

Artur Muniz Szpak Furtado

Técnicas de Seguimento do Ponto de Máxima
Potência para Sistemas Fotovoltaicos com
Sombreamento Parcial

Recife, Brasil

Fevereiro de 2016

Artur Muniz Szpak Furtado

**Técnicas de Seguimento do Ponto de Máxima Potência
para Sistemas Fotovoltaicos com Sombreamento Parcial**

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

Orientador: Fabrício Bradaschia, *D.Sc.*

Coorientador: Marcelo C. Cavalcanti, *D.Sc.*

Recife, Brasil

Fevereiro de 2016

Catálogo na fonte
Bibliotecária Valdicéa Alves, CRB-4 / 1260

F992t Furtado. Artur Muniz Szpak.
Técnicas de seguimento do ponto de máxima potência para sistemas fotovoltaicos com sombreamento parcial / Artur Muniz Szpak Furtado - 2016.
132folhas, Il.; Tabs.; Abr.e Sigl. e Simb.

Orientador: Prof. Dr. Fabrício Bradaschia.
Coorientador: Prof. Dr. Marcelo C. Cavalcanti.

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Pernambuco. CTG.
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2016.
Inclui Referências.

1. Engenharia Elétrica, 2. Sistemas fotovoltaicos. 3. Módulos fotovoltaicos. 4. Sombreamento parcial. 5. Seguimento do ponto de máxima potência global. 6. Múltiplos picos. I. Bradaschia, Fabrício (Orientador). II. Cavalcanti, Marcelo C. (Coorientador). III. Título.

UFPE

621.3 CDD (22. ed.)

BCTG/2016 - 135



Universidade Federal de Pernambuco

Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

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

ARTUR MUNIZ SZPAK FURTADO

TÍTULO

***“TÉCNICAS DE SEGUIMENTO DO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA PARA
SISTEMAS FOTOVOLTAICOS COM SOMBREAMENTO PARCIAL”***

A comissão examinadora composta pelos professores: FABRICIO BRADASCHIA, DEE/UFPE; MARCELO CABRAL CAVALCANTI, DEE/UFPE; GUSTAVO MEDEIROS DE SOUZA AZEVEDO, DEE/UFPE e KLEBER CARNEIRO DE OLIVEIRA, CEAR/UFPB, sob a presidência do primeiro, consideram o candidato **ARTUR MUNIZ SZPAK FURTADO APROVADO.**

Recife, 26 de fevereiro de 2016.

CECILIO JOSÉ LINS PIMENTEL
Coordenador do PPGE

FABRICIO BRADASCHIA
Orientador e Membro Titular Interno

KLEBER CARNEIRO DE OLIVEIRA
Membro Titular Externo

MARCELO CABRAL CAVALCANTI
Coorientador e Membro Titular Interno

**GUSTAVO MEDEIROS DE SOUZA
AZEVEDO**
Membro Titular Interno

Dedico a João Muniz (in memoriam), meu avô.

Agradecimentos

Agradeço primeiramente à minha mãe, Mirian Muniz, por tudo que sou na vida. À minha noiva, Simone Graf, pelo suporte, estímulo, admiração, carinho e amor. Ao meu pai, Mario Szpak, pelo exemplo de engenheiro e homem. Agradeço ao Professor Fabrício Bradaschia, essencial para este resultado, por ser, mais que um orientador inteligente e capaz, um amigo de enorme coração. Agradeço à minha avó, Lia Muniz, minha segunda mãe. Ao meu avô, João Muniz, exemplo de bondade e amor. À minha avó, Epiphânia Szpak, exemplo de alegria. Ao meu avô, Niltton Furtado, um grande amigo. Ao Professor Marcelo Cabral Cavalcanti, pela paciência e por nos trazer sempre ao foco. Aos colegas e professores do GEPAE. À Aguinaldo Junior e Emerson Silva, parceiros de pesquisa na área da energia fotovoltaica. Aos amigos e familiares, pelo laço indissolúvel da confiança e da cumplicidade. À FACEPE, pelo apoio financeiro, e finalmente a Deus, por sempre tonar o caminho da ciência o mais claro para mim.

Resumo

A curva da potência em função da tensão nos terminais de uma conexão em série de módulos fotovoltaicos, com diodos de passagem protetores, exposta a um sombreamento parcial, exhibe um comportamento com múltiplos picos. Os múltiplos picos tornam as estratégias clássicas de seguimento do ponto de máxima potência, ou MPPT, ineficazes. Em primeiro momento, este trabalho realiza uma análise estatística que determina uma região trapezoidal no plano tensão potência onde o ponto de máxima potência global está inserido para qualquer situação de irradiâncias múltiplas e temperatura, para configurações com inversor central e módulos conectados em séries puras ou conectadas em paralelo. Em segundo momento, este trabalho pesquisa as técnicas de MPPT Global que rastreiam o ponto de máxima potência global de uma curva tensão potência com múltiplos picos. Duas destas técnicas são estudadas a fim de avaliar a rapidez em encontrar o ponto de máxima potência global e a energia perdida na busca. Por fim, é proposta uma nova técnica de MPPT Global baseada no estudo estatístico preliminar. Esta nova técnica é proposta tirando proveito do trapézio delimitado na análise estatística.

Palavras-chave: Sistemas fotovoltaicos. Módulos fotovoltaicos. Sombreamento parcial. Seguimento do ponto de máxima potência global. Seguimento ponto de máxima global potência. Múltiplos picos.

Abstract

The power-voltage characteristic of series arrays of photovoltaic modules with bypass diodes under partial shading conditions, displays a multiple peaks behavior. The multiple peaks make the classical algorithms of maximum power point tracking, or MPPT, ineffective. At first, this work performs a statistical analysis that determines a trapezoidal region in the power voltage plan where the global maximum power point is situated for any situation from multiple irradiances and any temperature, for central inverter configuration with a series array of modules or parallel connected series arrays. Soon after, this paper researches the Global MPPT techniques that track the global maximum power point of power-voltage curves with multiple peaks. Some of these techniques are studied to assess how fast they can find the global maximum power point and the energy lost at this search. Finally, it is proposed a new Global MPPT technique based on the preliminary statistical study. This new technique is proposed taking advantage of the trapezoidal region defined in the statistical analysis.

Keywords: Photovoltaic systems. Photovoltaic modules . Partial shading. Global maximum power point tracking. Multiple peaks.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Partes básicas de um sistema fotovoltaico.	21
Figura 2 – Curvas características de um módulo fotovoltaico: (a) curva tensão-corrente, (b) curva tensão-potência.	22
Figura 3 – Configurações de sistemas fotovoltaicos: (a) sistema centralizado série, (b) sistema centralizado série-paralelo, (c) sistema descentralizado multi-série.	24
Figura 4 – Sistema fotovoltaico formado por dois módulos em série com irradiâncias distintas.	25
Figura 5 – Curvas características do sistema fotovoltaico com sombreamento parcial: (a) curvas tensão-corrente de cada módulo, (b) curvas das correntes de cada módulo em função da tensão do arranjo, (c) curva da corrente do módulo de maior irradiância em função da tensão do arranjo.	27
Figura 6 – Sistema fotovoltaico formado por arranjo série de oito módulos com seus respectivos diodos de passagem	28
Figura 7 – Curva característica tensão-potência do sistema fotovoltaico com sombreamento parcial.	29
Figura 8 – Sistema fotovoltaico centralizado com módulos em configuração série-paralelo.	32
Figura 9 – (a) Sombreamento parcial incidente sobre um sistema fotovoltaico centralizado série-paralelo e (b) a curva tensão-potência resultante (PATEL; AGARWAL, 2008).	32
Figura 10 – Diferença de tensão, normalizada pela tensão de circuito aberto de um módulo na <i>STC</i> , entre máximos de picos adjacentes das curvas tensão-potência das 1000 simulações com irradiâncias aleatórias realizadas por Boztepe <i>et al.</i> (BOZTEPE <i>et al.</i> , 2014). (a) Todos os resultados. (b) Visão ampliada entre as tensões normalizadas de 0,5 e 1,2.	33
Figura 11 – Estudo estatístico de Boztepe <i>et al.</i> (BOZTEPE <i>et al.</i> , 2014) sobre as tensões onde o ponto de máxima potência global pode ser encontrado.	34
Figura 12 – Circuito elétrico equivalente do módulo fotovoltaico (SILVA, 2015).	36
Figura 13 – Esquema da simulação para obtenção da curva de um sistema fotovoltaico com inversor centralizado com qualquer situação de sombreamento.	39
Figura 14 – Três arranjos de simulação concebidos para os estudos estatísticos sobre as curvas tensão-potência com sombreamento parcial.	41
Figura 15 – Distribuição dos pontos de máxima potência globais para as oito faixas de irradiância do arranjo 16x1 com os módulos à 25°C.	43
Figura 16 – Distribuição dos pontos de máxima potência globais para as oito faixas de irradiância do arranjo 8x2 com os módulos à 25°C.	44

Figura 17 – Distribuição dos pontos de máxima potência globais para as oito faixas de irradiância do arranjo 4x4 com os módulos à 25°C.	45
Figura 18 – Distribuição dos pontos de máxima potência globais no plano tensão-potência normalizado para o arranjo 16x1 com os módulos à 25°C.	46
Figura 19 – Distribuição dos pontos de máxima potência globais no plano tensão-potência normalizado para o arranjo 8x2 com os módulos à 25°C.	47
Figura 20 – Distribuição dos pontos de máxima potência globais no plano tensão-potência normalizado para o arranjo 4x4 com os módulos à 25°C.	48
Figura 21 – Diferença de tensão entre máximos de picos adjacentes para as 400 simulações da faixa de irradiâncias de 100 W/m ² a 1000 W/m ² para o arranjo 16x1 com temperatura de 25°C nos módulos.	49
Figura 22 – Diferença de tensão entre máximos de picos adjacentes para as 400 simulações da faixa de irradiâncias de 100 W/m ² a 1000W/m ² para o arranjo 8x2 com temperatura de 25°C nos módulos.	50
Figura 23 – Gráfico das tensões que geraram pontos de máxima potência globais com potências maiores que cada patamar de potência no arranjo 16x1 com a temperatura de 25°C.	51
Figura 24 – Gráfico das tensões que geraram pontos de máxima potência global com potências maiores que cada patamar de potência no arranjo 8x2 com a temperatura de 25°C.	52
Figura 25 – Gráfico das tensões que geraram pontos de máxima potência global com potências maiores que cada patamar de potência no arranjo 4x4 com a temperatura de 25°C.	52
Figura 26 – Gráficos das tensões que geraram pontos de máxima potência global maiores que cada patamar de potência nos estudos estatísticos do arranjo 16x1 com as temperatura de 25°C, 30°C e 75°C.	53
Figura 27 – Região do plano tensão-potência que engloba todos os pontos de máxima potência globais possíveis para o arranjo 16x1 com 16 irradiâncias aleatórias em qualquer temperatura entre 25°C e 75°C.	54
Figura 28 – Linha de potência onde é necessária a busca do ponto de máxima potência global, logo após um sombreamento com 16 irradiâncias dentro das faixas assumidas em qualquer temperatura inferior a 75°C.	55
Figura 29 – Região do plano tensão potência que engloba todos os pontos de máxima potência globais possíveis para o arranjo 8x2 com 16 irradiâncias aleatórias em qualquer temperatura entre 25°C e 75°C.	56
Figura 30 – Região do plano tensão potência que engloba todos os pontos de máxima potência globais possíveis para o arranjo 4x4 com 16 irradiâncias aleatórias em qualquer temperatura entre 25°C e 75°C.	56

Figura 31 – Exemplo de 6 curvas obtidas, dentre as 9600 plotadas, em que falha a hipótese do decrescimento uniforme dos máximos de picos de potência locais bilateralmente ao pico global.	58
Figura 32 – Curva tensão-potência com apenas duas irradiâncias diferentes, $200 W/m^2$ incidindo sobre 8 módulos e $1000 W/m^2$ incidindo sobre 4 módulos.	60
Figura 33 – Distribuição dos pontos de máxima potência globais em sombreamentos com apenas duas irradiâncias.	62
Figura 34 – Distribuição dos pontos de máxima potência globais em sombreamentos genéricos.	63
Figura 35 – Fluxograma da técnica de MPPT global proposta por Chen <i>et al.</i> (CHEN <i>et al.</i> , 2014).	68
Figura 36 – Adaptação da Técnica de Chen <i>et al.</i> Para o Arranjo 8x2: cálculo do número de grupos do número de módulos por grupo.	70
Figura 37 – Fluxograma da técnica de GMPPT proposta por Boztepe <i>et al.</i> (BOZTEPE <i>et al.</i> , 2014).	72
Figura 38 – Funcionamento da técnica de GMPPT proposta por Boztepe <i>et al.</i> (BOZTEPE <i>et al.</i> , 2014).	75
Figura 39 – Triângulo dos GMPPs e POT_{STC}	78
Figura 40 – Funcionamento da técnica do Triângulo dos GMPPs.	79
Figura 41 – Fluxograma da fase global da técnica de GMPPT proposta: Técnica do Triângulo dos GMPPs.	82
Figura 42 – Esquema da simulação do comportamento dinâmico de um sistema fotovoltaico com inversor centralizado controlado por técnicas de MPPT.	89
Figura 43 – Resultados dinâmicos da técnica do triângulo dos GMPPs para o arranjo 16x1 a $25^{\circ}C$ com 16 irradiâncias aleatórias: (a) curva tensão-potência, (b) curva potência-tempo, (c) curva tensão-tempo.	96
Figura 44 – Resultados dinâmicos da técnica do triângulo dos GMPPs para o arranjo 8x2 a $25^{\circ}C$ com 16 irradiâncias aleatórias: (a) curva tensão-potência, (b) curva potência-tempo, (c) curva tensão-tempo.	98
Figura 45 – Resultados dinâmicos da técnica do triângulo dos GMPPs para o arranjo 4x4 a $25^{\circ}C$ com 16 irradiâncias aleatórias: (a) curva tensão-potência, (b) curva potência-tempo, (c) curva tensão-tempo.	99
Figura 46 – Resultados dinâmicos da técnica do triângulo dos GMPPs para o arranjo 16x1 a $25^{\circ}C$ com apenas duas irradiâncias diferentes : (a) curva tensão-potência, (b) curva potência-tempo, (c) curva tensão-tempo.	100
Figura 47 – Resultados dinâmicos da técnica do triângulo dos GMPPs para o arranjo 16x1 a $75^{\circ}C$ com 16 irradiâncias aleatórias: (a) curva tensão-potência, (b) curva potência-tempo, (c) curva tensão-tempo.	101

Figura 48 – Resultados dinâmicos da técnica de Boztepe <i>et al.</i> (2014) para o arranjo 16x1 a 25°C com 16 irradiâncias aleatórias: (a) curva tensão-potência, (b) curva potência-tempo, (c) curva tensão-tempo.	103
Figura 49 – Resultados dinâmicos da técnica de Boztepe <i>et al.</i> (2014) para o arranjo 8x2 a 25°C com 16 irradiâncias aleatórias: (a) curva tensão-potência, (b) curva potência-tempo, (c) curva tensão-tempo.	106
Figura 50 – Resultados dinâmicos da técnica de Boztepe <i>et al.</i> (2014) para o arranjo 4x4 a 25°C com 16 irradiâncias aleatórias: (a) curva tensão-potência, (b) curva potência-tempo, (c) curva tensão-tempo.	107
Figura 51 – Resultados dinâmicos da técnica de Boztepe <i>et al.</i> (2014) para o arranjo 16x1 a 25°C com apenas duas irradiâncias diferentes: (a) curva tensão-potência, (b) curva potência-tempo, (c) curva tensão-tempo.	108
Figura 52 – Resultados dinâmicos da técnica de Boztepe <i>et al.</i> (2014) para o arranjo 16x1 a 75°C com 16 irradiâncias aleatórias: (a) curva tensão-potência, (b) curva potência-tempo, (c) curva tensão-tempo.	109
Figura 53 – Resultados dinâmicos da técnica de Chen <i>et al.</i> para o arranjo 16x1 a 25°C com 16 irradiâncias aleatórias: (a) curva tensão-potência, (b) curva potência-tempo, (c) curva tensão-tempo.	111
Figura 54 – Resultados dinâmicos da técnica de Chen <i>et al.</i> para o arranjo 8x2 a 25°C com 16 irradiâncias aleatórias: (a) curva tensão-potência, (b) curva potência-tempo, (c) curva tensão-tempo.	114
Figura 55 – Resultados dinâmicos da técnica de Chen <i>et al.</i> para o arranjo 4x4 a 25°C com 16 irradiâncias aleatórias: (a) curva tensão-potência, (b) curva potência-tempo, (c) curva tensão-tempo.	115
Figura 56 – Resultados dinâmicos da técnica de Chen <i>et al.</i> para o arranjo 16x1 a 25°C com apenas duas irradiâncias diferentes: (a) curva tensão-potência, (b) curva potência-tempo, (c) curva tensão-tempo.	116
Figura 57 – Resultados dinâmicos da técnica de Chen <i>et al.</i> para o arranjo 16x1 a 75°C com 16 irradiâncias aleatórias: (a) curva tensão-potência, (b) curva potência-tempo, (c) curva tensão-tempo.	117

Lista de tabelas

Tabela 1 – Mínimas diferenças entre máximos de picos adjacentes com módulos a $25^{\circ}C$.	49
Tabela 2 – Número de curvas que onde se observou falha na hipótese do decrescimento uniforme dos máximos de picos de potência locais bilateralmente ao pico global, dentre as 9600 simulações realizadas.	57
Tabela 3 – Conjunto de irradiâncias que geraram as seis curvas da Figura 31.	57
Tabela 4 – Vetores de teste para o arranjo 16x1 a $25^{\circ}C$	94
Tabela 5 – Vetores de teste para o arranjo 8x2.	94
Tabela 6 – Vetores de teste para o arranjo 4x4.	95
Tabela 7 – Vetores de teste para o arranjo 16x1.	95
Tabela 8 – resultados para o arranjo 16x1 a $25^{\circ}C$	118
Tabela 9 – resultados para o arranjo 8x2 a $25^{\circ}C$	122
Tabela 10 – resultados para o arranjo 4x4 a $25^{\circ}C$	123
Tabela 11 – resultados para o arranjo 16x1 a $75^{\circ}C$	124

Lista de abreviaturas e siglas

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
c.a.	Corrente Alternada
c.c.	Corrente Contínua
CONFAZ	Conselho Nacional de Política Fazendária
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GMPP	<i>Global Maximum Power Point</i> - Ponto de Máxima Potência Global
GMPPT	<i>Global Maximum Power Point Tracking</i> - Seguimento do Ponto de Máxima Potência Global
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
ICMS	Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
MPP	<i>Maximum Power Point</i> - Ponto de Máxima Potência de uma sistema sem sombreamento parcial
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i> - Seguimento do Ponto de Máxima Potência
PI	Proporcional-Integral
PIB	Produto Interno Bruto
P.O.	Algoritmo Perturba & Observa
POT	<i>Power Operating Triangle</i> - Triângulo dos pontos de operação
STC	<i>Standard Test Conditions</i> - <i>Condições Padrão de Teste</i>
VSW	<i>Voltage Window Search</i> - Busca por janela de tensão
VW	<i>Voltage Window</i> - Janela de tensão de busca

Lista de símbolos

C	- Capacitância do barramento c.c. do sistema fotovoltaico
q	Carga do elétron
K_{Isc}	Coefficiente de variação linear da corrente de curto circuito do módulo em função da temperatura
K_{Voc}	Coefficiente de variação linear da tensão de circuito aberto do módulo em função da temperatura
K	Constante de Boltzmann
$I_{capacitor}$	Corrente de carga/descarga do capacitor do barramento c.c.
$I_{sc,arranjo}$	Corrente de curto-circuito do arranjo fotovoltaico na <i>STC</i>
$I_{sc,STC,arranjo}$	Corrente de curto-circuito do arranjo fotovoltaico na <i>STC</i>
I_{sc}	Corrente de curto-circuito do módulo fotovoltaico
I	Corrente de saída do módulo fotovoltaico
I	Corrente do arranjo fotovoltaico
$I_{sistema}$	Corrente do arranjo fotovoltaico
I_{GMPP}	Corrente do ponto de máxima potência de um arranjo fotovoltaico
$I_{inversor}$	Corrente drenada pelo inversor do sistema fotovoltaico para uma rede (corrente de referência imposta pelo controle da tensão do barramento c.c.)
I_g	Corrente gerada sob uma dada irradiância (ou corrente fotogerada) pela fonte de corrente do modelo do módulo fotovoltaico
$I_{sc,STC}$	Corrente nominal de curto-circuito na <i>STC</i> do módulo fotovoltaico
I_{MPP}	Corrente no ponto de máxima potência do módulo fotovoltaico
$I_{MPP,STC}$	Corrente no ponto de máxima potência na <i>STC</i> do módulo fotovoltaico
I_{sat}	Corrente reversa de saturação do diodo do modelo do módulo fotovoltaico
A	Fator de idealidade do diodo do modelo do módulo fotovoltaico
s	Frequência de laplace

K_i	Ganho integral do controle do barramento c.c.
K_p	Ganho proporcional do controle do barramento c.c.
S	Irradiância incidente sobre um módulo fotovoltaico
$V_{faixa,min}$	Limite inferior da faixa de tensão de busca na técnica do Triângulo dos GMPPs
V_{min}	Limite inferior da janela de tensão de busca na técnica de Boztepe <i>et al.</i> (valor atualizado)
$V_{faixa,max}$	Limite superior da faixa de tensão de busca na técnica do Triângulo dos GMPPs
V_{max}	Limite superior da janela de tensão de busca na técnica de Boztepe <i>et al.</i>
P_{salvo}	Maior potência buscada na fase local da técnica de Boztepe <i>et al.</i> (valor atualizado)
N_s	Número de células associadas em série no módulo fotovoltaico
M	Número de grupos de módulos com irradiâncias diferentes na técnica de Chen <i>et al.</i>
T_{max}	Período de amostragem máximo para que o barramento c.c. seja carregado com a tensão mínima entre máximos de picos adjacentes pela corrente de curto circuito de um módulo.
P	Potência do arranjo fotovoltaico
P_{max}	Potência nominal máxima do módulo na <i>STC</i> (Potência do MPP do módulo fotovoltaico na <i>STC</i>)
$V_{min,STC}$	Primeiro valor da fase global do limite inferior da janela de tensão de busca na técnica de Boztepe <i>et al.</i>
V_{ref}	Referência de tensão gerada pelo algoritmo GMPPT
R_p	Resistência paralela do módulo fotovoltaico
R_s	Resistência série do módulo fotovoltaico
T	Temperatura das células do módulo fotovoltaico(K)
T_R	Temperatura de referência (298 K)
$V_{oc,STC,arranjo}$	Tensão de circuito aberto do arranjo fotovoltaico na <i>STC</i>

$V_{oc, \text{arranjo}}$	Tensão de circuito aberto do arranjo fotovoltaico
V	Tensão de saída do módulo fotovoltaico
V_{oc}	Tensão de circuito aberto do módulo fotovoltaico
V	Tensão do arranjo fotovoltaico
$V_{\text{capacitor}}$	Tensão do arranjo fotovoltaico (tensão do barramento c.c. do sistema fotovoltaico)
V_{diodo}	Tensão do diodo de passagem de um módulo fotovoltaico
V_{GMPP}	Tensão do ponto de máxima potência de um arranjo fotovoltaico
P_{GMPP}	Tensão do ponto de máxima potência de um arranjo fotovoltaico
$V_{oc, STC}$	Tensão nominal de circuito aberto na <i>STC</i> do módulo fotovoltaico
V_{MPP}	Tensão no ponto de máxima potência do módulo fotovoltaico
$V_{MPP, STC}$	Tensão no ponto de máxima potência na <i>STC</i> do módulo fotovoltaico
V_t	Tensão térmica do diodo do modelo do módulo fotovoltaico

Sumário

1	INTRODUÇÃO	19
1.1	O Problema do Sombreamento Parcial em Sistemas Fotovoltaicos	20
1.2	Objetivos da Dissertação de Mestrado	29
1.3	Organização Textual	30
2	ANÁLISE ESTATÍSTICA DAS CURVAS CARACTERÍSTICAS DO SOMBREAMENTO PARCIAL	31
2.1	Revisão Bibliográfica sobre Análises Estatísticas de Sombreamento Parcial	31
2.2	Novo Estudo Estatístico de Sombreamento Parcial	35
2.2.1	Modelagem do arranjo série-paralelo de módulos fotovoltaicos	35
2.2.2	Resultados estatísticos para irradiâncias aleatórias	40
2.2.3	Novos resultados para características de decrescimento dos picos locais	55
2.2.4	Resultados estatísticos para irradiâncias não aleatórias e repetidas . . .	59
2.3	Conclusão	64
3	TÉCNICAS DE SEGUIMENTO DO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA GLOBAL	65
3.1	Características Gerais das Técnicas de Seguimento do Ponto de Máxima Potência Global	65
3.2	Técnica de Chen <i>et al.</i> (2014)	66
3.3	Técnica de Boztepe et al.(2014)	71
3.4	Técnica do Triângulo dos GMPPs	77
3.5	Conclusão do Capítulo	86
4	COMPARAÇÃO ENTRE AS TÉCNICAS DE GMPPT	87
4.1	Metodologia de Modelagem Computacional e Análise Dinâmica do Sistema Fotovoltaico Centralizado	88
4.2	Vetores de Testes	92
4.3	Técnica do Triângulo dos GMPPs	95
4.4	Técnica de Boztepe et al.(2014)	102
4.5	Técnica de Chen <i>et al.</i> (2014)	110
4.6	Comparação Entre as Técnicas	114
5	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	126
5.1	Trabalhos Futuros	129

REFERÊNCIAS	130
-----------------------	-----

1 Introdução

O aumento da demanda por energia elétrica está correlacionado com os aumentos do número de consumidores e do Produto Interno Bruto (PIB) per capita, entre outros fatores. No Brasil, segundo projeções do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), um aumento populacional em torno de 20 milhões de pessoas acontecerá entre 2015 e 2030 (EPE, 2012). Para que este aumento populacional seja acompanhado por um desenvolvimento econômico sustentável, planejar e garantir a expansão da capacidade de geração de energia elétrica é imprescindível.

