. Proceedings of the IEEE, v. 105, n. 11, p. 2132-2146, Novembro de 2017.

MAMUN, M. A. A.; HASANUZZAMAN, M.; SELVARAJ, J. **Experimental investigation of the effect of partial shading on photovoltaic performance**. IET Renewable Power Generation, v. 11, n. 7, p. 912-921, 2017.

MANICKAM, C.; RAMAN, G. R.; RAMAN, G. P.; GANESAN, S. I.; NAGAMANI, C. **A hybrid algorithm for tracking of GMPP based on P&O and PSO with reduced power oscillation in string inverters**. IEEE Transactions on Industrial Electronics, v. 63, n.10, p. 6097-6106, Outubro de 2016.

MANICKAM, C.; RAMAN, G. R.; RAMAN, G. P.; GANESAN, S. I.; NAGAMANI, C. **Fireworks enriched P&O algorithm for GMPPT and detection of partial shading in PV systems**. IEEE Transactions on Power Electronics, v. 32, n. 6, p. 4432-4443, Junho de 2017.

MANJARRES, D.; LANDA-TORRES, I.; GIL-LOPEZ, S.; DEL SER, J.; BILBAO, M. N.; SALCEDO-SANZ, S.; GEEM, Z. W. **A survey on applications of the harmony search algorithm**. Engineering Applications of Artificial Intelligence, v. 26, p. 1818-1831, 2013.

MOÇAMBIQUE, Nilton Eufrázio Martinho. **Aplicação de algoritmos de busca do ponto de máxima potência e controladores lineares e/ou fuzzy para regulação da tensão terminal de painéis fotovoltaicos**. 2012. 134 f. Dissertação (Mestrado em Ciências, Programa de Engenharia Elétrica). Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade do Estado de São Paulo. São Paulo. 2012.

MOHAMED, A. A. S.; BERZOY, A.; MOHAMMED, O. A. **Design and hardware implementation of FL-MPP control of PV systems based on GA and small-signal analysis**. IEEE Transactions on Sustainable Energy, v. 8, m. 8, p. 279-290, Janeiro de 2017.

MOHANTY, P.; BHUVANESWARI, G.; BALASUBRAMANIAN, R; DHALIWAL, N. K. **MATLAB based modeling to study the performance of different MPPT techniques used for solar PV system under various operations conditions**. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 38, p. 581-593, 2014.

MOHANTY, S.; SUBUDHI, B.; RAY, P. K. **A new MPPT design using grey wolf optimization technique for photovoltaic system under partial shading conditions**. IEEE Transactions Sustainable Energy, v. 7, n. 1, p. 182-188, Janeiro de 2016.

NAVALE, R. L; NELSON, R. M. **Use of genetic algorithms to develop an adaptive fuzzy logic controller for a cooling coil**. Energy and Buildings, v. 42, p. 708–716, 2010.

PATEL, H. e AGARWAL, V. **Maximum power point tracking for PV systems operating under partially shaded conditions**. IEEE Transactions on Industrial Electronics, v. 55, n. 4, p. 1689–1698, Abril de 2008.

PENG, B. R.; HO, K. C.; LIU, Y. H. **A novel and fast MPPT method suitable for both fast changing and partially shaded conditions**. IEEE Transactions on Industrial Electronics, v. 65, n. 4, p. 3240–3251, Abril de 2018.

PEREIRA, E. B. *et al.*. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. INPE, São José dos Campos, 2 ed., 2017.

QIN, S.; KIM, K. A.; PODGURSKI, R. C. N. P. **Laboratory emulation of a photovoltaic module for controllable insolation and realistic dynamic performance**. IEEE Power and Energy Conference at Illinois, Champaign, IL, USA, 213.

RAMYAR, A.; EINI, H. I.; FARHANGI, S. **Global maximum power point tracking method for photovoltaic arrays under partial shading conditions**. IEEE Transactions on Industrial Electronics, v. 64, n. 4, p. 2855–2864, Abril de 2017.