Fontes não renováveis ainda são responsáveis pela maior parte da energia elétrica gerada no mundo. Em 2012, cerca de 80 % da eletricidade global era de fontes não renováveis. Em muitos países, a atividade econômica que gera mais emissões de CO_2 na atmosfera é a geração de eletricidade (IEA, 2015). A redução destas emissões é buscada por vários governos ao redor do mundo, sendo inclusive fruto de acordos internacionais. Na busca por tornar suas matrizes energéticas mais limpas, a energia solar fotovoltaica há décadas já é pauta de programas de desenvolvimento sustentável de diversos países e tem recebido atenção da comunidade científica, uma vez que sua fonte, o Sol, é recurso ilimitado e abundante (DINÇER, 2011).

A energia solar fotovoltaica cresceu em taxas altas na última década, principalmente na Europa e na China, e deve continuar crescendo na próxima década (IEA, 2015). No Brasil, menos de 0,1 % da capacidade de geração brasileira é devida a sistemas fotovoltaicos, de acordo com banco de dados atualizado da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) em 2016 (ANEEL, 2016). Esta pequena capacidade contrasta com o grande potencial de irradiação solar incidente no Brasil, que é superior ao da maioria dos países da Europa. O Brasil possui uma insolação diária 40 % maior que a da Alemanha, maior gerador de energia solar mundial (VILLALVA; GAZOLI, 2012). Porém, projeções da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) mostram que na próxima década o Brasil deve acompanhar o alto ritmo de crescimento da geração fotovoltaica mundial, aumentando sua produção fotovoltaica de um nível atual de 5 MWp , para um patamar de 810 MWp em 2023, alavancado pela projeção de decréscimo do custo dos sistemas fotovoltaicos e por incentivos fiscais (EPE, 2014).

A conversão fotovoltaica de energia é feita a partir de células fotovoltaicas, agrupadas em módulos fotovoltaicos, organizados em variados tipos de arranjos fotovoltaicos. Os arranjos fotovoltaicos ligados a conversores de potência, denominados inversores, formam os sistemas de geração fotovoltaica. Dentre as características favoráveis destes sistemas fotovoltaicos se destacam: não possuem parte móvel, não geram ruídos, podem ser agrupados em configurações com diversos níveis de potência, não requerem quase nenhuma manutenção, apenas limpeza da poeira acumulada, não têm a necessidade de um operador humano e sua instalação é simples e

muito rápida (DINÇER, 2011). Estas características credenciam os sistemas fotovoltaicos a serem facilmente integrados ao ambiente urbano, principalmente sobre os telhados das construções, trazendo a eles sua vantagem competitiva: a microgeração e a minigeração distribuída.

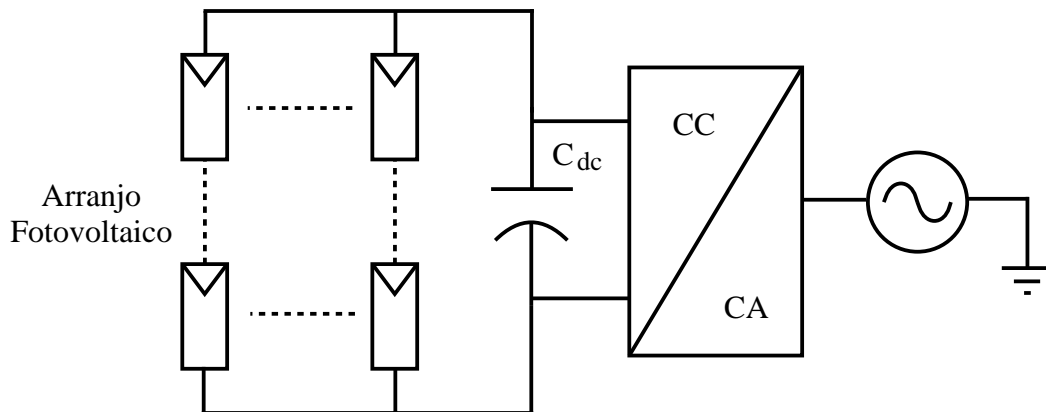
A microgeração e a minigeração distribuídas foram regulamentadas e recebem incentivos fiscais em vários países. No Brasil, elas estão regulamentadas desde 2012 pela Resolução Normativa 482 da ANEEL (ANEEL, 2012). Esta regulamentação permite consumidores urbanos a gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis, consumindo da rede de distribuição sua demanda adicional e fornecendo à rede o excedente da geração, pagando a tarifa só sobre a diferença. Além disso, o país criou incentivos fiscais, como é o caso do Convênio 016 do Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ), de 2015, que permite aos estados da União isentar a energia injetada na rede por microgeradores e minigeradores do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) (CONFAZ, 2015). Desta forma, os estímulos à geração fotovoltaica distribuída são uma ferramenta importante no planejamento energético (EPE, 2014) do Brasil e dos países em geral, pois transfere para a microgeração e a minigeração parte do investimento governamental na expansão da capacidade nacional de geração e evitando a necessidade de investimento governamental em linhas de transmissão, uma vez que este tipo de energia está diretamente ligado às redes de distribuição.

Neste panorama de consolidação da geração fotovoltaica em plantas urbanas, torna-se cotidiano o funcionamento de arranjos de módulos fotovoltaicos sombreados por prédios, árvores, veículos aéreos, fumaça, pássaros, causando a incidência de irradiâncias diferentes aos módulos de um mesmo arranjo. A esta condição em que irradiâncias diferentes incidem sobre módulos distintos de um mesmo arranjo fotovoltaico, chama-se, comumente na literatura, de sombreamento parcial. O sombreamento parcial causa, além de perdas relevantes na capacidade de geração do arranjo em relação à situação não sombreada, a alteração das características de relação entre tensão e corrente dos arranjos. Esta alteração dificulta a tarefa de manter o ponto de operação de tensão e corrente do arranjo fotovoltaico na condição em que é extraída a maior potência elétrica possível em cada situação de irradiância incidente e de temperatura. Esta tarefa é realizada por algoritmos de seguimento do ponto de máxima potência (*Maximum Power Point Tracking* - MPPT) presentes nos controles do fluxo de potência dos sistemas fotovoltaicos.

1.1 O Problema do Sombreamento Parcial em Sistemas Fotovoltaicos

Em sistemas fotovoltaicos, os arranjos de módulos fotovoltaicos estão ligados a inversores que convertem a energia c.c. gerada pelos módulos em energia c.a. consumida pelas cargas ou injetada em redes de distribuição. Além da função de conversão c.c./c.a., estes inversores são responsáveis por realizar a interface entre os níveis da tensão no arranjo de módulos e da tensão na rede e por controlar o fluxo de potência, de forma a executar continuamente o seguimento do

Figura 1 – Partes básicas de um sistema fotovoltaico.



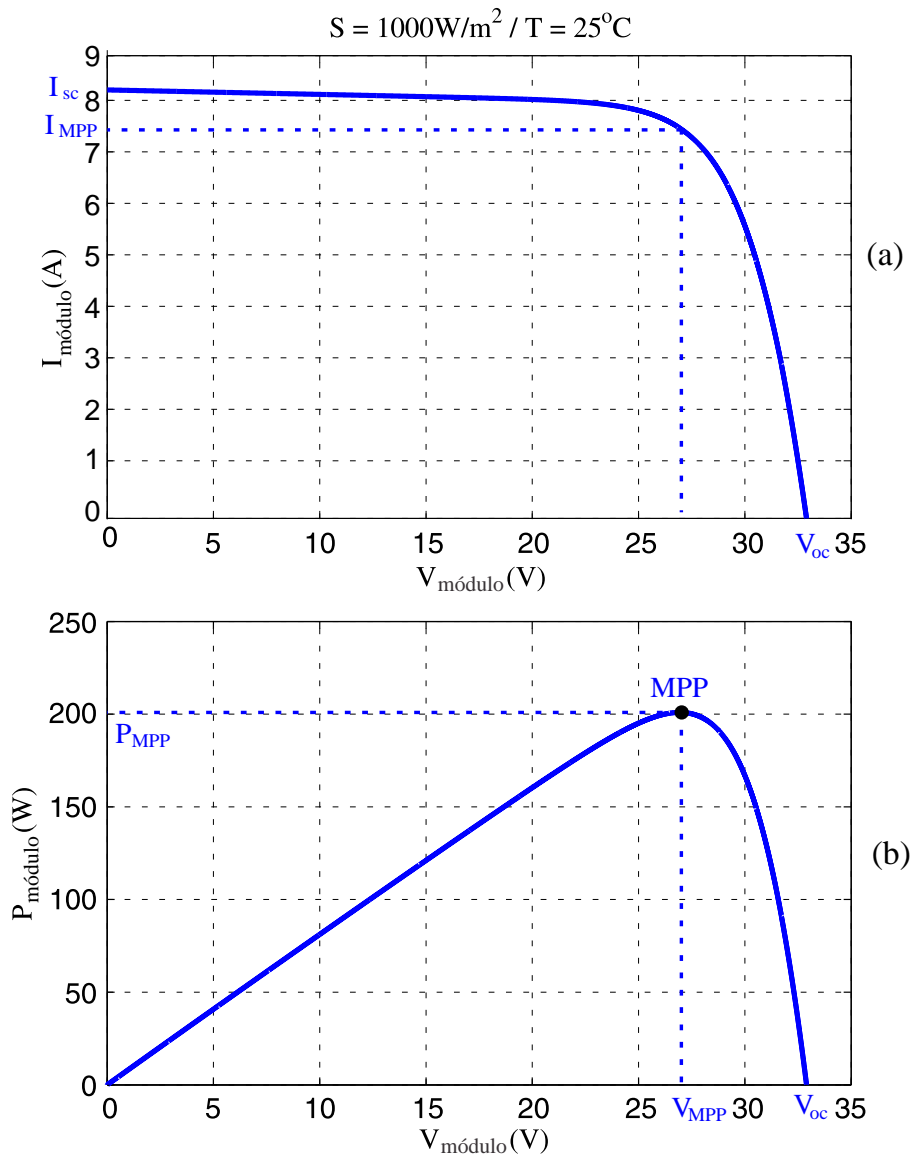
Fonte: próprio autor.

ponto de máxima extração de potência para cada condição ambiental de temperatura e irradiância solar, entre outras funções relacionadas com segurança e qualidade da energia gerada. Entre o arranjo e o inversor, um barramento c.c. capacitivo impõe a tensão nos terminais do arranjo fotovoltaico. Um sistema fotovoltaico com suas partes básicas está ilustrado na Figura 1. Um módulo fotovoltaico é representado por um retângulo com um triângulo inscrito em seu topo.

Um módulo fotovoltaico exibe uma relação não linear entre a sua tensão e a sua corrente. Esta curva tensão-corrente tem sua forma influenciada pela temperatura do módulo e pela irradiância solar (XIAO; DUNFORD; CAPEL, 2004). Consequentemente, a relação entre a tensão e a potência gerada por um módulo também é não linear. Os formatos das curvas características tensão-potência e tensão-corrente do módulo fotovoltaico *KC200GT* da fabricante *Kyocera* estão mostrados, respectivamente, na Figura 2(a) e na Figura 2(b) (KYOCERA, 2016). Pode-se perceber que a curva tensão-corrente tem a forma de um único degrau arredondado. Nesta curva, a corrente gerada pelo módulo quando a tensão no módulo é zero é chamada corrente de curto-circuito, I_{sc} e a tensão quando esta corrente gerada é zero é chamada de tensão de circuito aberto, V_{oc} . A curva tensão-potência por sua vez tem forma de um único pico positivo que encontra o eixo das abscissas, onde a potência é zero, quando a tensão é zero, zerando a potência, e quando a tensão é igual à onde a V_{oc} , pois neste ponto de operação a corrente é zero, zerando a potência. O ponto máximo do pico da curva tensão-potência é chamado de ponto de máxima potência (*Maximum Power Point* - MPP). O par tensão-corrente que gera o MPP é representado por V_{MPP} , a tensão do ponto de máxima potência e I_{MPP} , a corrente do ponto de máxima potência. Estes pontos estão mostrados na 2.

Um arranjo de módulos com irradiância constante tem curvas características tensão-corrente e tensão-potência com o mesmo formato da curva de um único módulo. Com sombreamento parcial, um arranjo apresenta uma relação tensão-corrente ainda mais complexa. Para cada condição de irradiância e temperatura, a corrente de um arranjo pode ser escrita como

Figura 2 – Curvas características de um módulo fotovoltaico: (a) curva tensão-corrente, (b) curva tensão-potência.



Fonte: próprio autor.

uma função dependente da tensão. Portanto, controlando a tensão nos terminais do arranjo por meio do controle da tensão em um capacitor de barramento c.c., leva-se o arranjo de módulos para um ponto de operação da curva tensão-corrente, estabelecendo assim a corrente e, conseqüentemente, a potência gerada pelo arranjo de módulos. O valor da tensão deste barramento c.c. é determinado por algoritmos de MPPT, e um controlador de tensão é responsável por controlar esta tensão e com isso levar o ponto de operação do módulo para o topo da curva tensão-potência para cada condição ambiental de irradiância e temperatura.

Módulos fotovoltaicos, nas mais comuns tecnologias de fabricação, trabalham com tensões inferiores a 40V em seus terminais. Para a conexão de um único módulo fotovoltaico à

rede, mesmo em tensões de distribuição secundária, seria necessária uma grande amplificação de tensão no inversor. Este processo de amplificação com alto ganho traz perdas. Por este motivo, as configurações de sistemas fotovoltaicos que tiveram maior desenvolvimento usam arranjos com módulos fotovoltaicos conectados em série, levando a soma das tensões dos módulos a valores próximos aos valores de pico da tensão de linha da rede a que este arranjo de módulos está conectado. Desta forma, amplificações com menores ganhos podem ser usadas no inversor.

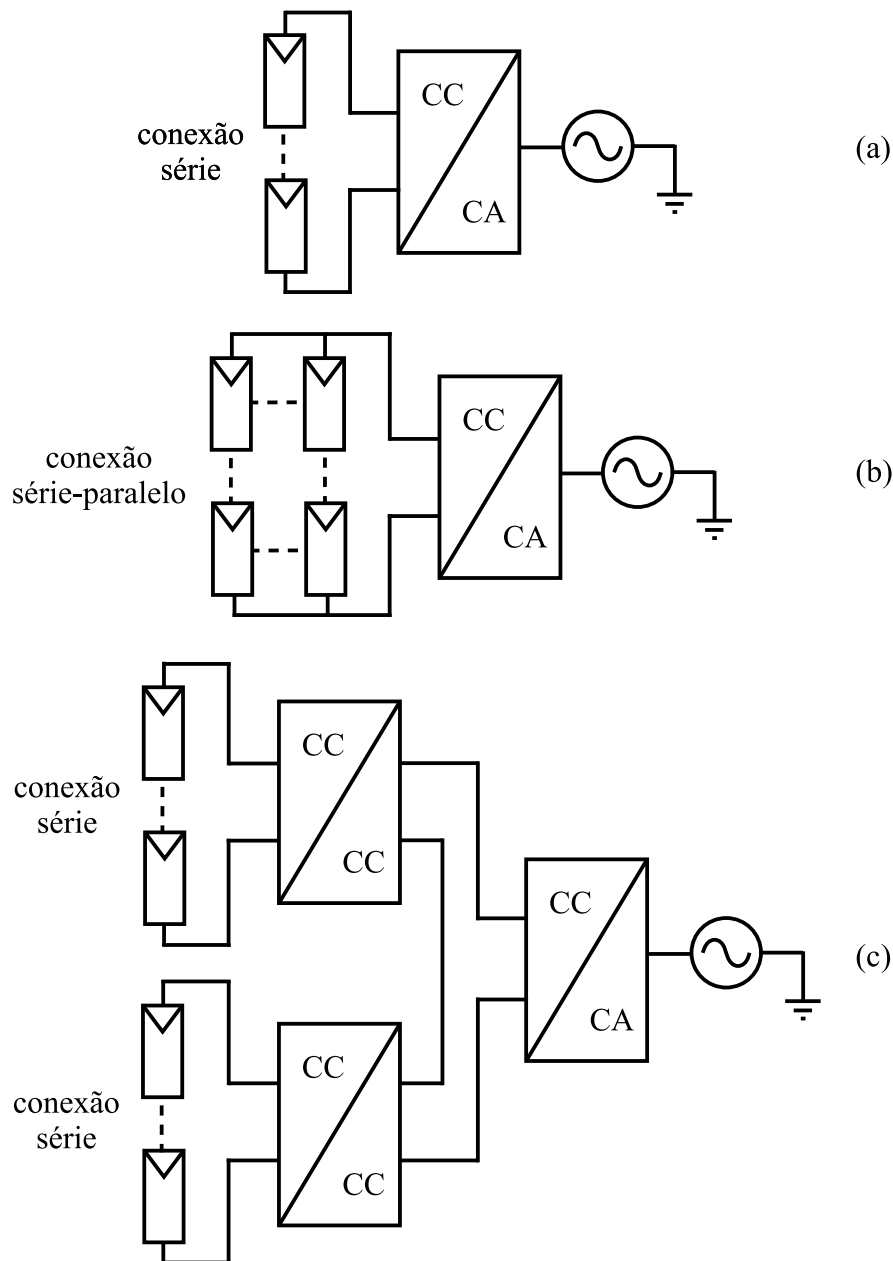
De acordo com as configurações de conexão entre módulos e inversores, os sistemas fotovoltaicos podem ser classificados em centralizados e descentralizados (FARIAS, 2011). Nos sistemas centralizados, um arranjo com uma ou mais conexões de vários módulos em série são ligadas em paralelo e os terminais comuns desta conexão em paralelo são ligados a um inversor. Quando existe um arranjo com apenas uma conexão em série de vários módulos ligada a um inversor central, tem-se a configuração em série, como mostra a Figura 3(a). Quando, a fim de se conseguir um sistema com maior potência, o arranjo tem várias conexões de módulos em série-paralelo, tem-se a configuração da Figura 3(b). Nos sistemas centralizados, tem-se um único controle do MPPT para todo o sistema.

Nos sistemas descentralizados, tem-se vários controladores operando o MPPTs de módulos individuais ou de pequenos arranjos em séries de módulos. Nestes sistemas, é geralmente necessário um estágio de amplificação de alto ganho do nível da tensão dos módulos ou arranjos para o nível das tensões das instalações elétricas residenciais e comerciais. Esta amplificação pode ser realizada por transformadores ou por conversores c.c./c.c. Quando vários conversores c.c./c.c. são responsáveis pelo controle individual do MPPT dos arranjos de módulos conectados em série enquanto fazem a amplificação da tensão para a conexão em um único inversor central, tem-se a configuração multi-série mostrada na Figura 3(c).

Na configuração descentralizada, a necessidade de um estágio de amplificação com alto ganho diminui o rendimento geral da conversão de potência em relação à configuração centralizada. Além disso, com vários estágios de amplificação, se cresce o custo do sistema em relação à configuração centralizada. O principal benefício da configuração descentralizada é ter MPPTs independentes para pequenas conexões série de módulos. Desta forma, há menos chance que algum tipo de sombreamento faça com que módulos sujeitos ao mesmo controle MPPT estejam expostos a irradiâncias diferentes, tendo assim pontos de extração de máxima potência diferentes. Por outro lado, os sistemas centralizados são mais baratos, tem menos perdas nas chaves dos conversores e são a tecnologia presente na maioria da capacidade instalada no mundo. Seu principal problema é a maior possibilidade de sombreamento parcial no seu arranjo de módulos.