REN21, Renewable Energy Policy Network for the 21st Century. **Renewables 2017 Global Status Report**. REN21 Secretariat, Paris, 2017.

RIBEIRO, Rafael Vendrell. **Sistema fotovoltaico autônomo baseado em conversores CCCC boost**. 2011. 146 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2011.

SAINI, R.P ; SINGH, G. K.; SUTHAR, Mamta. **Comparison of Mathematical Models of Photo-Voltaic (PV) Module and effect of various Parameters on its Performance**. IEEE, International Conference on Energy Efficient Technologies for Sustainability, p. 1354-1359, Nagercoli, 2013.

SANTOS, R. L. D.; FERREIRA, J. S.; JUNIOR, G. E. M. ; SOUZA, K. C. A.; SÁ Jr, E. M. **Low cost educational tool to trace the curves PV modules**. IEEE Latin America Trans., v.15, n. 8, p. 1392-1399, Agosto de 2017.

SCHMITZ, L.; MARTINS, D. C.; COELHO, R. F. **Generalized high step-up DC-DC boost-based converter with gain cell**. IEEE Transactions on circuits and systems-I: Regular papers, v.64, p. 480 - 493, Fevereiro de 2017.

SCHOEMAN, J. J.; WYK J. D. V. **A simplified maximal power controller for terrestrial photovoltaic panel arrays**. 1982 IEEE Power Electronics Specialists Conference, p. 361 - 367, 1982.

TAVARES, Carlos António Pereira. **Estudo Comparativo de Controladores Fuzzy Aplicados a um Sistema Solar Fotovoltaico**. 2009. 131 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Eletrônica). Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro. 2009.

WANG, L. X. **Stable adaptive fuzzy control of nonlinear system**. IEEE Transactions on Fuzzy Systems, v. 1, n. 2, p. 146-155, Maio de 1993.

WANG, L. X. **A Course in Fuzzy Systems and Control**. Englewood Cliffs, NJ. Prentice-Hall, 1997.

WANG, Y. *et al.*. **High-accuracy and fast-speed MPPT methods for PV string under partially shaded conditions**. IEEE Transactions on Industrial Electronics, v. 63, n. 1, p. 235–245, Janeiro de 2016.

YANG, X. -S. **Nature-Inspired Metaheuristic Algorithms**. 2. ed, Frome, Luniver Press, 2010.

YAGER, R. R.; ZADEH, L. A. **An introduction to fuzzy logic applications in intelligent systems**. Springer Science + Business Media, LLC, 1992.

ZADEH, L. A. **Fuzzy Sets**. Information and Control, v. 8, n. 3, p. 338-353, Junho de 1965.

ZADEH, L. A. **Fuzzy logic: issues, contentions and perspectives**. IEEE International Conference on Acoustics, Speech and Signal Processing, Adelaide-SA, Australia, Abril de 1994.

ZAK, S. H. **Systems and Control**. New York, Oxford University Press, 2003.