O problema do sombreamento parcial é um aspecto limitador da extração de potência de arranjos de módulos conectados em série. Módulos conectados em série têm a mesma corrente circulante. Caso eles estejam expostos a irradiâncias diferentes, eles terão curvas tensão-corrente distintas. Assim, quando esta corrente passa por módulos em série com irradiâncias

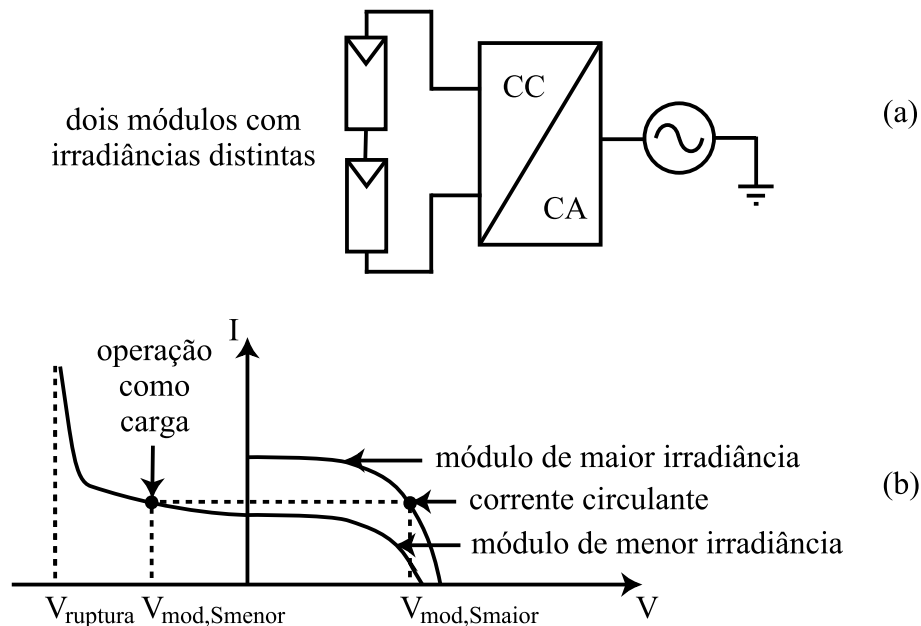
Figura 3 – Configurações de sistemas fotovoltaicos: (a) sistema centralizado série, (b) sistema centralizado série-paralelo, (c) sistema descentralizado multi-série.



Fonte: próprio autor.

distintas, tensões diferentes aparecerão nos módulos. Determinados tipos de sombreamento podem, inclusive, levar a tensão de um ou mais módulos a valores negativos fazendo estes módulos funcionarem como carga. Módulos funcionando como cargas, além do infortúnio lógico de consumirem potência ao invés de gerarem, apresentam superaquecimento e podem, inclusive, ter danos irreversíveis em seu material semicondutor (VEMURU; SINGH; NIAMAT, 2012). A Figura 4 ilustra a situação onde a corrente circulante de uma conexão de dois módulos em série com irradiâncias distintas leva o módulo de menor irradiância a apresentar tensão negativa e,

Figura 4 – Sistema fotovoltaico formado por dois módulos em série com irradiâncias distintas.



Fonte: próprio autor.

portanto, consumir energia funcionando como carga. A curva do módulo de menor irradiância está ilustrando a característica tensão-corrente de módulos fotovoltaicos também para pontos de operação com valores negativos de tensão.

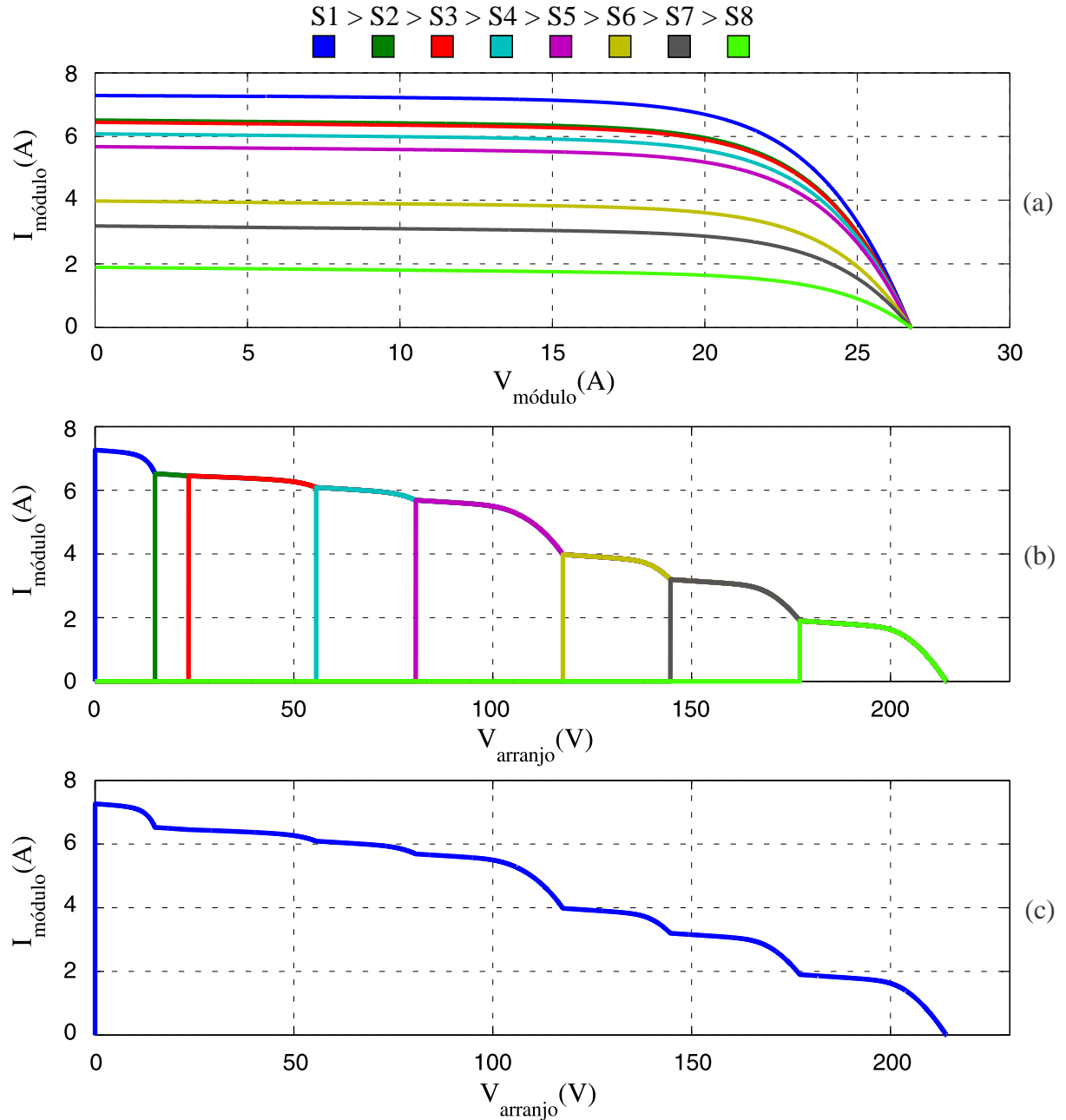
A fim de evitar os problemas da polarização reversa de módulos, foi proposto por diversos autores o uso de diodos de passagem em paralelo à cada módulo (VEMURU; SINGH; NIAMAT, 2012; HERRMANN; WIESNER; VAANEN, 1997; DORADO et al., 2010). Quando um módulo sombreado apresenta uma tensão negativa que ultrapassa a tensão de condução do diodo de passagem, este diodo passa a conduzir integralmente a corrente circulante de uma configuração série de módulos. Desta forma, evita-se o funcionamento dos módulos como cargas. O resultado da condução de um diodo de passagem é a desativação do módulo em questão. Sem nenhuma corrente passando pelo módulo, este não gera nem consome potência. No entanto, esta condução causa uma pequena perda na capacidade de geração de uma conexão série, pois a tensão direta do diodo contribui negativamente para a tensão do arranjo. Além dos diodos de passagem, diodos de bloqueio também são usados em sistemas fotovoltaicos. Estes diodos são colocados em série com cada conexão série de um arranjo fotovoltaico para evitar que correntes negativas fluam pelos módulos em uma situação em que o barramento c.c. alcance uma tensão superior à V_{oc} . Estes diodos não estão representados nas figuras deste trabalho pois considerou-se estes como diodos ideais, sem queda de tensão em sua região ativa.

A corrente da conexão série de módulos expostos a irradiâncias diferentes e mesma temperatura é sempre igual à corrente do módulo de maior irradiância da série. Esta propriedade é ilustrada observando as curvas da Figura 5, que são obtidas de um arranjo fotovoltaico formado

por oito módulos em série como o da Figura 6, cada um exposto a uma irradiância distinta a uma mesma temperatura. A Figura 5(a) mostra a curva característica tensão-corrente de cada um desses módulos. Pode-se notar que quanto maior a irradiância de um módulo maior a sua corrente. Para um determinado valor de tensão entre os terminais de cada módulo, um módulo com irradiância maior que outro tem corrente maior que este outro. As curvas características de cada módulo são respeitadas quando estes módulos estão em série, exceto quando estão desativados por seus diodos de passagem (*bypassed*). Assim, quando a tensão do arranjo série cresce a partir de zero, tensões e correntes aparecem nos terminais de cada módulo de modo a percorrer suas curvas características. A dinâmica de como estas curvas são percorridas é determinada sempre pela corrente da curva característica do módulo de maior irradiância. Quando a tensão do arranjo é imediatamente maior que zero, a corrente do módulo de maior irradiância é sua corrente de curto circuito, neste caso $7,26A$, conforme sua curva característica. Esta corrente é uma corrente que as curvas características dos demais módulos não alcançam nos seus quadrantes de tensões positivas. Desta forma, uma tensão negativa aparece em cada módulo. Esta tensão negativa em cada módulo é ceifada quando ultrapassa a tensão de condução do respectivo diodo de passagem. Neste caso, o módulo é desligado deixando de conduzir corrente. A corrente circulante do arranjo série, então, passa toda pelo diodo de passagem desse módulo. A Figura 5(b) mostra as curvas das correntes de cada módulo do arranjo da Figura 6 em função da tensão do arranjo, quando a tensão do arranjo vai da zero até a tensão de circuito aberto do arranjo. Pode-se perceber que, para tensões baixas, apenas o módulo de maior irradiância está conduzindo corrente. Nestas tensões, a tensão do módulo de maior irradiância é igual a tensão do arranjo menos sete vezes a tensão de condução dos diodos de passagem. Com o crescimento da tensão do arranjo, a tensão no módulo de maior irradiância vai crescendo até que sua corrente torna-se igual à corrente de curto-circuito do módulo de segunda maior irradiância, neste caso $6,52A$. Neste instante, o módulo de segunda maior irradiância passa a conduzir corrente e uma tensão positiva aparece em seus terminais contribuindo para a potência total do arranjo. Com a condução deste segundo módulo, a tensão do arranjo passa a ser a soma das tensões da curva característica de cada módulo para a mesma corrente circulante em ambos módulos menos seis vezes a tensão de condução dos diodos de passagem. À medida que a tensão do arranjo vai aumentando, a corrente do arranjo vai diminuindo e os módulos de menores irradiâncias vão, um por um, entrando em condução. Em todo essa trajetória de aumento da tensão do arranjo, a curva característica tensão-corrente do módulo de maior irradiância vai sendo percorrida. Assim, a corrente deste módulo que limita a corrente sempre é igual à corrente circulante do arranjo série. A Figura 5(c) mostra a curva de tensão do módulo de maior irradiância em função da tensão do arranjo. Pode-se notar que esta curva tem o mesmo desenho envoltório da superposição das curvas da corrente de cada arranjo em função da tensão do arranjo, mostrado na Figura 5(b). Esta curva da tensão do módulo de maior irradiância em função da tensão do arranjo é idêntica à curva tensão-corrente do arranjo série.

O arranjo fotovoltaico da Figura 6 com cada módulo um exposto a uma irradiância

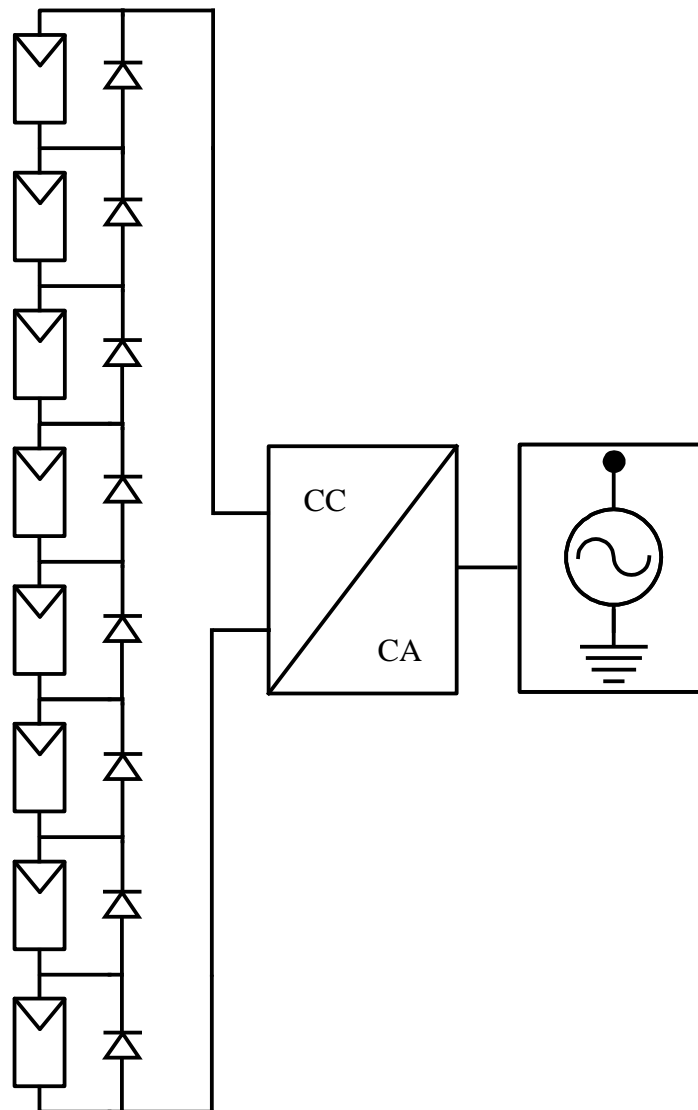
Figura 5 – Curvas características do sistema fotovoltaico com sombreamento parcial: (a) curvas tensão-corrente de cada módulo, (b) curvas das correntes de cada módulo em função da tensão do arranjo, (c) curva da corrente do módulo de maior irradiância em função da tensão do arranjo.



Fonte: próprio autor.

distinta com as curvas tensão-corrente mostradas na Figura 5 tem curva tensão-potência mostrada na Figura 7. O efeito de uma curva tensão-corrente com múltiplos degraus é uma curva tensão-potência com múltiplos picos. Esta presença de múltiplos picos de potência torna ineficientes os algoritmos de MPPT convencionais baseados na escalada da curva de potência até alcançar o MPP. Com múltiplos picos, cada pico apresenta um máximo local, mas apenas um desses é o

Figura 6 – Sistema fotovoltaico formado por arranjo série de oito módulos com seus respectivos diodos de passagem

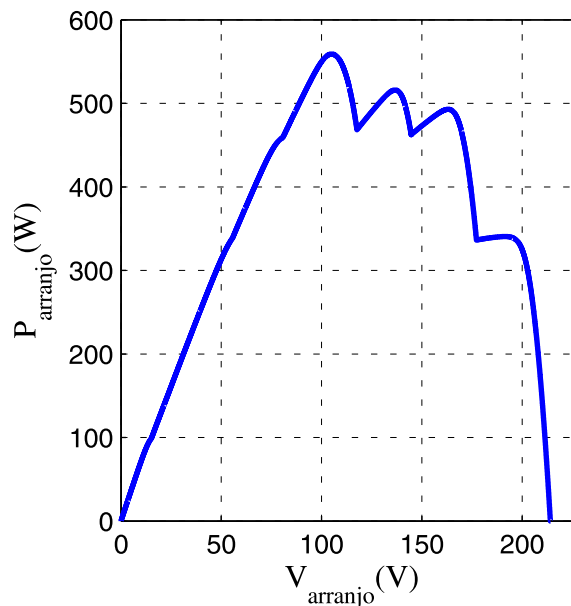


Fonte: próprio autor.

GMPP, o máximo global da curva. Assim, basta que, no momento do sombreamento, o ponto de operação da conexão série seja levado à base de um pico que não é o pico global da curva tensão-potência, para que algoritmos deste tipo levem o sistema pra esse o máximo desse pico local e lá permaneçam. Assim, esses algoritmos de MPPT não extraem a maior potência do arranjo.

Devido a isso, surgiram algoritmos de MPPT preocupados com a situação do sombreamento parcial, chamados de algoritmos de seguimento do ponto de máxima potência global (*Global Maximum Power Point Tracking - GMPPT*). Estes algoritmos prezam por identificar, através da leitura da tensão e da corrente de um arranjo fotovoltaico, mudanças que identifiquem o acontecimento de um sombreamento parcial. Ao identificar este sombreamento,

Figura 7 – Curva característica tensão-potência do sistema fotovoltaico com sombreamento parcial.



Fonte: próprio autor.

estes algoritmos passam a atuar sobre a tensão do arranjo enquanto lêem a tensão e a corrente do arranjo, calculando sua potência, de modo realizar uma busca entre os pontos de operação da curva tensão-potência. Esta busca identifica os picos da curva que podem conter o ponto de máxima potência global (*Global Maximum Power Point* - GMPP) desta curva julgando qual destes picos, de fato, contém o GMPP. Após este julgamento, por fim, os algoritmos levam a operação do sistema para este GMPP.

1.2 Objetivos da Dissertação de Mestrado

O estudo de técnicas de seguimento do ponto de máxima potência global (GMPPT) em sistemas fotovoltaicos expostos a um sombreamento parcial e a proposta de uma técnica inédita são os objetivos gerais desta Dissertação de Mestrado, cujos objetivos específicos são listados a seguir:

1. Revisão bibliográfica e estudo estatístico das curvas características de sistemas fotovoltaicos com sombreamento parcial;
2. Revisão bibliográfica sobre as técnicas de GMPPT para sistemas fotovoltaicos com sombreamento parcial;
3. Reconstrução de duas das principais técnicas encontradas na literatura em ambiente de simulação computacional;

4. Proposta de uma nova técnica de GMPPT para sistemas fotovoltaicos com sombreamento parcial a partir das conclusões obtidas nos estudos estatísticos;
5. Realização da simulação computacional da nova técnica;
6. Realização de um estudo comparativo entre a técnica proposta e as duas reconstruídas.

1.3 Organização Textual

- **Capítulo 2** - Realiza um estudo estatístico conclusivo sobre a região do plano tensão-potência onde é possível ou não estar localizado o ponto de máxima potência global para sistemas fotovoltaicos centralizados em configurações série e série-paralelo;
- **Capítulo 3** - Estuda dois algoritmos de GMPPT para sistemas fotovoltaicos com sombreamento parcial que obtiveram resultados de destaque em relação ao tempo levado na busca pelo ponto de máxima potência global e em relação à energia perdida nesta busca, ou seja, energia perdida no seguimento gerando potências inferiores à do GMPP da curva. Em seguida, apresenta um novo algoritmo de GMPPT que faz uso de resultados obtidos no Capítulo 2, uma vez que a técnica delimita a região onde é possível encontrar o ponto de máxima potência global.
- **Capítulo 4** - Propõe um esquema de simulação para o teste comparativo destes três algoritmos. Em seguida, são apresentados os resultados e uma análise comparativa da simulação destes três algoritmos controlando três configurações de sistemas centralizados sob diversas condições de sombreamento parcial. A análise comparativa leva em conta tempo perdido e energia perdida no seguimento, dentre outros parâmetros apresentados.
- **Capítulo 5** - Apresenta as conclusões do estudo comparativo realizado, julgando as virtudes e defeitos de cada algoritmo e ponderando pontos de melhoria que cada um deles pode ter.

2 Análise Estatística das Curvas

Características do Sombreamento Parcial

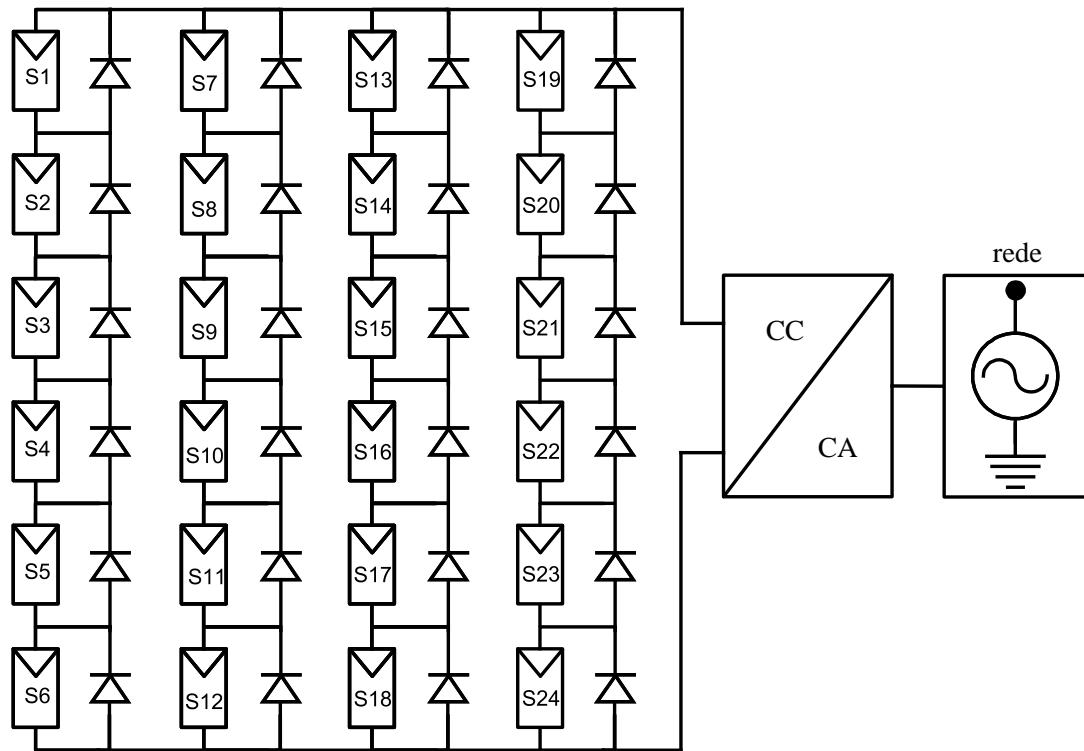
Neste capítulo, faz-se uma revisão bibliográfica sobre trabalhos que estudaram as distribuições dos pontos de máxima potência globais e locais de curvas tensão-potência de sistemas fotovoltaicos com inversor centralizado formados por uma ou mais conexões série de módulos fotovoltaicos sob condições de sombreamentos parciais complexos. Em seguida, um novo estudo destas distribuições é realizado com objetivo de guiar algoritmos de GMPPT de sistemas deste tipo, que exibem curvas tensão-potência com múltiplos picos.

2.1 Revisão Bibliográfica sobre Análises Estatísticas de Sombreamento Parcial

A Figura 8 mostra um sistema fotovoltaico com inversor centralizado e módulos agrupados em um arranjo série-paralelo. Cada pequeno retângulo com um triângulo inscrito em seu topo representa um módulo. Cada módulo está protegido por seu diodo de passagem e pode estar exposto a uma irradiância diferente em virtude de sombreamentos parciais. Estudos estatísticos sobre a forma das curvas de sistemas fotovoltaicos com estas características expostos a sombreamentos parciais são detalhados na literatura (BIDRAM; DAVOUDI; BALOG, 2012; PATEL; AGARWAL, 2008; BOZTEPE et al., 2014).

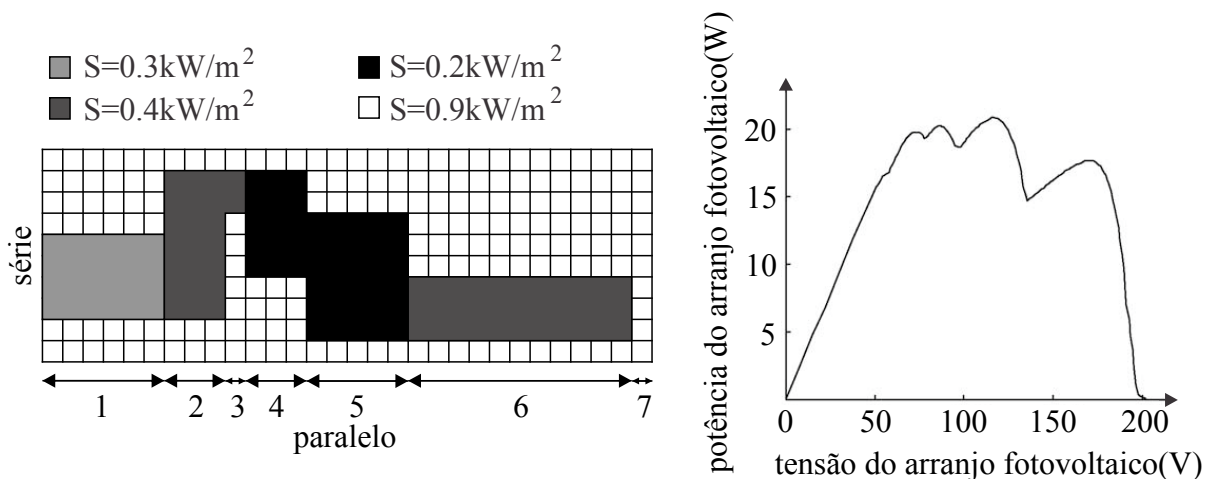
Bidram, Davoudi e Balog (BIDRAM; DAVOUDI; BALOG, 2012), Patel e Agarwal (PATEL; AGARWAL, 2008), assim como Tey e Mekhilef (TEY; MEKHILEF, 2014), em seus artigos, afirmam, sem maiores explicações sobre suas metodologias, que a curva tensão-potência de sistemas com estas características tem seus diversos picos locais sempre em comportamento decrescente para os dois lados do pico global. Ou seja, quando a curva tensão-potência é percorrida a partir de qualquer um dos lados, o ponto máximo dos picos locais cresce. Após o pico global ser alcançado, o ponto máximo dos picos subsequentes continuamente decresce. (PATEL; AGARWAL, 2008). Este comportamento hipotético é ilustrado na Figura 9. Na Figura 9(a) desta figura, a área retangular quadriculada representa um sistema fotovoltaico de inversor centralizado formado por 300 módulos em um arranjo formado por 30 séries de 10 módulos conectadas em paralelo. Os quadrados em escalas de cinza indicam módulos sombreados. Desta forma, as seis séries de módulos mais à esquerda estão com seis módulos com incidência de 900 W/m^2 e quatro módulos com incidência de 400 W/m^2 de irradiância. Estas seis séries estão indicadas pelo número 1. As três séries de módulos indicadas pelo número 2 estão com três módulos com incidência de 900 W/m^2 e sete módulos com incidência de 300 W/m^2 de irradiância, e assim sucessivamente.

Figura 8 – Sistema fotovoltaico centralizado com módulos em configuração série-paralelo.



Fonte: próprio autor.

Figura 9 – (a) Sombreamento parcial incidente sobre um sistema fotovoltaico centralizado série-paralelo e (b) a curva tensão-potência resultante (PATEL; AGARWAL, 2008).



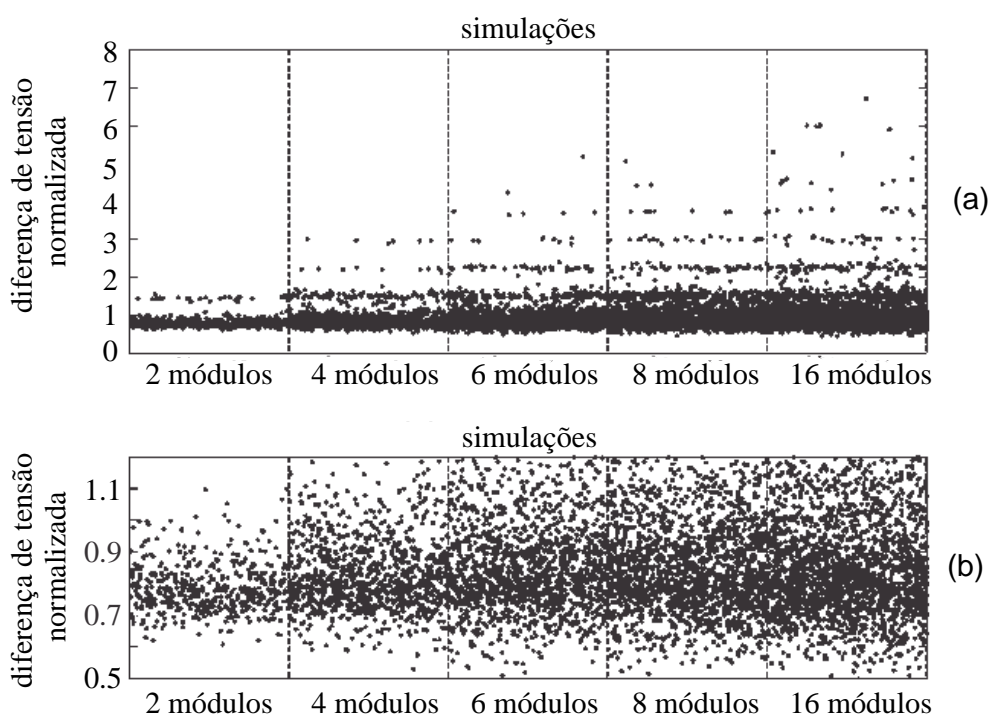
Fonte: adaptado de Patel e Agarwal (2008).

Boztepe *et al.* (BOZTEPE *et al.*, 2014), por sua vez, detalham claramente a metodologia de seu trabalho estatístico e apresentam dois gráficos com resultados importantes. Após um estudo com 1000 simulações das curvas tensão-potência de conexões séries de 2, 4, 6, 8 e 16

módulos, cada módulo sempre com um valor de irradiância aleatória entre $100 W/m^2$ e $1000 W/m^2$, o gráfico da Figura 10 foi apresentado, mostrando a distribuição da diferença de tensão entre máximos de picos adjacentes nestas 1000 simulações. No gráfico, a abcissa mostra o número de identificação de cada simulação, sendo o primeiro grupo de simulações realizadas com séries de 2 módulos, o segundo grupo de simulações realizadas com séries de 4 módulos, o terceiro com séries de 6 módulos, o quarto com séries de 8 módulos e o quinto grupo com séries de 16 módulos. No eixo das ordenadas, estão pontos que expressam as magnitudes de todas as diferenças de tensão entre máximos de picos adjacentes de cada simulação, normalizadas pelo valor da tensão de circuito aberto de um dos módulos utilizados em condições padronizadas de ensaio (*STC*), que significam $1000 W/m^2$ de irradiância incidente e com $25^{\circ}C$ ou $298K$ de temperatura das células.

Através dos resultados mostrados na Figura 10, Boztepe *et al.* (BOZTEPE *et al.*, 2014) concluem que, considerando uma temperatura igual nas células de todos os módulos, conexões série de módulos fotovoltaicos sempre apresentam uma distância mínima de, pelo menos, metade do valor da tensão de circuito aberto dos módulos entre os máximos de picos adjacentes de qualquer situação de sombreamento com irradiâncias até $1000 W/m^2$. Além disso, analisando o

Figura 10 – Diferença de tensão, normalizada pela tensão de circuito aberto de um módulo na *STC*, entre máximos de picos adjacentes das curvas tensão-potência das 1000 simulações com irradiâncias aleatórias realizadas por Boztepe *et al.* (BOZTEPE *et al.*, 2014). (a) Todos os resultados. (b) Visão ampliada entre as tensões normalizadas de 0,5 e 1,2.

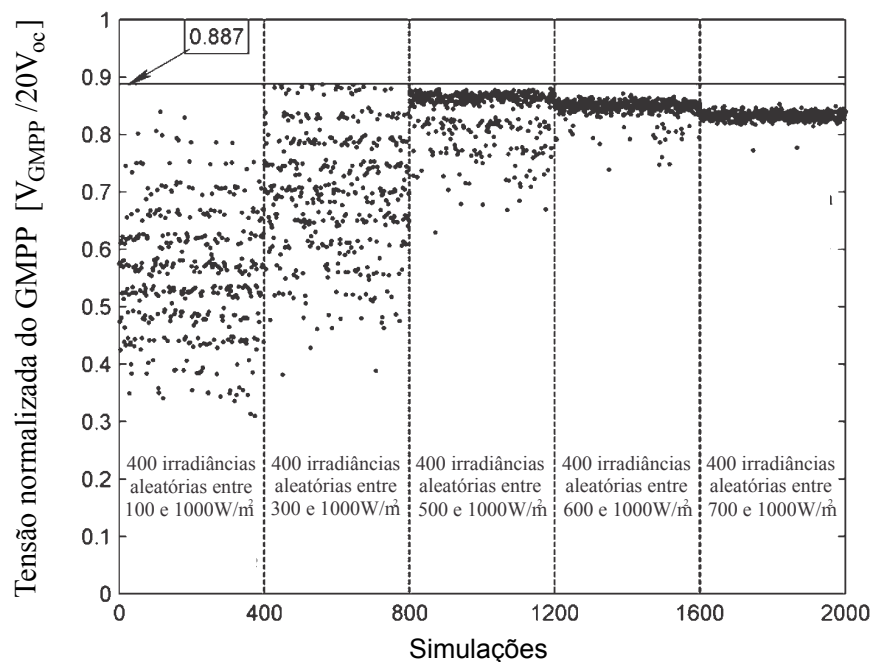


Fonte: adaptado de Boztepe *et al.* (2014).

gráfico apresentado, as magnitudes (módulos) das distâncias de tensão entre os máximos de picos adjacentes se distribuem de modo a formar faixas de diferença de tensão com concentração de pontos separadas por faixas de diferença de tensão sem nenhum ponto. Assim, entre outros, este fato, não comentado pelos autores citados, motivou a busca por mais experimentos que buscassem inferir estatisticamente a existência de faixas de diferença tensão onde fosse improvável haver dois máximos de picos adjacentes.

Pretendendo encontrar um valor de tensão máxima, acima do qual é impossível existir um ponto global de máxima potência, um segundo resultado estatístico foi apresentado por Boztepe *et al.* (BOZTEPE et al., 2014). Neste estudo, 2000 simulações foram realizadas para um sistema fotovoltaico com uma única conexão série de 20 módulos. Para cada simulação, considerou-se que todos os módulos estavam numa mesma temperatura, e que cada um deles estava exposto a um valor de irradiância aleatório dentro de faixas definidas. Foram definidas cinco faixas, 100 W/m^2 a 1000 W/m^2 , 300 W/m^2 a 1000 W/m^2 , 500 W/m^2 a 1000 W/m^2 , 600 W/m^2 a 1000 W/m^2 e 700 W/m^2 a 1000 W/m^2 . Para cada faixa foram realizadas 400 simulações. Os resultados encontrados por estes autores estão mostrados no gráfico da Figura 11, que expõe o valor da tensão, normalizada pela tensão de circuito aberto da conexão série dos 20 módulos em condições padrão de ensaio, STC, onde são encontrados os pontos de máxima potência global de cada uma das 2000 simulações realizadas.

Figura 11 – Estudo estatístico de Boztepe *et al.* (BOZTEPE et al., 2014) sobre as tensões onde o ponto de máxima potência global pode ser encontrado.



Fonte: adaptado de Boztepe *et al.* (2014).

Com os resultados mostrados nesta figura, Boztepe *et al.* (BOZTEPE et al., 2014) concluem que não é possível haver um GMPP para uma conexão série de módulos fotovoltaicos sob sombreamento parcial com tensão superior a 0,887 da tensão de circuito aberto desta conexão série se todos os módulos estivessem na mesma temperatura.

Novamente, embora não comentado por estes autores, os resultados conseguidos seguiram divisões por faixas de tensões possíveis e impossíveis. Além disso, os pontos parecem preencher o interior de uma região triangular. Estes fatos somaram-se aos anteriores para motivar, nesta dissertação, a busca por mais resultados estatísticos que levassem a conclusões sobre as características dos máximos locais e globais de curvas tensão-potência de sistemas fotovoltaicos com sombreamento parcial.

2.2 Novo Estudo Estatístico de Sombreamento Parcial

Nesta seção são detalhadas metodologias e exibidos os resultados de um novo estudo estatístico realizado acerca das características das curvas tensão-potência de sistemas fotovoltaicos com inversor centralizado e sombreamento parcial. Este estudo serve de base para uma nova técnica de GMPPT detalhada e testada nos próximos capítulos.

2.2.1 Modelagem do arranjo série-paralelo de módulos fotovoltaicos

Os estudos deste capítulo e também do capítulo posterior foram realizados por meio da construção de um modelo matemático de um sistema fotovoltaico composto por conexões em série de módulos fotovoltaicos, construído no *software Matlab/Simulink*. Os módulos fotovoltaicos, assumidos como uma associação em série de N_s células fotovoltaicas, foram modelados por um circuito elétrico de único diodo, muito difundido na literatura por apresentar simplicidade aliada a precisão (SILVA, 2015). Este circuito está ilustrado na Figura 12. Ele é composto por uma fonte de corrente, que representa a corrente fotogerada a partir da absorção da radiação solar, em paralelo com um diodo, que representa a natureza da junção semicondutora das células solares baseada na equação de Shockley do diodo ideal, e mais duas resistências, em série e em paralelo (SILVA, 2015). A equação deste circuito, então, pode ser escrita como:

$$I = I_g - I_{sat} \left(e^{\frac{V+IR_s}{V_t}} - 1 \right) - \frac{V + IR_s}{R_p}, \quad (1)$$

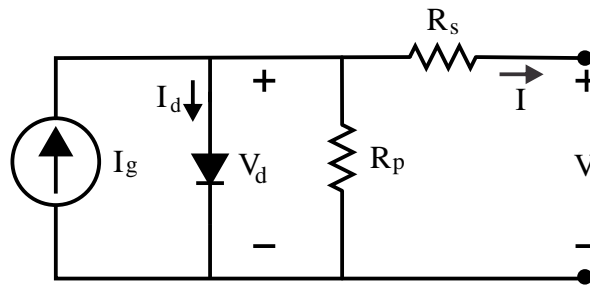
onde:

$$V_t = \frac{N_s AKT}{q}, \quad (2)$$

Em que os símbolos representam as seguintes grandezas:

- V - Tensão de saída do módulo fotovoltaico (em V);
- I - Corrente de saída do módulo fotovoltaico (em A);

Figura 12 – Circuito elétrico equivalente do módulo fotovoltaico (SILVA, 2015).



Fonte: adaptado de Silva (2015).

- I_g - Corrente fotogerada do módulo fotovoltaico (em A);
- I_{sat} - Corrente reversa de saturação do diodo do módulo fotovoltaico (em A);
- R_s - Resistência série do módulo fotovoltaico (em Ω);
- R_p - Resistência paralela do módulo fotovoltaico (em Ω);
- N_s - Número de células associadas em série no módulo fotovoltaico;
- A - Fator de idealidade do diodo;
- K - Constante de Boltzmann (em $m^2kg s^{-2} K^{-1}$);
- T - Temperatura (em K);
- q - Carga do elétron (em C).

Estes parâmetros de resistências e correntes de saturação e fotogerada, porém, não são encontrados nos *datasheets* dos módulos comerciais. Nestes *datasheets*, frequentemente, são registradas as seguintes informações fornecidas em relação às condições padrão de ensaio, *STC*:

- $V_{oc,STC}$ - Tensão nominal de circuito aberto do módulo na *STC* (em V);
- $I_{sc,STC}$ - Corrente nominal de curto-circuito do módulo na *STC* (em A);
- $V_{MPP,STC}$ - Tensão nominal no ponto de máxima potência do módulo na *STC* (em V);
- $I_{MPP,STC}$ - Corrente nominal no ponto de máxima potência do módulo na *STC* (em A);
- $K_{V_{oc}}$ - Coeficiente de variação linear da tensão de circuito aberto em função da temperatura (em A/oC);
- $K_{I_{sc}}$ - Coeficiente de variação linear da corrente de curto circuito em função da temperatura (em A/oC);

- P_{max} - Potência nominal máxima do módulo na *STC* (em W).

Desta forma, na literatura, são encontrados estudos que determinam os parâmetros do circuito equivalente a partir dos dados fornecidos pelos fabricantes de módulos (SILVA, 2015). A corrente fotogerada em qualquer condição de temperatura e irradiância pode ser aproximada pela corrente de curto circuito, I_{sc} , que é proporcional à irradiância e tem relação linear com a temperatura dada pelo coeficiente $K_{I_{sc}}$. Portanto, pode-se escrever:

$$I_g \approx I_{sc} = [I_{sc,STC} + K_{I_{sc}}(T - T_R)] \frac{S}{1000}, \quad (3)$$

em que T_R é a temperatura de referência, que é a temperatura nas condições *STC*, ou seja, $298K$. A tensão de circuito aberto em qualquer condição de temperatura e irradiância também tem relação linear com a temperatura dada pelo coeficiente $K_{V_{oc}}$. Portanto, pode-se escrever:

$$V_{oc} = V_{oc,STC} + K_{V_{oc}}(T - T_R). \quad (4)$$

Substituindo o par tensão-corrente ($V = V_{oc}$, $I = 0$) em (1), pode-se obter uma expressão para a corrente reversa de saturação do diodo do modelo, I_{sat} , em função da tensão de circuito aberto:

$$I_{sat} = \frac{I_g - \frac{V_{oc}}{R_p}}{e^{\left(\frac{V_{oc}}{V_t}\right)} - 1}. \quad (5)$$

Estas equações (1) a (5) permitem escrever o modelo matemático de um módulo fotovoltaico em função de parâmetros disponibilizados nos datasheets de módulos comerciais. Porém, considerando que este modelo tem três entradas (tensão do módulo, irradiância incidente no módulo e temperatura) e uma saída (a corrente gerada) ainda restariam a determinação de três parâmetros: o fator de idealidade do diodo, A , a resistência série do módulo, R_s , e a resistência paralela do módulo, R_p . Para determinar estes parâmetros, podem ser usadas técnicas que, de posse das curvas tensão-corrente e tensão-potência dadas nos *datasheets* dos módulos, estimam os parâmetros que fazem com que os gráficos tensão-corrente e, conseqüentemente, de tensão-potência, melhor se aproximem dessas curvas fornecidas.

Silva (SILVA, 2015) propôs uma técnica de estimação batizada de Varredura Total, onde estimou os parâmetros de resistência série, resistência paralela e fator de idealidade do diodo para o módulo *KC200GT* da fabricante *Kyocera* (KYOCERA, 2016):

- $R_s = 0,265\Omega$;
- $R_p = 171,21\Omega$;
- $A = 1,00$.

Os parâmetros do módulo *KC200GT* são utilizados em todas as simulações desenvolvidas neste trabalho. Do *datasheet* foram retirados os seguintes parâmetros:

- $I_{sc,STC} = 8,21A$;
- $V_{oc,STC} = 32,9V$;
- $K_{Isc} = 3,18 \times 10^{-3} A/K$;
- $K_{Voc} = -1,23 \times 10^{-1} V/K$;
- $N_s = 54$;

que juntos às constantes físicas da carga elementar do elétron, $1,60217 \times 10^{-19}$, e de *Boltzman*, $1,38 \times 10^{-23}$, e à temperatura de referência, $298K$, completam os parâmetros necessários para o modelo matemático do módulo *KC200GT*.

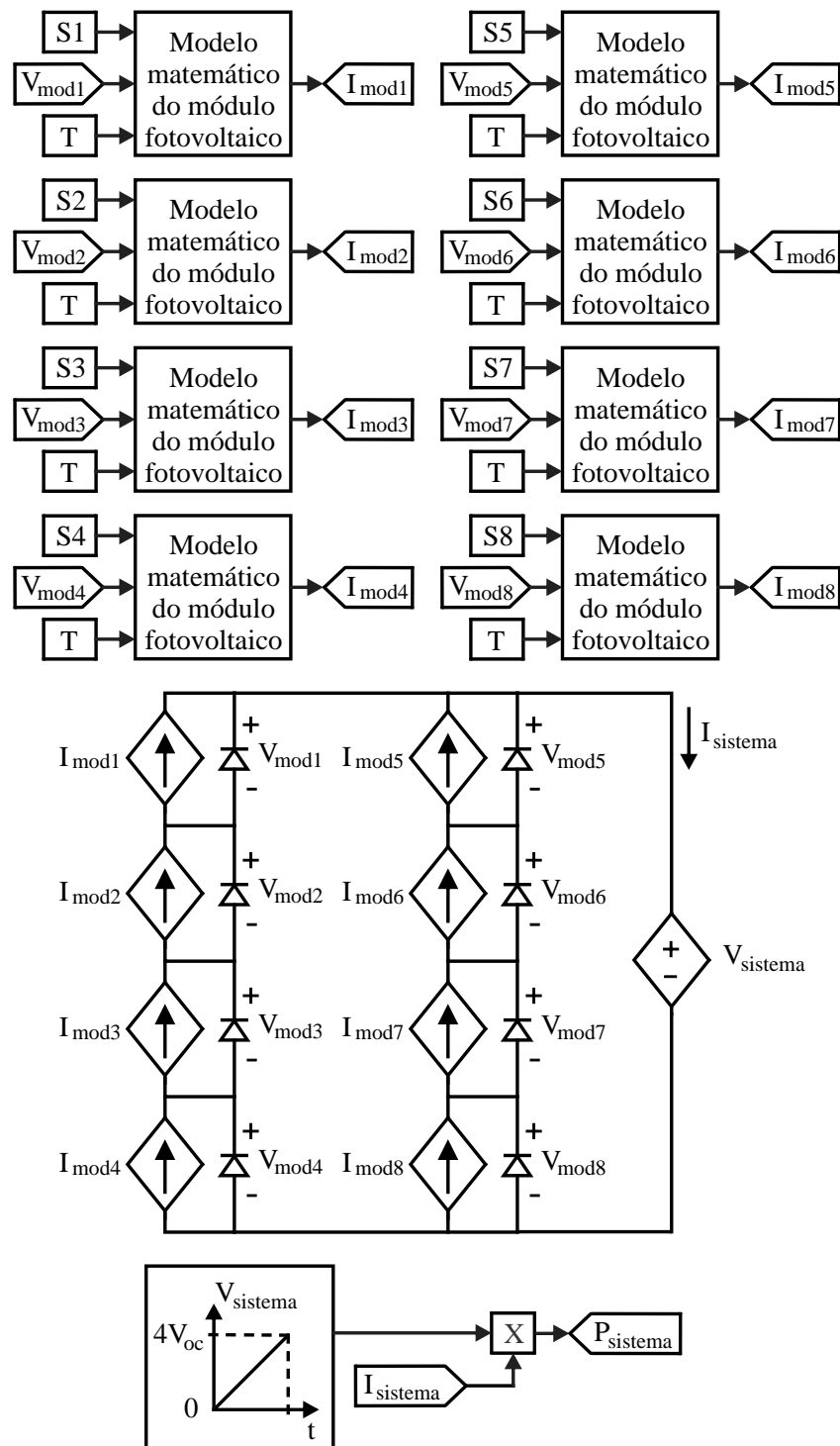
Por fim, com a obtenção destes parâmetros, as equações (1) a (5) definem completamente as relações entre corrente, tensão, irradiância incidente e temperatura do módulo. No entanto, se a intenção é obter uma saída de corrente para entradas de tensão, irradiância e temperatura, a equação (1) não tem solução aritmética para a incógnita I . A presença da corrente, I , dentro e fora da função exponencial não permite isolar esta incógnita como solução. Tem-se, assim, uma equação transcendental que só é possível de ser resolvida por um cálculo numérico iterativo e observando critérios de convergência. Desta forma, foi utilizado o método de *Newton-Raphson* como método iterativo com um critério de convergência de magnitude $10^{-6} A$. Aplicando-se *Newton-Raphson*, o modelo do módulo fotovoltaico utilizado neste trabalho determina a corrente gerada pelo módulo para cada condição de tensão presente em seus terminais, irradiância e temperatura de suas células quando a seguinte equação iterativa converge de acordo com:

$$\left\{ \begin{array}{l} V_t = \frac{N_s A k T}{q}, \\ V_{oc} = V_{oc,STC} + K_{Voc}(T - T_R), \\ I_{sat} = \frac{I_g - \frac{V_{oc}}{R_p}}{e^{\left(\frac{V_{oc}}{V_t}\right)} - 1}, \\ I_g = [I_{sc,STC} + K_{Isc}(T - T_R)] \frac{S}{1000}, \\ I_{i+1} = I_i + \frac{I_g - I_i - I_{sat} \left(e^{\frac{V+I_i R_s}{V_t}} - 1 \right) - \frac{V+I_i R_s}{R_p}}{\frac{R_s I_{sat}}{V_t} \left(e^{\frac{V+I_i R_s}{V_t}} - 1 \right) + \frac{R_s}{R_p} + 1}, \\ parada : |I_{i+1} - I_i| \leq 10^{-6}. \end{array} \right. \quad (6)$$

Portanto, um bloco com a equação iterativa (6) foi desenvolvido no *Simulink* para simular o comportamento físico do módulo *KC200GT*. Para simular o comportamento elétrico de diversos módulos *KC200GT* em série foi concebido um circuito elétrico em que o bloco da equação acima é responsável por determinar a corrente de cada módulo, como ilustra a Figura 13.