APÊNCIDE A – CÓDIGOS DOS ALGORITMOS PROPOSTOS DE MPPT NO MATLAB

CÓDIGO DO ALGORITMO AFLC

```

function [C1, y, perm, I0, V0, dpdi0] = AFLC(I1, V1, u3, dpdi00, D0, V00, I00)
%#codegen
% Parâmetros Iniciais

C = 0.54; L = 60/1000; Vo = 38; perm = 0; inicia = I1+0.001; V0 = V1;
I0 = I1; dpdi0 = 0; C1 = 0;

% Matrizes iniciais
result = zeros(1,3); result1 = zeros(1,3); alpha = zeros(1,4);
Ex = zeros(4,1); Tt1 = zeros(4,1); HMO = zeros(1,5);

if inicia>0.000001

    POT1 = I1*V1;
    POT0 = I00*V00;
    deltaV = V1 - V00;
    deltaP = POT1 - POT0;
    dpdi = deltaP/deltaV;
    dp = dpdi - dpdi00;

    % Outros parametros
    gama = 1; Mx = 3; Mteta = 3;
    k1 = 1; v = 0.02;
    F = (-(1-C)/L)*deltaV;
    b = (Vo/L); P = -1/(2*k1);
    ym = 7.39;
    IL=I1;
    e = ym - IL;
    HMO = [30, 0.5, 0.6, 0.3, 0.1];
    HMin=[HMO(1), 0, -HMO(1)];

    limi = -HMin(1,1);%Limite inferior de dpdi
    lims = HMin(1,1);%Limite superior de dpdi
    N = [(limi-1), limi, 0];
    Z = [-1, 0, 1];
    Pos = [0, lims, (lims+1)];
    Cf = [N;Z;Pos];%Matriz dos Conjuntos Fuzzy de dpdi

    for i=1:3
        if dpdi<Cf(i,1)
            result(i)=0;
        end
        if (dpdi>=Cf(i,1) && dpdi<Cf(i,2))
            result(i)=(dpdi-Cf(i,1) )/(Cf(i,2)-Cf(i,1) );
        end
        if (dpdi>=Cf(i,2) && dpdi<Cf(i,3))
            result(i)=(Cf(i,3) -dpdi)/(Cf(i,3)-Cf(i,2) );
        end
        if dpdi>=Cf(i,3)
            result(i)=0;
        end
    end
end

```

```

limi = -HMin(1,1); %Limite inferior de dp
lims = HMin(1,1); %Limite superior de dp
N = [(limi-1), limi, 0];
Z = [-1, 0, 1];
Pos = [0, lims, (lims+1)];
Cf = [N;Z;Pos];%Matriz dos Conjuntos Fuzzy de dp

for i=1:3
    if dp<Cf(i,1)
        result1(i)=0;
    end
    if (dp>=Cf(i,1) && dp<Cf(i,2))
        result1(i)=(dp-Cf(i,1) )/(Cf(i,2)-Cf(i,1) );
    end
    if (dp>=Cf(i,2) && dp<Cf(i,3))
        result1(i)=(Cf(i,3) -dp)/(Cf(i,3)-Cf(i,2) );
    end
    if dp>=Cf(i,3)
        result1(i)=0;
    end
end

alpha(1) = min(result(1,3),result1(1,1));
alpha(2) = min(result(1,1),result1(1,3));
alpha(3) = min(result(1,3),result1(1,3));
alpha(4) = min(result(1,1),result1(1,1));
if result(1,2) == 1
    perm = 1;
end
Talpha = alpha(1)+alpha(2)+alpha(3)+alpha(4);

if (Talpha == 0) Talpha = 0.0001; end
for i=1:4
    Ex(i) = (alpha(i))/Talpha;
end

if inicia <= 0.001
    Tt = [HMO(1,2); HMO(1,3); HMO(1,4); HMO(1,5)];
    uc = Tt'*Ex;
    C1 = uc;

else
    if u3==1
        C = D0;
        V0 = V00;
        I0 = I00;
        dpdi0 = dpdi00;
        y = C;
    end

    if (u3>=-0.001 && u3<=0.001)
        for i=1:4
            Tt1(i) = v*e'*P*Ex(i);
        end
        Tt = Tt1;
        uc = Tt'*Ex;
        C1 = uc;
    end
end
end

```

```

C=C+C1;
if (C > 0.75) C = 0.75; end
if (C < 0.3) C = 0.3; end
end
y = C;