Nesta figura, é ilustrada a conexão de dois conjuntos paralelos de quatro módulos em série, ambos conectados em paralelo a um barramento C.C. Cada módulo, representado por sua

Figura 13 – Esquema da simulação para obtenção da curva de um sistema fotovoltaico com inversor centralizado com qualquer situação de sombreamento.



Fonte: próprio autor.

fonte de corrente, está em paralelo a um diodo de passagem e a um voltímetro. O voltímetro obtém a informação da tensão nos terminais de cada módulo. Esta informação da tensão, juntamente à

irradiância e à temperatura de cada módulo é carregada na equação iterativa (6). O barramento c.c. do inversor, nos estudos deste capítulo, é representado por uma fonte de tensão que tem sua tensão variada de 0 a $4V_{oc}$ em 1 segundo com passos de $20\mu s$. Variando a tensão do barramento c.c. desta forma, são obtidos 50000 valores de tensão igualmente espaçados na faixa da tensão nula até a tensão máxima possível da conexão série de quatro módulos. Para cada um desses valores de tensão, o comportamento das correntes em cada módulo é obtido e, conseqüentemente, a corrente do sistema é obtida como a soma das correntes de cada conjunto série. De posse de 50000 pares tensão-corrente para o sistema, pode-se obter a mesma quantidade de pares tensão-potência e a plotagem destes pontos determina a curva tensão-potência do sistema para qualquer situação de múltiplas irradiâncias.

Por simplicidade de visualização, escolheu-se ilustrar um sistema com oito módulos na Figura 13. Porém, neste trabalho, os sistemas fotovoltaicos simulados têm 16 módulos em três distintos arranjos: um primeiro com os 16 módulos em série, um segundo com duas conexões em paralelo de 8 módulos em série e um terceiro com quatro conexões em paralelo de quatro módulos em série.

2.2.2 Resultados estatísticos para irradiâncias aleatórias

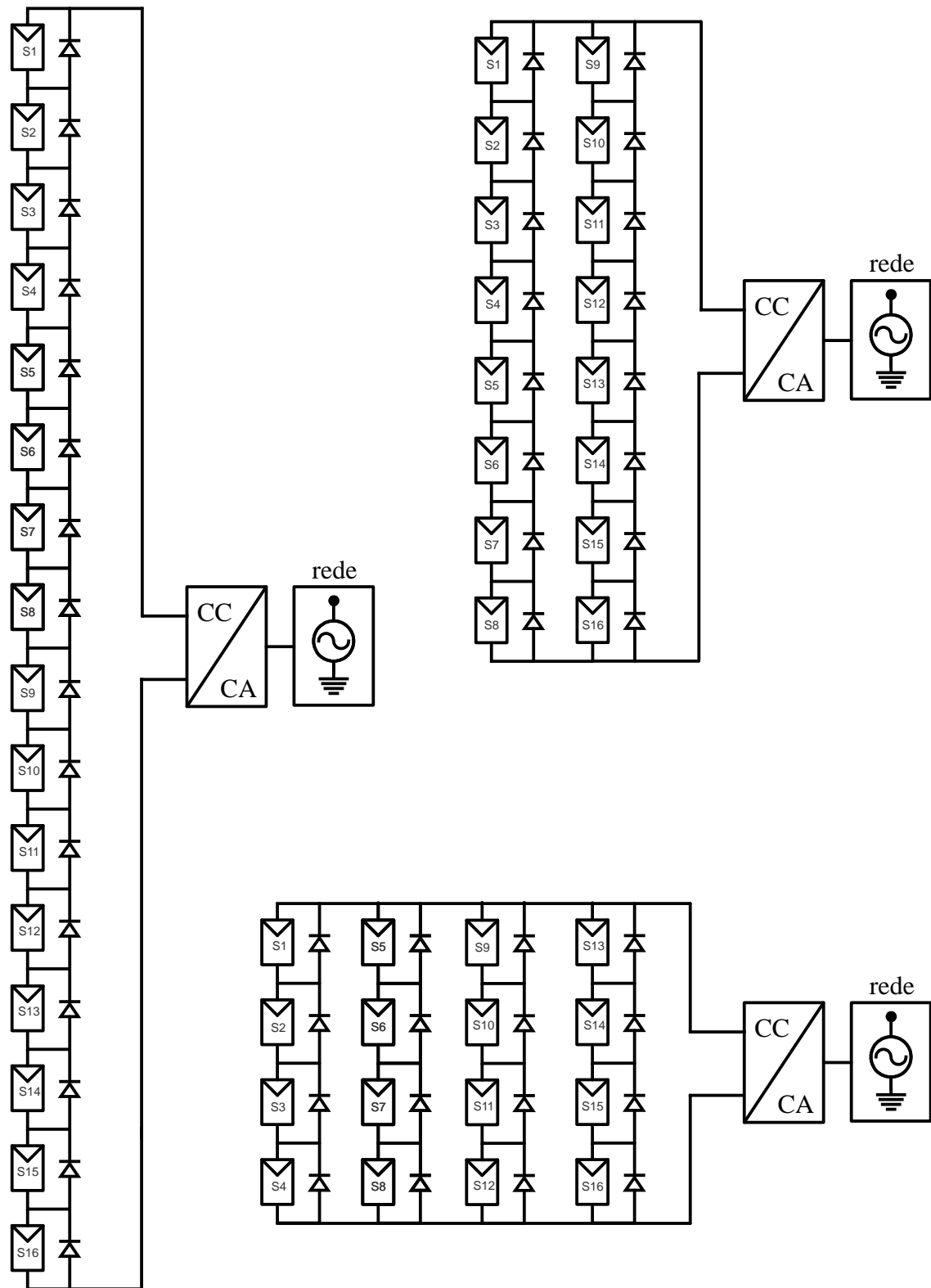
O estudo estatístico realizado neste trabalho tem como objetivo estabelecer padrões característicos para os pontos de máxima potência global de sistemas fotovoltaicos centralizados com sombreamento parcial que pudessem diminuir o tempo de busca deste ponto por meio de uma diminuição da faixa de tensões onde este ponto é buscado.

Em técnicas de MPPT para sistemas centralizados, faz-se variar a tensão nos terminais de uma conexão série, ou de várias conexões séries conectadas em paralelo, enquanto se amostra a corrente gerada por todo arranjo fotovoltaico. De posse de vários pares tensão-corrente, chega-se a vários pares tensão-potência. O par tensão-potência com maior potência é o GMPP de um arranjo fotovoltaico para as condições de irradiâncias e temperatura escolhidas.

Caso irradiâncias diferentes incidam sobre os diferentes módulos de uma conexão série, uma curva com múltiplos picos determinará o gráfico tensão-potência desta conexão série. O número de picos é menor ou igual ao número de módulos com irradiâncias diferentes em um arranjo série-paralelo. Técnicas de GMPPT de uma curva tensão-potência com múltiplos picos buscam, em geral, os picos ou máximos locais, para discernir, entre estes, qual é o máximo global (BOZTEPE et al., 2014; CHEN et al., 2014; PODGURSKI; PERREAULT, 2013; ISHAQUE; SALAM, 2013; BIDRAM; DAVOUDI; BALOG, 2012; KOUTROULIS; BLAABJERG, 2012; PATEL; AGARWAL, 2008).

Como ilustrado na Figura 14, a fim de caracterizar como os pontos de máxima potência globais se distribuem e como as tensões dos máximos locais distam entre si, três arranjos de sistemas fotovoltaicos foram modelados no *Simulink*, o arranjo 16x1, com os 16 módulos em

Figura 14 – Três arranjos de simulação concebidos para os estudos estatísticos sobre as curvas tensão-potência com sombreamento parcial.



Fonte: próprio autor.

série, o arranjo 8x2, com duas conexões em paralelo de oito módulos em série, e o arranjo 4x4, com quatro conexões em paralelo de quatro módulos em série. Para cada um destes arranjos, foram realizadas 3200 simulações e suas curvas tensão-potência e tensão-corrente resultantes salvas. Em cada simulação, 16 irradiâncias diferentes foram escolhidas aleatoriamente para os 16 módulos dentro de oito diferentes faixas de irradiâncias, sendo 400 simulações para cada faixa em cada arranjo. As faixas de irradiância foram de $100 W/m^2$ a $1000 W/m^2$, de $200 W/m^2$ a $1000 W/m^2$, de $300 W/m^2$ a $1000 W/m^2$, de $400 W/m^2$ a $1000 W/m^2$, de $500 W/m^2$ a $1000 W/m^2$, de $600 W/m^2$ a $1000 W/m^2$, de $700 W/m^2$ a $1000 W/m^2$ e de $800 W/m^2$ a $1000 W/m^2$. A temperatura das células de todos os módulos em todas estas simulações foi de $25^\circ C$. Dentro destas faixas, algoritmos de geração de números aleatórios uniformemente distribuídos geraram os 3200 casos de 16 irradiâncias diferentes usados nas simulações.

Após cada simulação, um programa de análise de dados foi executado. Este programa determinou o GMPP assim como todos os pontos máximos locais de cada simulação. Os resultados das distribuições dos pontos de máxima potência globais no plano tensão-potência para as oito faixas de irradiância estão mostrados nos gráficos da Figura 15, para o arranjo 16x1, da Figura 16, para o arranjo 8x2 e da Figura 17, para o arranjo 4x4.

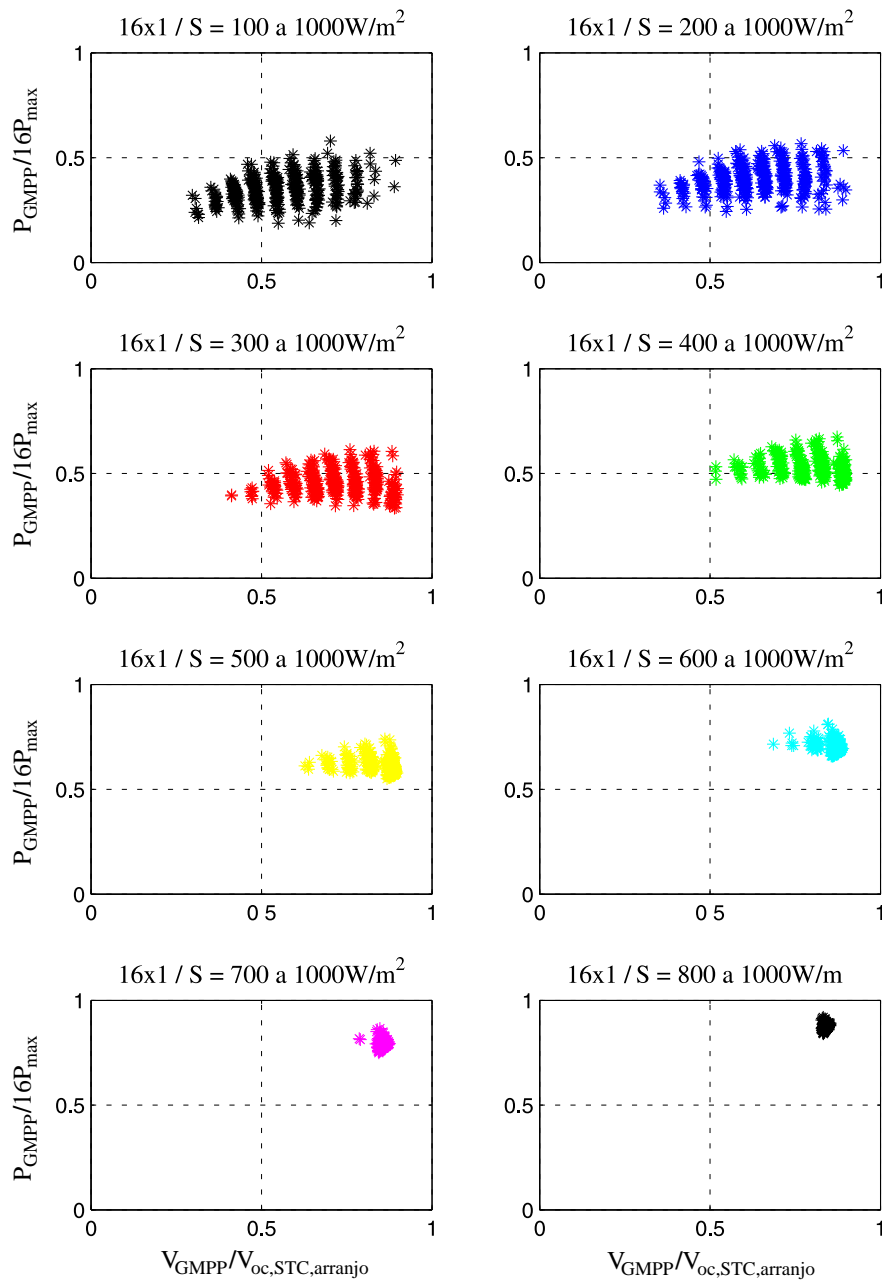
A potência em todos os gráficos está normalizada pela potência gerada por cada arranjo com todos os seus módulos na STC , $16P_{max}$. Esta potência é igual para os três arranjos uma vez que eles têm a mesma quantidade de módulos. A tensão em todos os gráficos está normalizada pela tensão de circuito aberto de cada arranjo com todos os seus módulos na STC , $V_{oc,STC,arranjo}$. Desta forma, $V_{oc,STC,arranjo} = 16V_{oc,STC}$ para o arranjo 16x1, $V_{oc,STC,arranjo} = 8V_{oc,STC}$ para o arranjo 8x2 e $V_{oc,STC,arranjo} = 4V_{oc,STC}$ para o arranjo 4x4. Estas normalizações serão mantidas respectivamente para os gráficos de cada arranjo ao longo do trabalho.

Pode-se perceber que, à medida que se diminui a faixa de irradiâncias para mais perto da irradiância de $1000 W/m^2$ (faixa menor e com sombras mais tênues), a posição dos GMPPs fica mais concentrada. Este comportamento é presente em todos os arranjos estudados e é esperado, visto que, com irradiâncias próximas, as curvas tensão-potência dos módulos de cada conexão série têm GMPPs mais próximos. Quando a mesma corrente passa pelos módulos com curvas parecidas, seus pontos de operação ficam em tensões e potências próximas.

Os oito gráficos das oito faixas de irradiâncias de cada arranjo apresentam resultado mais significativo quando condensados em um só, afinal, as sombras presentes sobre módulos reais podem assumir qualquer faixa de irradiâncias. As Figuras 18, 19 e 20 mostram os oito gráficos de cada arranjo condensados, mantendo a mesma identificação de cores.

Os três gráficos mostram um comportamento interessante para a distribuição dos pontos de máxima potência global para os mais variados casos de irradiâncias para a mesma temperatura de $25^\circ C$ nas células dos módulos: zonas com concentração de GMPPs separadas por zonas onde nenhum GMPP das 3200 simulações de cada arranjo foi encontrado. Este fato leva a concluir que existem regiões onde é possível se encontrar os GMPPs de um arranjo sombreado separadas

Figura 15 – Distribuição dos pontos de máxima potência globais para as oito faixas de irradiância do arranjo 16x1 com os módulos à 25°C.

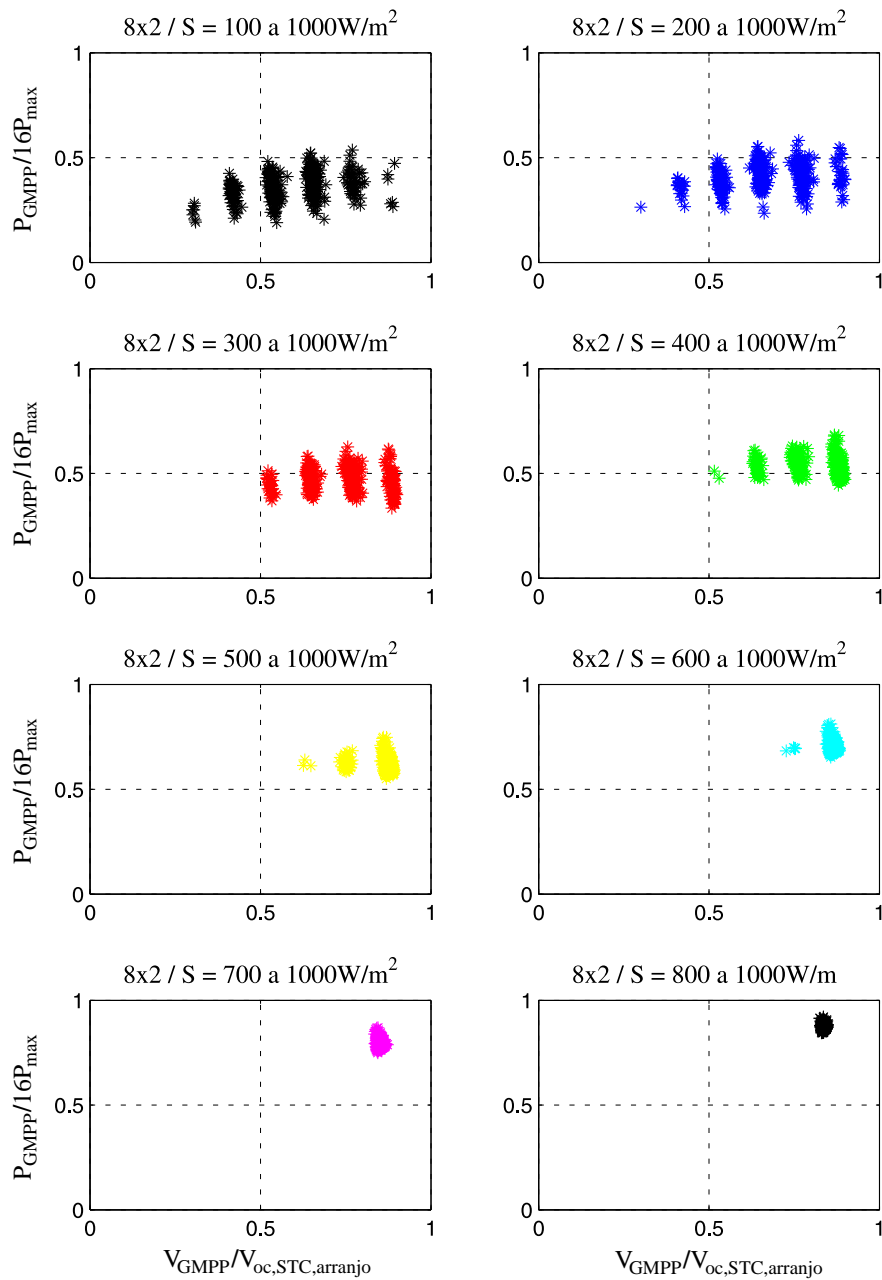


Fonte: próprio autor.

por regiões onde é muito pouco provável se encontrar tais pontos quando todos os módulos estão uma mesma temperatura.

Vale ressaltar que os algoritmos GMPPT geralmente atuam variando a tensão do barramento c.c., que é a tensão nos terminais de um arranjo de módulos, de forma a varrer parte da curva, passando por picos locais, até que se possa concluir que um dos picos locais obtidos é o global, o pico que contém o GMPP. Neste momento, o controle leva o barramento à tensão ao GMPP. Os resultados das Figuras 18, 19 e 20 são importantes para a construção

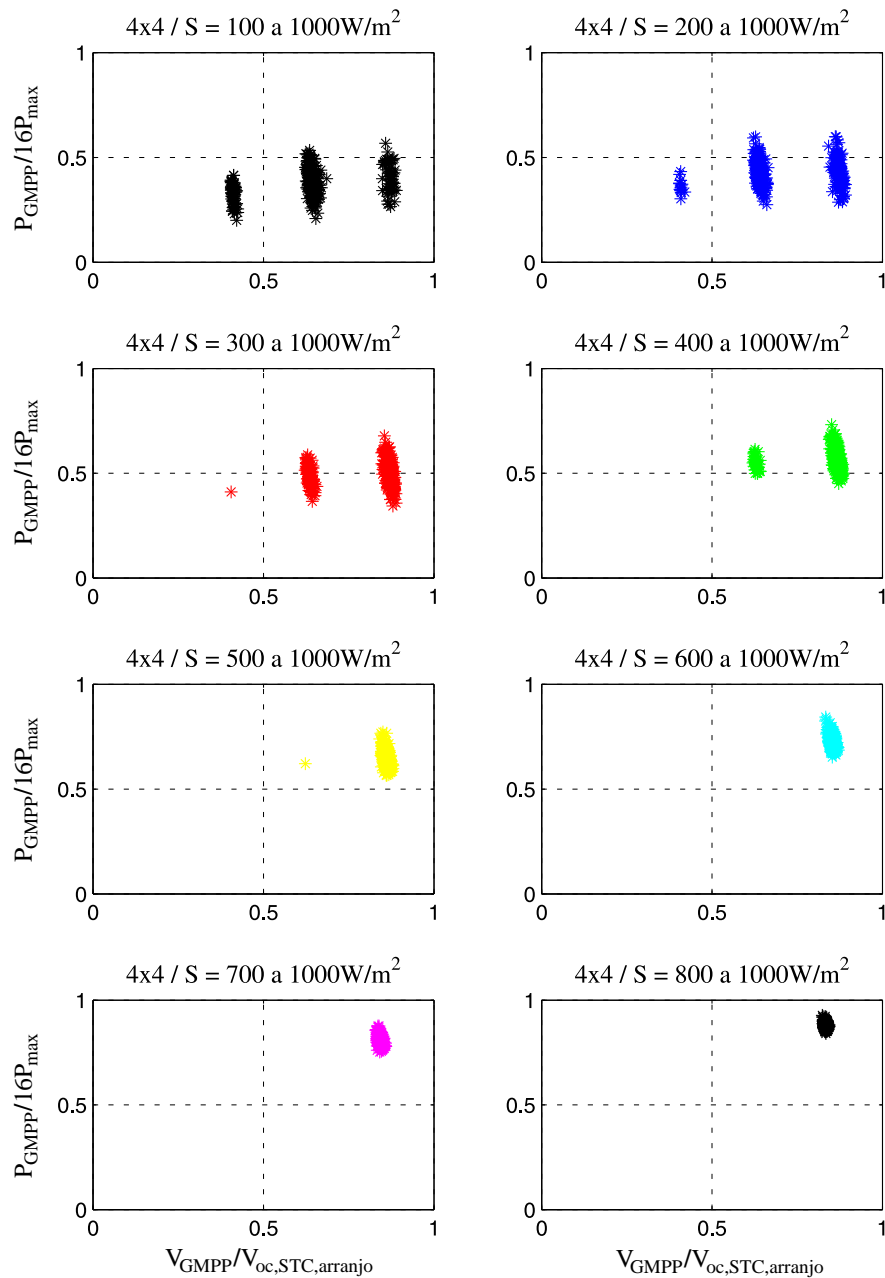
Figura 16 – Distribuição dos pontos de máxima potência globais para as oito faixas de irradiância do arranjo 8x2 com os módulos à 25°C.



Fonte: próprio autor.

de algoritmos GMPPT deste tipo, uma vez que determinam, para uma temperatura, faixas de tensão onde não é necessário se buscar o GMPP, já que é estatisticamente impossível encontrá-lo em determinadas faixas. Estas faixas de tensão de busca são as projeções das distribuições dos GMPPs no eixo das tensões normalizadas. Uma vez que o controle GMPP atua sobre a tensão do arranjo fotovoltaico, só é necessário levar o arranjo para pontos de operação sobre estas projeções, pois nas faixas do eixo das tensões onde não há nenhuma projeção, é improvável a obtenção de um GMPP. Para o arranjo 4x4 as faixas de tensão onde é improvável se encontrar o

Figura 17 – Distribuição dos pontos de máxima potência globais para as oito faixas de irradiância do arranjo 4x4 com os módulos à 25°C.

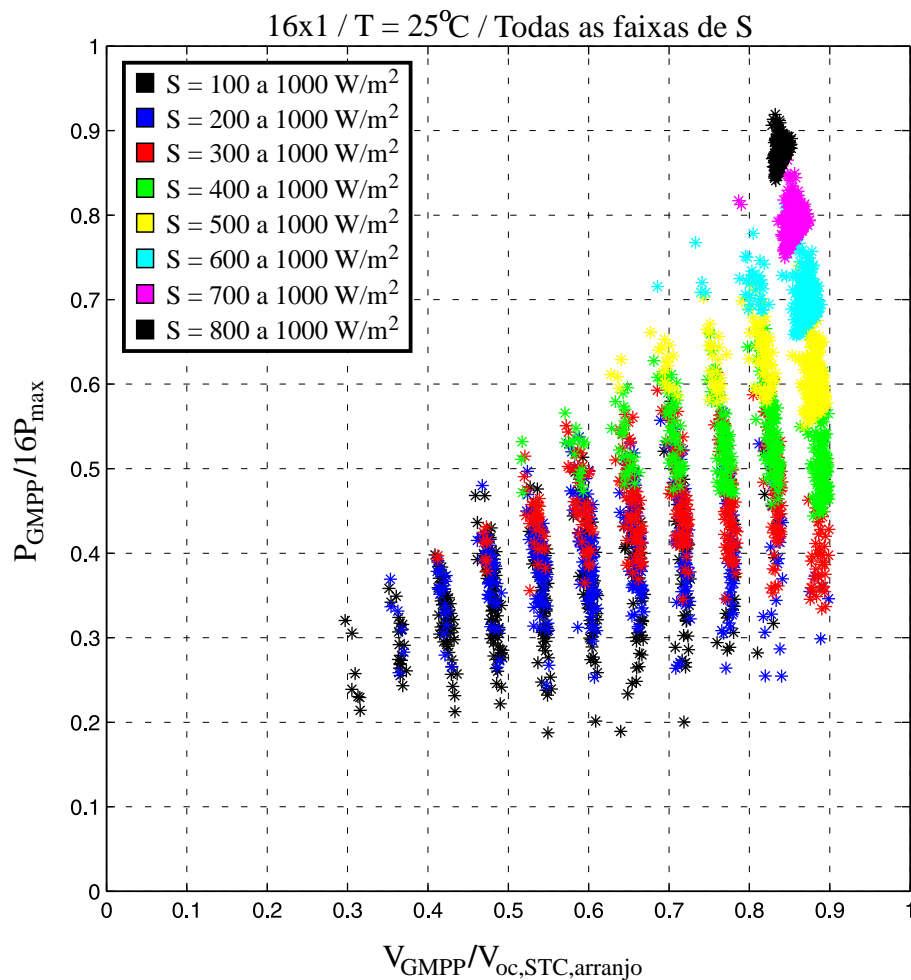


Fonte: próprio autor.

ponto de máxima potência são grandes para a temperatura de 25°C nas células. Nestes arranjo e temperaturas, projeções dos GMPPs no eixo das tensões ocupam menos de 20% deste eixo. Assim, a faixa de tensão de busca é inferior a 20% da faixa total da tensão de circuito aberto do arranjo.

Para o arranjo 8x2, a faixa de tensão onde é estatisticamente impossível encontrar o GMPP é menor que a do arranjo 4x4, para uma determinada temperatura, assim como, a faixa de tensão onde é estatisticamente impossível encontrar o GMPP é menor para o arranjo 16x1

Figura 18 – Distribuição dos pontos de máxima potência globais no plano tensão-potência normalizado para o arranjo 16x1 com os módulos à 25°C.

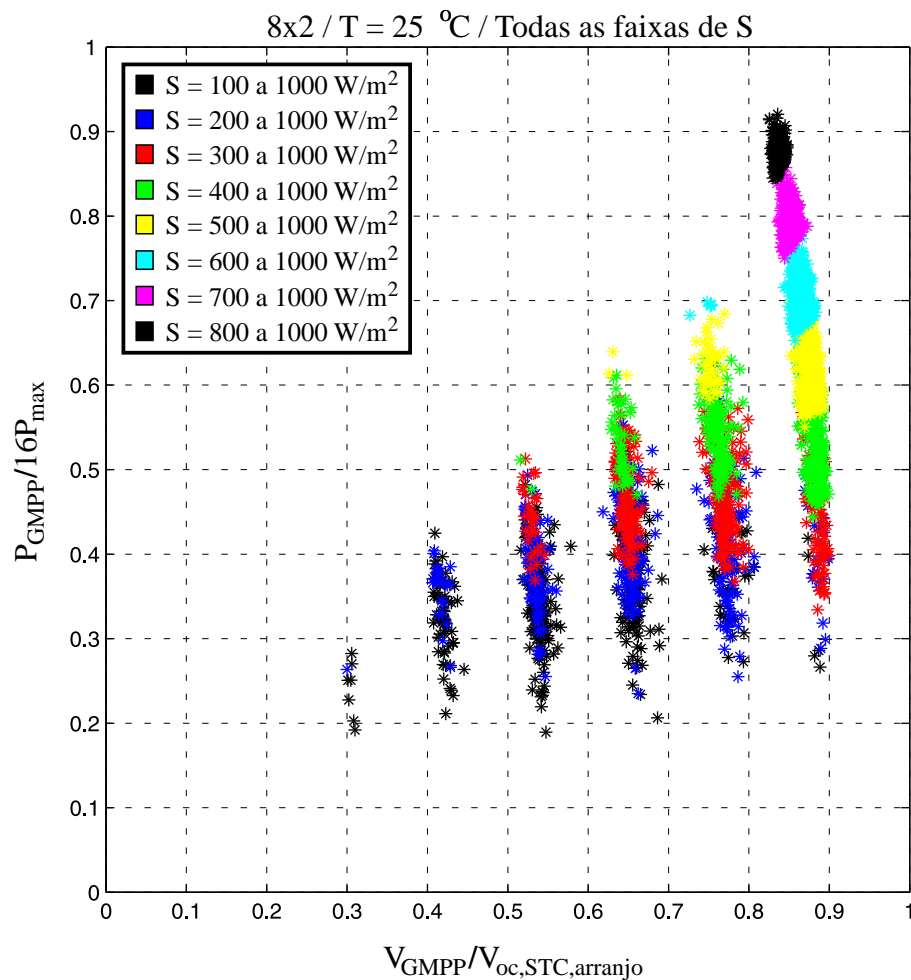


quando comparado ao arranjo 8x2. No entanto, em todos os casos, as distribuições restringem as faixas de busca de alguma forma, podendo levar à construção de algoritmos mais rápidos.

A partir das curvas das 3200 simulações de cada arranjo, um programa foi concebido para obter todos os máximos locais de todas as simulações. A partir destas informações, foram calculadas as diferenças de tensões entre máximos de picos adjacentes. Uma curva com N picos terá N-1 diferenças de tensões entre máximos de picos adjacentes. O gráfico da Figura 21 mostra todas as diferenças de tensão entre máximos de picos adjacentes para as 400 simulações do arranjo 16x1 na faixa de irradiâncias de 100 W/m^2 a 1000 W/m^2 com a temperatura de 25°C. O eixo das abcissas está numerado de 1 a 400, representando as simulações deste caso. Sobre cada um desses números estão pontos com todas as diferenças de tensão entre máximos de picos adjacentes destas simulações.

Após calcular as diferenças de tensão entre máximos de picos adjacentes, notou-se que

Figura 19 – Distribuição dos pontos de máxima potência globais no plano tensão-potência normalizado para o arranjo 8x2 com os módulos à 25°C.

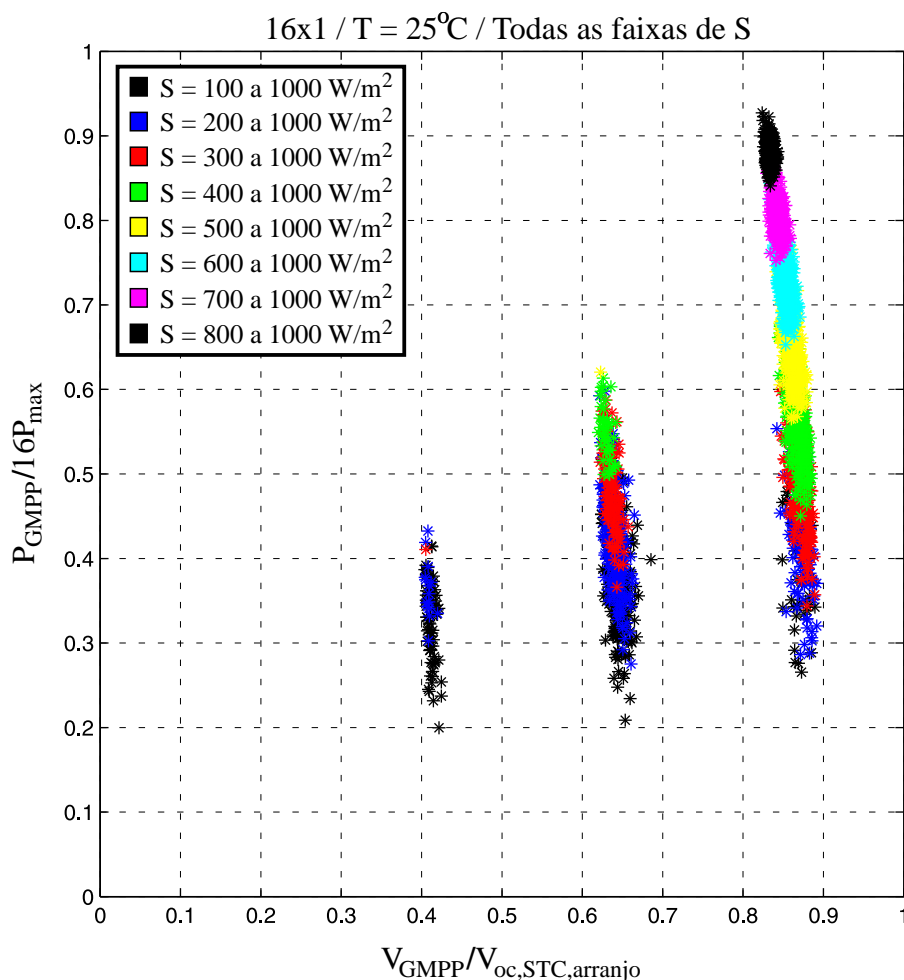


Fonte: próprio autor.

não há diferença de tensão menor que 10,67 V entre máximos locais. Este resultado pode ser importante para a construção de algoritmos GMPPT, uma vez que mostram que, após encontrar um máximo local, nenhum outro máximo local será encontrado em pontos com tensões com diferença menor que 10,67V da tensão deste máximo local. Este resultado mostrado no gráfico especificamente para a faixa de irradiâncias de 100 W/m² a 1000 W/m² é geral. Em nenhuma das outras 2800 simulações das demais faixas de irradiância do arranjo 16x1 foram encontrados máximos locais com diferenças de tensões menores que 10,67 V. Assim, se não há máximos locais mais próximos do que 10,67V no eixo das tensões, também não é possível encontrar um máximo global com diferença de tensão menor que 10,67 V de qualquer máximo local. Consequentemente, para um sistema centralizado com arranjo 16x1 numa temperatura de 25°C, após o algoritmo encontrar um máximo local, ele pode instantaneamente tentar um passo de 10,67 V para então prosseguir a busca.

No entanto, esse resultado não pode ser estendido para o caso em que conexões série

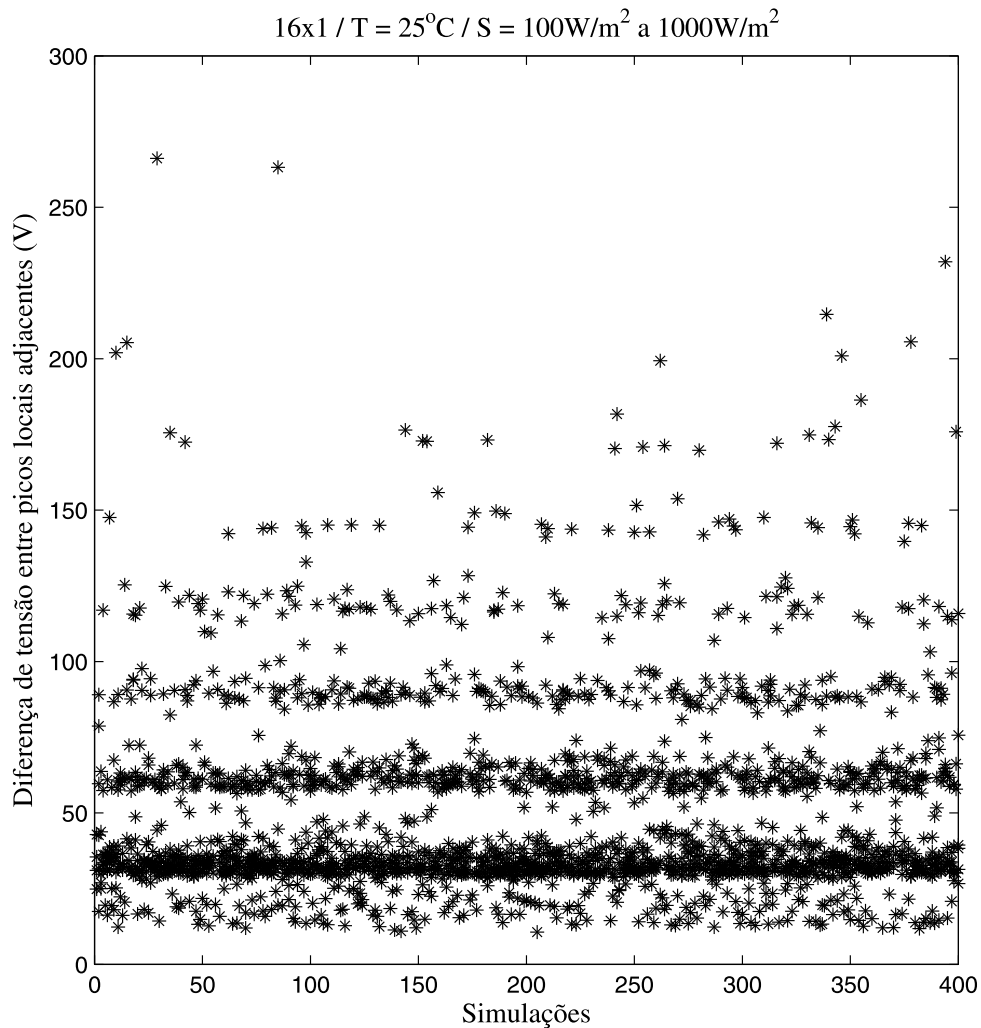
Figura 20 – Distribuição dos pontos de máxima potência globais no plano tensão-potência normalizado para o arranjo 4x4 com os módulos à 25°C.



de módulos são postas em paralelo. Em arranjos série-paralelo não se consegue definir uma diferença mínima de tensão entre máximos de picos adjacentes, pois, na análise estatística, foram encontrados máximos locais tão próximos quanto à resolução de voltímetros comerciais, como mostra o gráfico da Figura 22. A Tabela 1 também ilustra a perda da característica de uma diferença mínima entre máximos de picos adjacentes maior que 0,5 V quando se tem conexões série-paralelo. Nesta tabela, estão mostradas as distâncias mínimas do conjunto de 400 simulações de algumas faixas de irradiâncias para os três arranjos estudados.

Observados os resultados já detalhados, os gráficos mostrados a seguir são consequências do estudo estatístico da distribuição dos pontos de máxima potência global já vistos. A Figura 23 é uma consequência desta distribuição para o arranjo 16x1 a uma temperatura de 25°C, já ilustrada no gráfico da Figura 18. O gráfico da Figura 23 é conseguido desenhando, sob cada GMPP das 3200 simulações, $(V_{GMPP,i}, P_{GMPP,i})$, pontos com a mesma tensão desse GMPP e com todas as potências de GMPPs menores que a sua, ou seja, pares $(V_{GMPP,i}, P_{GMPP,j})$, em que

Figura 21 – Diferença de tensão entre máximos de picos adjacentes para as 400 simulações da faixa de irradiâncias de 100 W/m^2 a 1000 W/m^2 para o arranjo 16x1 com temperatura de 25°C nos módulos.



Fonte: próprio autor.

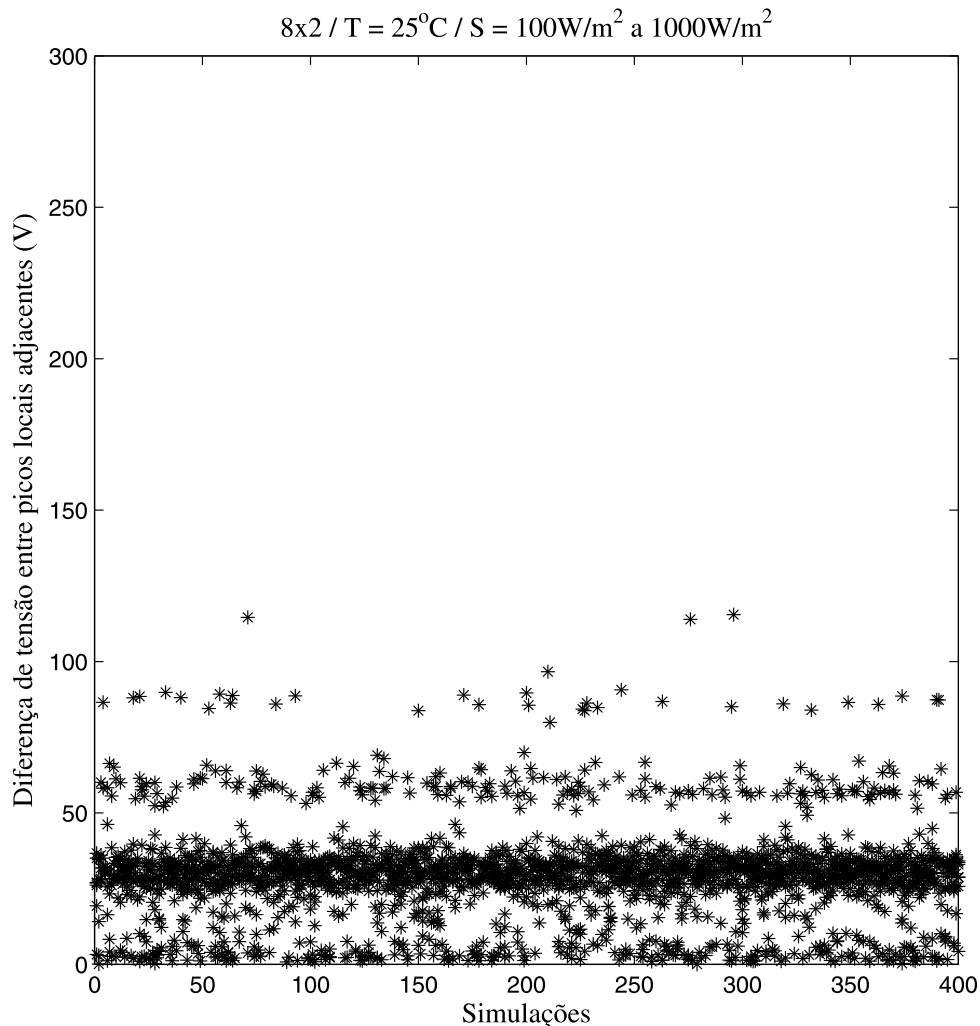
Tabela 1 – Mínimas diferenças entre máximos de picos adjacentes com módulos a 25°C .

Faixa de irradiâncias	Arranjo 16x1	Arranjo 8x2	Arranjo 4x4
100 W/m^2 a 1000 W/m^2	10,67 V	0,04 V	0,22 V
300 W/m^2 a 1000 W/m^2	10,86 V	0,13 V	0,26 V
500 W/m^2 a 1000 W/m^2	29,40 V	0,78 V	0,35 V
600 W/m^2 a 1000 W/m^2	30,04 V	0,21 V	0,48 V
700 W/m^2 a 1000 W/m^2	32,49 V	0,02 V	0,66 V

Fonte: próprio autor.