```

CÓDIGO DO ALGORITMO HSLF

```

function [C1,Isin,y,perm,I0,V0,dpdi0] = HSFL(I1,V1,u3,dpdi00, D0,V00,I00)
%#codegen
% Parâmetros Iniciais
C = 0.54; L = 60/1000; Vo = 38; achou=0; achou1=0; perm = 0;
inicia = I1+0.001; V0 = V1; I0 = I1; dpdi0 = 0; C1 = 0;

% Matrizes iniciais
result = zeros(1,3); result1 = zeros(1,3);
alpha = zeros(1,4); Ex = zeros(4,1); Ttl = zeros(4,1);
HMO = zeros(1,5);

if inicia>0.000001

    POT1 = I1*V1;
    POT0 = I00*V00;
    deltaV = V1 - V00;
    deltaP = POT1 - POT0;
    dpdi = deltaP/deltaV;
    dp = dpdi - dpdi00;

    % Outros parametros
    gama = 1; Mx = 3; Mteta = 3;
    k1 = 1; v = 0.02;
    F = -(1-C)/L*deltaV; b = (Vo/L); P = -1/(2*k1);
    ym = 7.39; IL = I1;
    e = ym - IL;

    if inicia <= 0.001
        HMO = [30, 0.5, 0.6, 0.3, 0.1];
        Tt = [HMO(1,2); HMO(1,3); HMO(1,4); HMO(1,5)];
        uc = Tt'*Ex;
        C1 = uc;
    else
        HMO = [30, 0.5, 0.6, 0.3, 0.1];
        Flag = [I1,V1,I00, V00, dpdi00];
        Flag2=[HMO(1),HMO(2),HMO(3),HMO(4),HMO(5)];
        [c1, s1, s2, s3, s4] = HarmonySearch(Cref,Flag,Flag2);
        HMO = [c1, s1, s2, s3, s4];
    end

    HMin=[HMO(1), 0, -HMO(1)];

    limi=-HMin(1,1);%Limite inferior de dpdi
    lims=HMin(1,1);%Limite superior de dpdi

    N = [(limi-1), limi, 0];%Conjunto Fuzzy:Negativa
    Z = [-1, 0, 1];%Conjunto Fuzzy: Nula
    Pos = [0, lims, (lims+1)];%Conjunto Fuzzy: Positiva
    Cf = [N;Z;Pos];%Matriz dos Conjuntos Fuzzy já estabelecidos

```

```

for i=1:3
    if dpdi<Cf(i,1)
        result(i)=0;
    end
    if (dpdi>=Cf(i,1) && dpdi<Cf(i,2))
        result(i)=(dpdi-Cf(i,1))/(Cf(i,2)-Cf(i,1));
    end
    if (dpdi>=Cf(i,2) && dpdi<Cf(i,3))
        result(i)=(Cf(i,3)-dpdi)/(Cf(i,3)-Cf(i,2));
    end
    if dpdi>=Cf(i,3)
        result(i)=0;
    end
end

for i=1:3
    if dp<Cf(i,1)
        result1(i)=0;
    end
    if (dp>=Cf(i,1) && dp<Cf(i,2))
        result1(i)=(dp-Cf(i,1))/(Cf(i,2)-Cf(i,1));
    end
    if (dp>=Cf(i,2) && dp<Cf(i,3))
        result1(i)=(Cf(i,3)-dp)/(Cf(i,3)-Cf(i,2));
    end
    if dp>=Cf(i,3)
        result1(i)=0;
    end
end

alpha(1) = min(result(1,3),result1(1,1));
alpha(2) = min(result(1,1),result1(1,3));
alpha(3) = min(result(1,3),result1(1,3));
alpha(4) = min(result(1,1),result1(1,1));

if (result(1,2)==1) perm = 1; end

Talpha = alpha(1)+alpha(2)+alpha(3)+alpha(4);
if (Talpha==0) Talpha = 0.01; end

for i=1:4
    Ex(i) = (alpha(i))/Talpha;
end

if (u3 == 1)
    C = D0;
    V0 = V00;
    I0 = I00;
    dpdi0 = dpdi00;
    y = C;
end

if (u3>=-0.001 && u3<=0.001)
    % Singletons de Saída
    Tt =[HMO(2);HMO(3);HMO(4);HMO(5)];
    for i=1:4
        factor = e*P*(Tt')*Ex;
        if ((abs(Tt(i))<Mteta) || ((abs(Tt(i))<Mteta)&& (factor<=0) ))