$P_{GMPP,j} < P_{GMPP,i}$, para $i, j = 1, 2, 3, \dots, 3200$. Denomina-se cada linha horizontal do plano tensão-potência de linha de potência. Assim, o gráfico da Figura 23 grafa, na linha de potência

Figura 22 – Diferença de tensão entre máximos de picos adjacentes para as 400 simulações da faixa de irradiâncias de 100 W/m^2 a 1000 W/m^2 para o arranjo 8x2 com temperatura de 25°C nos módulos.

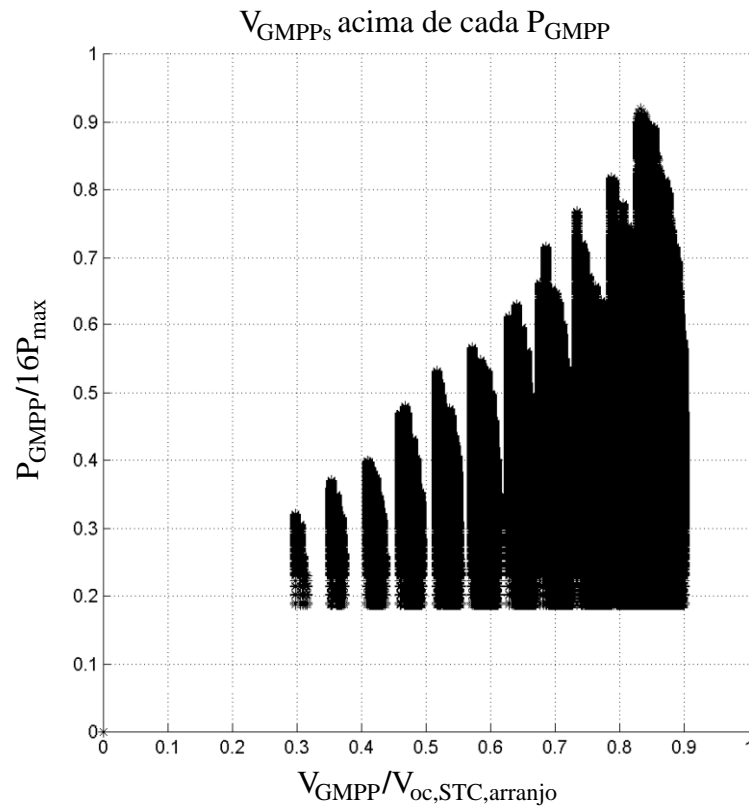


Fonte: próprio autor.

de cada GMPP das 3200 simulações do arranjo 16x1, pontos em todas as tensões onde as demais simulações encontraram o GMPP com a potência maior que a desta linha horizontal. Ou seja, na linha de potência de cada GMPP estão grafadas projeções ortogonais de todos os GMPPs com potência maior que a desta linha de potência.

Este gráfico tem significado relevante para os algoritmos GMPPT. Numa determinada temperatura, ao se obter qualquer potência, não é mais necessário procurar a máxima potência global nas faixas de tensão onde só é estatisticamente possível se encontrar pontos de máxima potência globais com potência menor que a atual, pois, esses pontos não serão os máximos globais desta curva atual. Da mesma forma, as Figuras 24 e 25 são uma consequência das distribuições dos pontos de máxima potência globais dos arranjos 8x2 e 4x4 a uma temperatura de 25°C , já ilustradas nas Figuras 19 e 20.

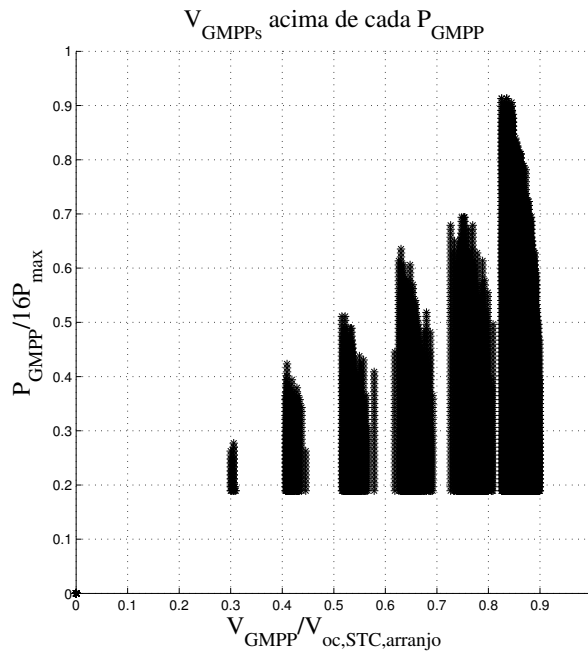
Figura 23 – Gráfico das tensões que geraram pontos de máxima potência globais com potências maiores que cada patamar de potência no arranjo 16x1 com a temperatura de $25^{\circ}C$.



Por fim, a última investigação estatística com uso de irradiâncias aleatórias alterou a temperatura dos módulos a fim de verificar se, para outras temperaturas, os comportamentos estudados para os módulos a $25^{\circ}C$ se mantêm. A Figura 26 mostra o mesmo gráfico da Figura 23 superposto por dois gráficos resultantes de estudos semelhantes ao dele, porém realizados com $30^{\circ}C$ e $75^{\circ}C$ nas células. Portanto, para elaborar cada um destes gráficos em azul e vermelho foram necessárias 3200 novas simulações do arranjo 16x1 com 3200 casos de 16 irradiâncias aleatórias, exatamente como nas análises anteriores. Porém, para o gráfico em azul, todos os módulos tiveram uma temperatura de $30^{\circ}C$ e, para o gráfico em vermelho, todos os módulos tiveram uma temperatura de $75^{\circ}C$ em suas células.

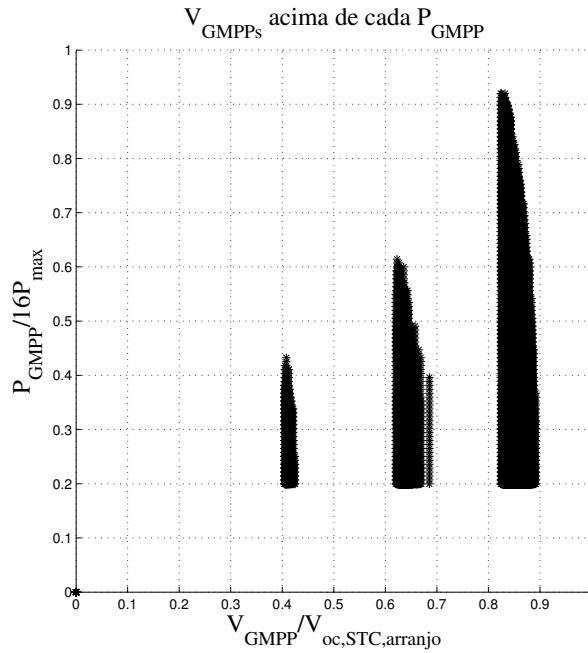
Desta forma, pode-se observar que o aumento da temperatura fez as distribuições dos pontos globais de máxima potência escalonarem com um ganho menor que um, tanto na tensão quanto na potência, e deslocarem para o sentido de menor tensão e menor potência. Com isso, uma distribuição mais geral, válida pra toda uma faixa de temperaturas viáveis para módulos fotovoltaicos instalados ao redor do mundo, perde a distribuição com faixas de tensão de busca, onde é possível encontrar o GMPP, separadas por faixas de tensão onde é improvável encontrar o GMPP. O gráfico em azul tem uma diferença de temperatura de $5^{\circ}C$ em relação ao gráfico em

Figura 24 – Gráfico das tensões que geraram pontos de máxima potência global com potências maiores que cada patamar de potência no arranjo 8x2 com a temperatura de 25°C.



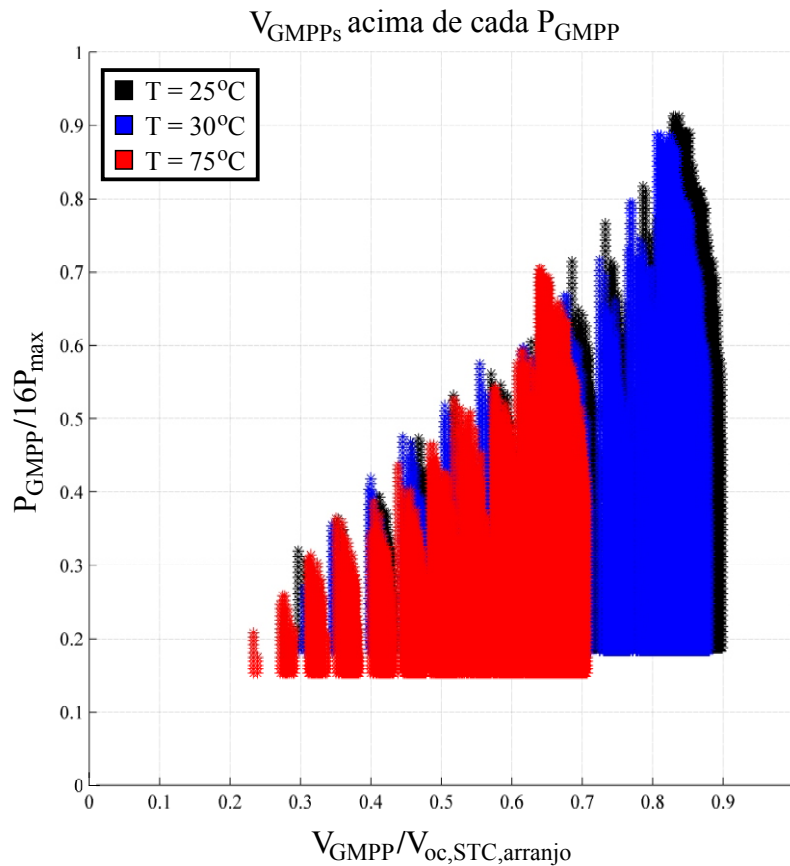
Fonte: próprio autor.

Figura 25 – Gráfico das tensões que geraram pontos de máxima potência global com potências maiores que cada patamar de potência no arranjo 4x4 com a temperatura de 25°C.



Fonte: próprio autor.

Figura 26 – Gráficos das tensões que geraram pontos de máxima potência global maiores que cada patamar de potência nos estudos estatísticos do arranjo 16x1 com as temperatura de $25^{\circ}C$, $30^{\circ}C$ e $75^{\circ}C$.

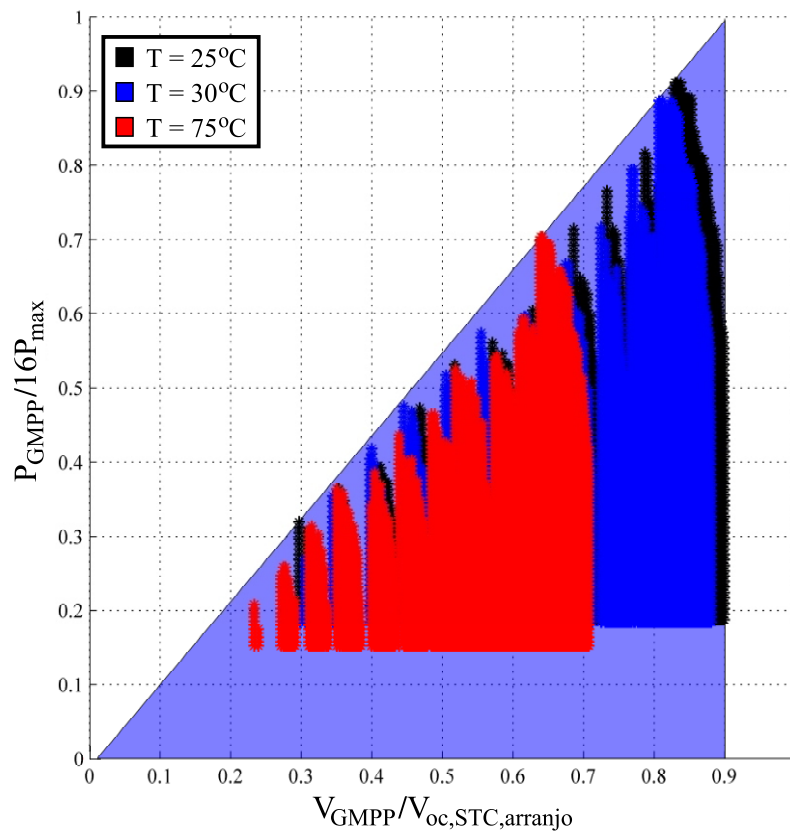


Fonte: próprio autor.

preto e pode-se perceber que ele é similar ao gráfico em preto com um pequeno deslocamento e um pequeno escalonamento. Já o gráfico em vermelho tem uma diferença de temperatura de $50^{\circ}C$ em relação ao gráfico em preto e pode-se perceber que ele é similar ao gráfico em preto com um grande deslocamento e um grande escalonamento. Estes escalonamentos e deslocamentos dos gráficos para temperaturas superiores aconteceram de forma que, para as três temperaturas, os gráficos tem uma mesma reta assíntota. Assim, é de se esperar que, caso se plotasse gráficos semelhantes para infinitas temperaturas entre $25^{\circ}C$ e $75^{\circ}C$, que os infinitos gráficos sobrepostos preenchessem uma região triangular como à da Figura 27, definida pela reta assíntota aos três gráficos, uma reta vertical com o valor da tensão do GMPP de maior tensão encontrado e o eixo das tensões.

De forma semelhante caso se considerasse que os módulos pudessem ter valores diferentes de temperatura na mesma faixa entre $25^{\circ}C$ e $75^{\circ}C$, o comportamento esperado, extrapolando esta análise, seriam distribuições de GMPPs no interior desta região triangular, resguardando a reta assíntota e nunca obtendo-se GMPPs com tensões maiores que a de GMPPs

Figura 27 – Região do plano tensão-potência que engloba todos os pontos de máxima potência globais possíveis para o arranjo 16x1 com 16 irradiâncias aleatórias em qualquer temperatura entre $25^{\circ}C$ e $75^{\circ}C$.



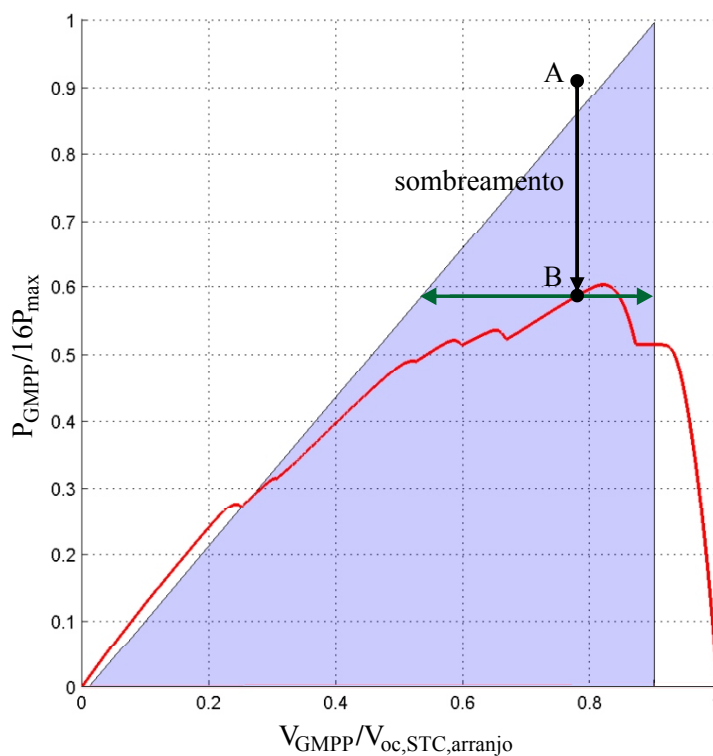
Fonte: próprio autor.

de arranjos com todos os módulos na temperatura máxima da faixa, $25^{\circ}C$. Assim, é possível inferir que para qualquer temperatura entre $25^{\circ}C$ e $75^{\circ}C$, nos casos estudados onde os 16 módulos estão expostos a 16 irradiâncias diferentes escolhidas aleatoriamente em qualquer uma das faixas de $100W/m^2$ a $1000W/m^2$, o GMPP do sistema fotovoltaico com o arranjo 16x1 está inserido na região triangular determinada neste gráfico.

Durante um evento de sombreamento, o ponto de operação cai para o ponto da nova curva característica tensão-potência que tem a mesma tensão de anteriormente ao sombreamento. Este comportamento está ilustrado na Figura 28 pela mudança do ponto de operação de um sistema fotovoltaico do ponto A, que é o ponto de máxima potência de uma situação hipotética não sombreada, para o ponto B após o sombreamento. Desta forma, caso o sombreamento se dê por 16 irradiâncias diferentes dentro de uma das faixas assumidas, em um sistema com arranjo 16x1 a qualquer temperatura inferior a $75^{\circ}C$, a linha de potência vermelha, do ponto B, indica as tensões onde ainda é necessário buscar o GMPP.

Da mesma forma, para os arranjos 8x2 e 4x4 também foram realizadas análises estatísticas com as temperaturas de $30^{\circ}C$ e $75^{\circ}C$ que observaram os mesmos comportamentos

Figura 28 – Linha de potência onde é necessária a busca do ponto de máxima potência global, logo após um sombreamento com 16 irradiâncias dentro das faixas assumidas em qualquer temperatura inferior a 75°C .



Fonte: próprio autor.

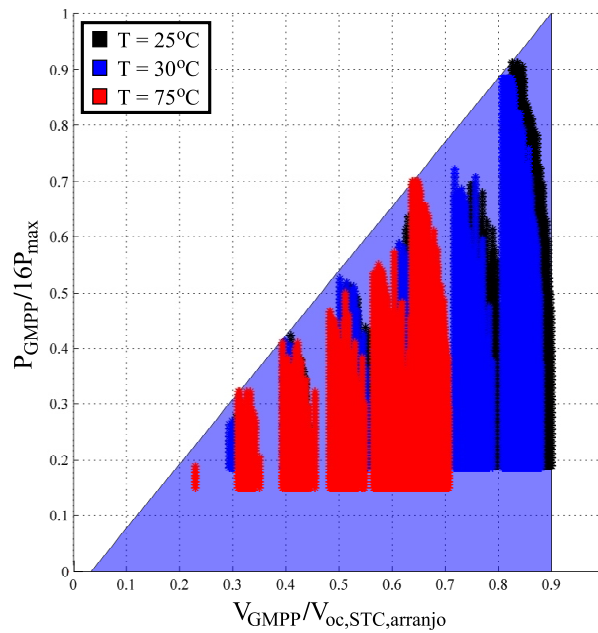
de deslocamento e de escalonamento em relação aos gráficos das Figuras 24 e 25. Os resultados são semelhantes ao do arranjo 16x1 e estão mostrados nos gráficos das Figuras 29 e 30, que levam também às mesmas conclusões sobre uma região triangular do plano tensão-potência onde a busca do GMPP destes sistemas em situação de sombreamento aleatório é necessária.

2.2.3 Novos resultados para características de decrescimento dos picos locais

Ao fim de cada uma das curvas das 3200 simulações de cada arranjo construído para este estudo estatístico, um algoritmo de análise de dados foi realizado a fim de verificar casos onde a curva característica tensão-potência conseguida com cada conjunto aleatório de 16 irradiâncias invalida a hipótese, antes mencionada, da natureza continuamente decrescente dos máximos locais aos dois lados do máximo global. Um número relevante de casos apresentou curvas onde esta hipótese falha. A Tabela 2 mostra o número de falhas da hipótese para cada arranjo, faixa de irradiâncias e temperatura nos módulos. Exemplos de curvas onde esta hipótese falha estão mostrados na Figura 31 e na Tabela 3.

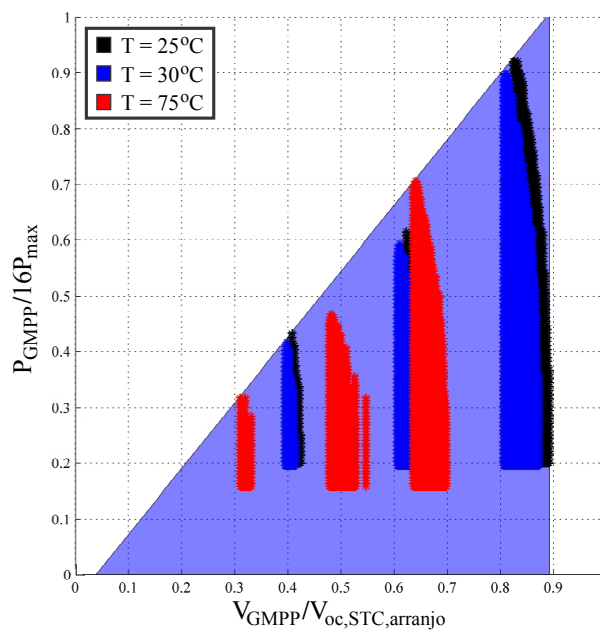
É importante dizer, que qualquer ponto ou conjunto de pontos de mesma potência cujos

Figura 29 – Região do plano tensão potência que engloba todos os pontos de máxima potência globais possíveis para o arranjo 8x2 com 16 irradiâncias aleatórias em qualquer temperatura entre 25°C e 75°C.



Fonte: próprio autor.

Figura 30 – Região do plano tensão potência que engloba todos os pontos de máxima potência globais possíveis para o arranjo 4x4 com 16 irradiâncias aleatórias em qualquer temperatura entre 25°C e 75°C.



Fonte: próprio autor.

Tabela 2 – Número de curvas que onde se observou falha na hipótese do decrescimento uniforme dos máximos de picos de potência locais bilateralmente ao pico global, dentre as 9600 simulações realizadas.

módulo	Arranjo 16x1			Arranjo 8x2			Arranjo 4x4		
	25°C	30°C	75°C	25°C	30°C	75°C	25°C	30°C	75°C
100 W/m ² a 1000 W/m ²	205	232	226	194	198	201	163	161	183
200 W/m ² a 1000 W/m ²	218	275	348	190	303	285	177	178	187
300 W/m ² a 1000 W/m ²	202	280	338	159	188	176	184	196	190
400 W/m ² a 1000 W/m ²	137	319	380	141	284	261	205	206	175
500 W/m ² a 1000 W/m ²	63	167	136	119	104	102	176	180	140
600 W/m ² a 1000 W/m ²	7	52	22	65	68	46	129	124	54
700 W/m ² a 1000 W/m ²	0	10	2	19	18	5	27	26	5
800 W/m ² a 1000 W/m ²	0	31	10	0	0	0	0	0	0

Fonte: próprio autor.