```



```

        Ttl(i) = v*e'*P*Ex(i);
    end
    if (abs(Tt(i))==Mteta)
        achou = 1;
    end
    if(factor>0)
        achou1 = 2;
    end
    if (achou==1 && achou1==2)
        Ttl(i) = (v*e*P*Ex(i))-
(v*e*P*((Tt(i)*Tt(i)'*Ex(i))/((Tt(i)).^2)));
    end
end
Tt = Ttl;

% Sinais de controle e supervisão
uc = 10*Tt'*Ex;
Fu = 5;
bl = 50;
Vref = -0.001;
Ve = (e*P*e)/2;
if Ve<Vref
    Isin = 0;
else
    Isin= 1;
end
us = Isin*sign(e*P*b)*(uc+(1/bl)*(-Fu+ym+(k1*e)));
ua = uc+us;
C1 = ua;
end
C=C+C1;
if (C > 0.75)    C = 0.75; end
if (C < 0.3)    C = 0.3; end
end
y = C;

```

CÓDIGO DO ALGORITMO HSL

```

function [y,perm,I0,V0,dpdi0,alpha,Tt] = HSL(I1,V1,u3,dpdi00,
D0,V00,I00,alpha0, Tt0)
    %#codegen
    % Parâmetros Iniciais
    C = 0.54; L = 60/1000; Vo = 38; achou=0; achou1=0; perm = 0;
    inicia = I1+1; V0 = V1; I0 = I1; dpdi0 = 0; C1 = 0;
    result = 0; alpha = 0.6; Tt=0.5; Ttl = 0;

    if inicia>0.000001
        POT1 = I1*V1;
        POT0 = I00*V00;
        deltaV = V1 - V00;
        deltaP = POT1 - POT0;
        dpdi = deltaP/deltaV;

        % Outros parametros
        gama = 1; Mx = 3; Mteta = 3;
        k1 = 1; v = 0.02; F = (-(1-C)/L)*deltaV; b = (Vo/L); P = -1/(2*k1);
        ym = 7.39; IL=I1;
        e = ym - IL;
    end

```

```

if (dpdi>=-0.00001 && dpdi<=0.00001)
    result=1;
end
if result==1
    perm = 1;
end

if u3==1
    C = D0;
    V0 = V00;
    I0 = I00;
    dpdi0 = dpdi00;
    alpha = alpha0;
    Tt = Tt0;
    y = C;
end

if inicia <= 0.001
    alpha = 0.6;
    Tt=0.5;
else
    Flag = [I1,V1,I00, V00, dpdi00];
    Flag2=[alpha0,Tt0];
    [alpha, Tt] = HSPV(C,Flag,Flag2);
end

if (u3>=-0.001 && u3<=0.001)
    Ex = alpha;
    % Singletons de Saída
    factor = e*P*Tt*Ex;
    if ((abs(Tt)<Mteta) || ((abs(Tt)<Mteta)&& (factor<=0) ))
        Tt1 = v*e'*P*Ex;
    end
    if (abs(Tt)==Mteta)
        achou = 1;
    end
    if(factor>0)
        achou1 = 2;
    end
    if (achou==1 && achou1==2)
        Tt1 = (v*e*P*Ex)-(v*e*P*((Tt*Tt'*Ex))/((Tt).^2));
    end
    Tt = Tt1;

    %Sinais de controle e supervisão
    uc =10* Tt'*Ex;
    Fu = 5;
    bl = 50;
    Vref = -0.001;
    Ve = (e*P*e)/2;
    if Ve<=Vref
        I1 = 0;
    else
        I1 = 1;
    end
    us = I1*sign(e*P*b)*(uc+(1/bl)*(-Fu+ym+(k1*e)));
    ua = uc+us;

```

```
        C1 = ua;  
    end  
C=C+C1;  
if (C > 0.75) C = 0.75; end  
if (C < 0.3) C = 0.3; end  
  
end  
y = C;
```

APÊNCIDE B – CÓDIGO DO ALGORITMO PROPOSTO DE GMPPT NO PSIM

```

g_nStepCount++;

// In case of error, uncomment next two lines. Set *pnError to 1 and copy
Error message to szErrorMsg
// *pnError=1;
// strcpy(szErrorMsg, "Place Error description here.");

    // Especificações do Painel PV
    m = 6;                //Número de módulos
    n = m;                //Diodos de bypass = número de diodo por
módulos * número de módulos

if(t<=0.01){//Tempo para carregamento dos componentes
    D = 0;
    Vpv=in[0];
    Ipv = in[1];
    P1 = Vpv*Ipv;
    Voc=Vpv;
    Temp = (Voc/m - Voc_stc)/(CTVoc) + Tstc;
    k1 = k1ref + (Temp - Tref)*delta;
    cont = 1;
    P1=0;
    t0=0;
    aux=0;
}
else{ if((t-t0)>0.005){
    t0=t;
    if(cont==1){ //Busca nos possíveis máximos globais (n)
        //Leitura dos dados de entrada
        Vpvant = Vpv;
        Ipvant = Ipv;
        P0 = P1;
        Vpv = in[0];
        Ipv = in[1];
        P1 = Vpv*Ipv;
        deltaV = Vpv - Vpvant ;
        deltaP = P1 - P0;

        if(P1>Pmax){
            Pmax = P1;
            P_ant=P1;
            Impp = Ipv;
            Vmpp = Vpv;
            Vmpp_ant = Vpv;
        }

        Vteste=k1*Voc*(n-aux)/n;
        D = (290 - Vteste)/290;

        if(Vteste<0.5*Voc){ //Só varre até 50% de Voc

```

```

        aux = 0;
        cont = 0;
        D=Dmpp;
        Pmax=0;
        t0=t;
        t1=t;
    }

    aux = aux+1;//Contador para verificação da Pmax para os
picos
}
}

if((t-t0)>0.001){
    if(cont==0){
        t0=t;
        //Leitura dos dados de entrada
        Vpvant = Vpv; //Vpv(k-1)=Vpv(k)
        Ipvant = Ipv; //Ipv(k-1)=Ipv(k)
        Vpv = in[0];
        Ipv = in[1];

        //Chama Função Perturbe e Observe
        D = FunctionPeO (Vpv,deltaP,deltaV);
        teste=0;

        //Leitura dos dados de entrada
        P0 = P1; //Vpv(k-1)=Vpv(k)
        P1 = Vpv*Ipv;
        deltaV = Vpv - Vpvant ;
        deltaP = P1 - P0;

        //Verifica a Tensão de Potência Máxima
        if(Pmax<P1){
            Pmax = P1;
            Impp = Ipv;
            Vmpp_ant = Vmpp;
            Vmpp = Vpv;
        }

        // Detecção
        if((t-t1)>0.005){
            t1=t;
            if((P_ant-P1)/P1>0.1||((P1-P_ant)/P1>0.1){
                if((Vmpp_ant-Vmpp)<0||((Vmpp-Vmpp_ant)<0){
                    cont = 0;
                }
                if((Vmpp_ant-Vmpp)>0||((Vmpp-Vmpp_ant)>0){
                    cont = 1;
                    t0 = t - 0.005;
                    t1 = t;
                    aux = 0;
                    Pmax = 0;
                }
            }
        }
    }
}

```

```
        P1 = 0;
    }
    P_ant = P1;
}
}
out[0] = D;
```