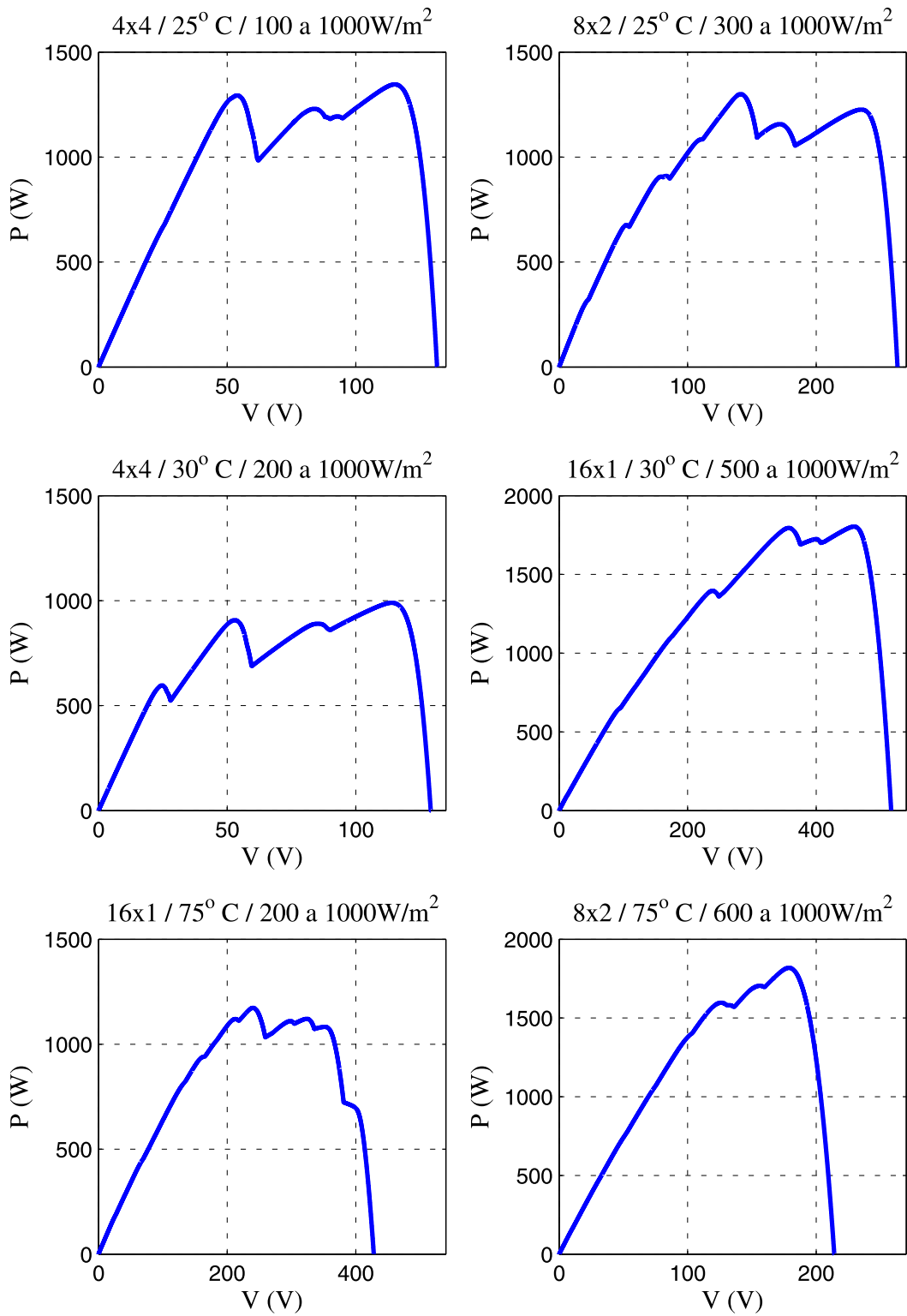
Tabela 3 – Conjunto de irradiâncias que geraram as seis curvas da Figura 31.

módulo	Arranjo 16x1		Arranjo 8x2		Arranjo 4x4	
	30°C	75°C	25°C	75°C	25°C	30°C
S1 (W/m ²)	747.7	727.7	996.7	881.6	528.0	262.8
S2 (W/m ²)	804.5	679.5	532.4	718.0	426.2	225.6
S3 (W/m ²)	502.4	381.5	508.1	952.8	809.3	334.5
S4 (W/m ²)	793.8	770.9	343.4	625.4	802.2	619.3
S5 (W/m ²)	888.7	779.6	508.7	849.4	701.6	873.0
S6 (W/m ²)	828.5	475.3	332.4	838.6	220.1	445.1
S7 (W/m ²)	764.1	226.2	653.7	916.1	119.4	352.9
S8 (W/m ²)	912.8	874.8	832.9	839.8	603.8	252.0
S9 (W/m ²)	981.2	816.2	741.7	938.9	370.7	956.8
S10 (W/m ²)	656.8	607.7	362.9	663.4	945.4	395.8
S11 (W/m ²)	898.5	765.5	356.6	981.0	982.8	700.3
S12 (W/m ²)	642.5	832.9	844.0	865.5	357.9	365.3
S13 (W/m ²)	507.4	464.5	933.5	950.8	820.7	393.3
S14 (W/m ²)	547.0	930.9	673.6	647.0	906.5	794.7
S15 (W/m ²)	664.3	661.3	376.4	903.0	637.7	324.8
S16 (W/m ²)	652.7	430.3	878.0	797.3	895.6	858.5

Fonte: próprio autor.

pontos adjacentes de ambos lados tem potência menor que a sua foram considerados máximos locais. Assim, embora o número de falhas obtido indique mais situações de falha de hipótese do que de validação, as falhas, em boa parte, são suaves e pouco perceptíveis sem ferramentas de zoom. No entanto, muitas curvas apresentam falhas claramente perceptíveis. Alguns autores,

Figura 31 – Exemplo de 6 curvas obtidas, dentre as 9600 plotadas, em que falha a hipótese do decrescimento uniforme dos máximos de picos de potência locais bilateralmente ao pico global.



Fonte: próprio autor.

como Bidram, Davoudi e Balog (BIDRAM; DAVOUDI; BALOG, 2012), Patel e Agarwal (PATEL; AGARWAL, 2008) e Tey e Mekhilef (TEY; MEKHILEF, 2014), fazem uso desta falsa hipótese para, inclusive, proporem suas técnicas de MPPT global. Assim, situações de sombreamento que geram curvas que não respeitam essas hipóteses podem fazer as técnicas destes autores falharem na tarefa de encontrar o GMPP.

Estas três técnicas (TEY; MEKHILEF, 2014; PATEL; AGARWAL, 2008; BIDRAM; DAVOUDI; BALOG, 2012), ao encontrarem um pico com ponto máximo menor que outro já encontrado, cessam o rastreamento. Portanto, caso a curva deste sistema volte a apresentar crescimento do máximo de picos locais apresentando inclusive seu pico global após um decréscimo, estes algoritmos perderão o pico global e, assim, o GMPP. Ao perder o pico global, o algoritmo levará a operação do sistema para uma potência abaixo da que poderia estar gerando nestas condições ambientais. Isto representa uma perda de potência ao longo do tempo, talvez por horas.

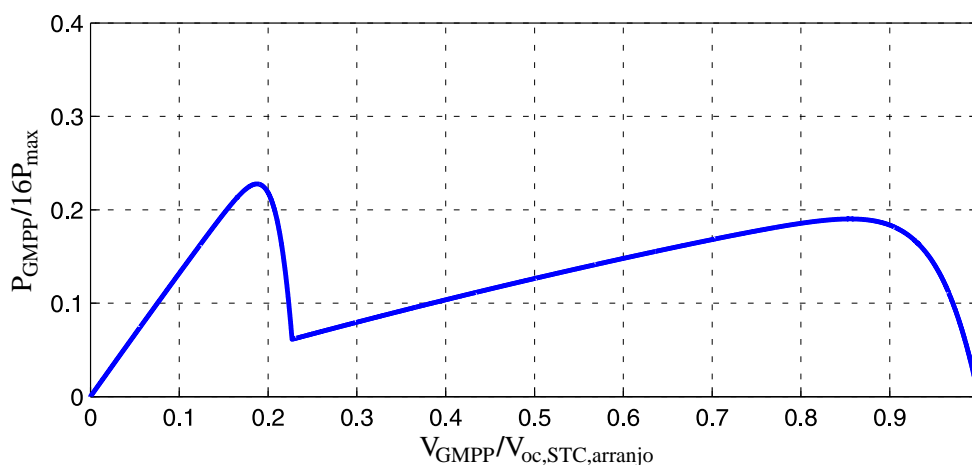
2.2.4 Resultados estatísticos para irradiâncias não aleatórias e repetidas

Vistos os resultados conseguidos nas simulações com irradiâncias aleatórias, para que se consiga uma região de busca que concentre todos as possibilidades de pontos de máxima potência de qualquer combinação de temperatura e irradiâncias, inferiores aos limites máximos escolhidos como $T = 75^{\circ}C$ e $1000 W/m^2$, é necessária uma investigação estatística complementar. Na Seção 2.2.2, ao se gerar irradiâncias aleatórias dentro de uma faixa contínua de números reais, não foram geradas duas irradiâncias iguais numa mesma simulação. Desta forma, todo estudo da Seção 2.2.2 foi realizado com completo descasamento entre as irradiâncias dos módulos.

Quando módulos estão a uma mesma irradiância e temperatura, eles apresentam curvas características individuais iguais e diz-se que eles estão casados. Para cada tensão no barramento, módulos casados em uma mesma conexão série apresentam, a cada instante, mesmas tensão, corrente e, conseqüentemente, potência. Portanto, módulos casados em série contribuem para a potência do arranjo da mesma forma para qualquer tensão do arranjo. Já módulos casados em conexões séries diferentes expostas a conjuntos de irradiâncias diferentes, embora tenham curvas características iguais, não têm comportamento dinâmico igual, pois interagem com os demais módulos de sua conexão série. Portanto, nestas condições, módulos casados podem contribuir de forma diferente para a potência do arranjo série-paralelo.

Numa conexão série, a conexão em paralelo de cada módulo e seu diodo de passagem apresentam a mesma corrente. Caso a corrente de uma conexão série, passando pelos demais módulos com menor irradiância ocasione em alguns destes módulos uma tensão negativa superior em módulo à tensão de condução do diodo de passagem destes módulos, estes diodos conduzirão. Quando o diodo de passagem de um módulo conduz, este módulo não gerará qualquer potência, uma vez que não há corrente o atravessando. A conexão paralela entre módulo e diodo trará, neste caso, uma perda de potência para a conexão série da magnitude da multiplicação entre a

Figura 32 – Curva tensão-potência com apenas duas irradiâncias diferentes, $200 W/m^2$ incidindo sobre 8 módulos e $1000 W/m^2$ incidindo sobre 4 módulos.



Fonte: próprio autor.

corrente da conexão série e a tensão de condução do diodo.

Num sobreamento parcial do arranjo 16x1 em que quatro módulos estão com irradiância de $1000 W/m^2$ e os outros doze com irradiância de $200 W/m^2$, a corrente do GMPP do arranjo é a corrente do MPP dos módulos de maior irradiância. Neste caso, esta corrente leva todos os doze módulos com irradiância de $200 W/m^2$ para tensões negativas superiores, em módulo, à tensão de condução dos diodos de passagem. Assim, todos os 12 diodos em paralelo com esses módulos conduzirão e ceifarão a tensão destes 12 módulos no negativo da tensão de condução dos diodos. Desta forma, apenas os 4 módulos de maior irradiância gerarão potência. A tensão do ponto de máxima potência do arranjo será igual à soma das 4 tensões do ponto de máxima potência dos 4 módulos de maior irradiância menos a soma das 12 tensões de condução dos diodos. Já a potência do ponto de máxima potência do arranjo será a soma das potências do ponto de máxima potência dos quatro módulos de maior irradiância menos a perda de potência nos 12 diodos, que será 12 vezes a tensão de condução destes diodos vezes a corrente do ponto de máxima potência dos quatro módulos de maior irradiância. A Figura 32 mostra a curva tensão potência do arranjo 16x1 nesta situação de irradiâncias. A tensão do ponto de máxima potência deste sistema é igual a $98,73V$. A tensão e a corrente do ponto de máxima potência de um módulo com irradiância de $1000 W/m^2$ são $26,94V$ e $7,46A$, respectivamente. Assim, a tensão do ponto de máxima potência desta figura, considerando $0,7525V$ de queda em cada diodo, se dá conforme esta análise:

$$V_{GMPP} = 98,73 = 4V_{MPP,1x1000W/m^2} - 12V_{diodo} = 4(26,94) - 12(0,7525). \quad (7)$$

Este foi apenas um exemplo. No entanto, para realizar a análise de como se comporta o sistema mediante sombreamentos com irradiâncias repetidas, realizou-se um estudo estatístico verificando como se comporta a distribuição dos pontos de máxima potência globais nas situações

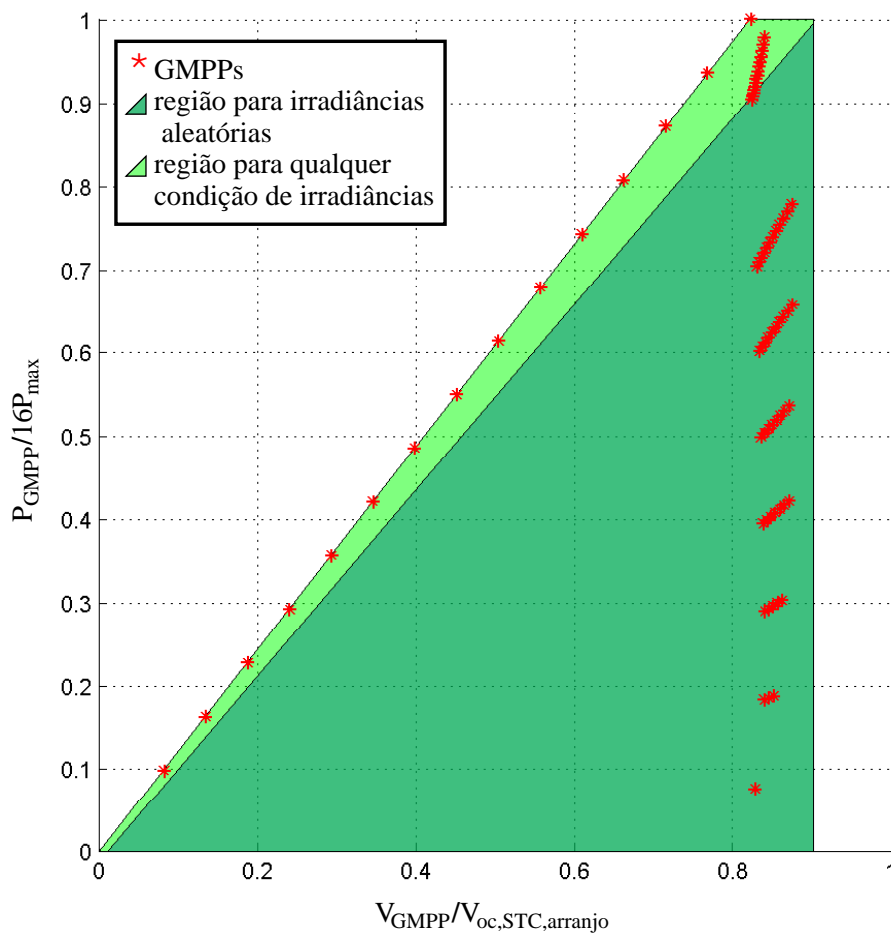
onde as irradiâncias repetidas fossem capazes de, potencialmente, extrapolar a região definida no estudo estatístico com irradiâncias aleatórias. Assim, foram realizadas 136 simulações do arranjo 16x1 com apenas duas irradiâncias distintas, uma delas sempre sendo 1000 W/m^2 e a outra, denominada S_{rep} , assumindo nove valores distintos. Para cada valor de S_{rep} foram realizadas 15 simulações variando o número de módulos com a esta irradiância, N_{rep} , de 1 até 15 e consequentemente variando o número complementar de módulos com a irradiância máxima de 1000 W/m^2 , $16 - N_{rep}$ de 15 até 1. Assim, escolheu-se o primeiro valor da irradiância diferente da máxima como $S_{rep} = 100 \text{ W/m}^2$ e a primeira simulação foi realizada com $N_{rep} = 1$ módulo com a irradiância $S_{rep} = 100 \text{ W/m}^2$ e 15 módulos com 1000 W/m^2 . Com o mesmo valor de S_{rep} , a segunda simulação foi realizada com $N_{rep} = 2$ módulos com a irradiância $S_{rep} = 100 \text{ W/m}^2$ e 14 módulos com 1000 W/m^2 , e assim sucessivamente até a décima quinta simulação com $N_{rep} = 15$ módulos com a irradiância $S_{rep} = 100 \text{ W/m}^2$ e um módulo com 1000 W/m^2 . Depois, fez-se S_{rep} assumir os valores 200 W/m^2 , 300 W/m^2 , 400 W/m^2 , 500 W/m^2 , 600 W/m^2 , 700 W/m^2 , 800 W/m^2 e 900 W/m^2 realizando, da mesma forma, 15 simulações para cada um destes valores, totalizando $15 \times 9 = 135$ simulações. A simulação 136 foi obtida com todos os módulos com 1000 W/m^2 . Os GMPPs obtidos nestas 136 simulações tiveram a distribuição mostrada na Figura 33.

É interessante notar a presença de vários pontos perfeitamente alinhados. Mais que isso, alguns destes pontos alinhados são a superposição exata de vários pontos. Por exemplo, as simulações com oito módulos com 100 W/m^2 e o restante a 1000 W/m^2 , com oito módulos com 200 W/m^2 e o restante a 1000 W/m^2 , com oito módulos com 300 W/m^2 e o restante a 1000 W/m^2 e com oito módulos com 400 W/m^2 e o restante a 1000 W/m^2 tem o mesmo GMPP, conseguidos com oito módulos em seus pontos de máxima potência individuais e oito módulos desativados por seus diodos de passagem. O que acontece é que todos os pontos alinhados são máximos globais de simulações que apresentaram a mesma corrente no ponto de máxima potência. Nos gráficos de tensão-potência, a informação da corrente do arranjo série é a tangente da inclinação de uma reta que liga a origem a qualquer ponto da curva.

$$\alpha = \text{tg}^{-1} \left(\frac{P}{V} \right) = \text{tg}^{-1} \left(\frac{VI}{V} \right) = \text{tg}^{-1}(I). \quad (8)$$

Desta forma, todos os pontos alinhados têm a mesma corrente de circulação. Eles estão sobre uma reta cuja inclinação é o arcotangente da corrente do ponto de máxima potência de um módulo com 1000 W/m^2 e 25°C , ou seja, a corrente de máxima potência na STC , $I_{MPP,STC}$. Estes pontos alinhados são caracterizados por situações onde só os módulos com 1000 W/m^2 estão gerando e os demais módulos estão desativados por seus diodos de passagem. Desta forma, este capítulo é concluído com o resultado ilustrado na Figura 34. Como todo o estudo foi construído para hipótese de uma irradiância máxima de 1000 W/m^2 , o triângulo formado pela reta com a inclinação igual ao arcotangente da corrente de máxima potência na STC , pelo eixo das tensões e pela reta vertical na maior tensão das 9600 simulações do arranjo 16x1 engloba todos os pontos de máxima potência globais que qualquer simulação deste arranjo com

Figura 33 – Distribuição dos pontos de máxima potência globais em sombreamentos com apenas duas irradiâncias.

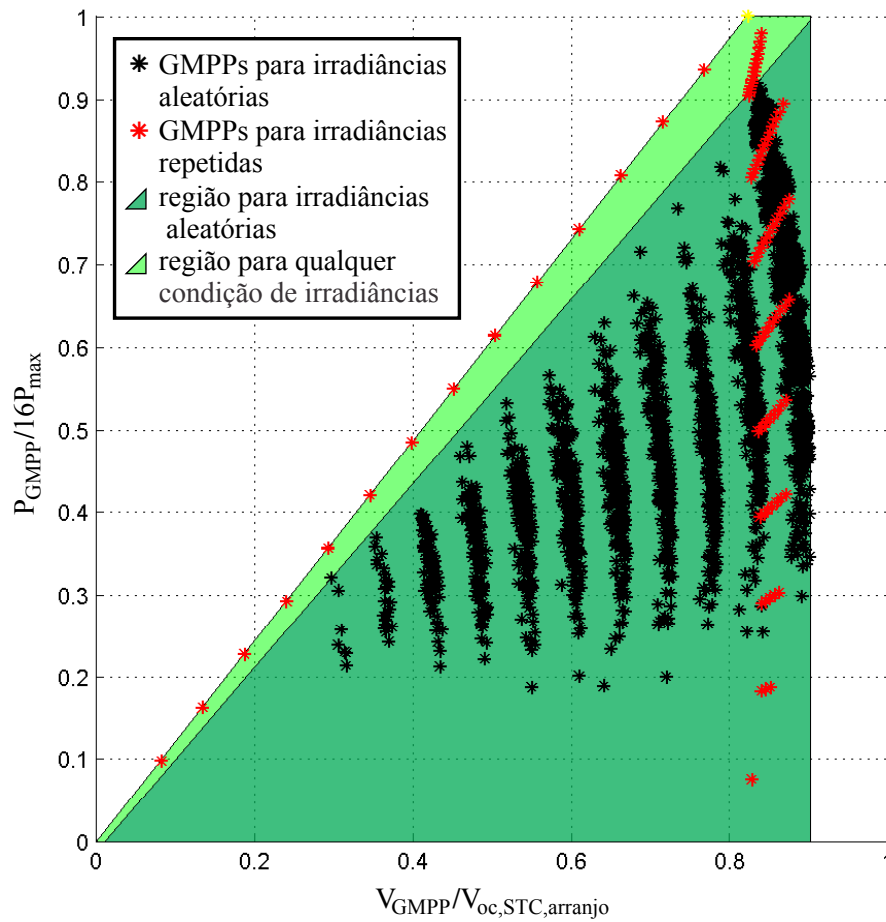


Fonte: próprio autor.

irradiância inferior a 1000 W/m^2 e temperatura inferior a 25°C possa ter. Portanto, este triângulo é nomeado por Triângulo dos GMPPs e está ilustrado na cor clara, englobando o triângulo de cor escura conseguido no estudo com irradiâncias aleatórias. Os pontos em preto são os pontos de máxima potência do estudo com irradiâncias aleatórias, os pontos em vermelho são os pontos de máxima potência do estudo desta seção e o ponto em amarelo é o ponto da simulação do arranjo 16x1 com todos os módulos com 1000 W/m^2 .

Esta mesma inclinação indicadora da corrente de máxima potência na *STC* de uma conexão série de módulos a 25°C pode ter seu resultado generalizado para qualquer temperatura inferior a 75°C nos módulos. Uma análise estatística semelhante à feita nesta seção para o arranjo 16x1 a 25°C foi realizada para os módulos a 75°C . Neste caso, a inclinação da reta que passou pelos vários pontos de máxima potência alinhados desta análise foi aproximadamente igual, uma vez que a corrente de máxima potência na *STC* de uma conexão série de módulos a 25°C é de $7,46\text{A}$ e a corrente de máxima potência de uma conexão série com todos os módulos

Figura 34 – Distribuição dos pontos de máxima potência globais em sombreamentos genéricos.



Fonte: próprio autor.

a $1000 W/m^2$ e $75^\circ C$ é $7,40A$. Correntes de máxima potência decrescentes são encontradas à medida que a temperatura é aumentada.

Os resultados para o arranjo 16×1 são gerais para qualquer conexão série de módulos. Nos arranjos 8×2 e 4×4 , conexões séries são ligadas em paralelo. Com a hipótese de irradiâncias e temperaturas inferiores a $1000 W/m^2$ e $75^\circ C$, cada conexão série tem pontos de máxima potência com no máximo a corrente de máxima potência na STC . Assim, o arranjo 8×2 , que tem dois arranjos série em paralelo, tem seus pontos de máxima potência com no máximo duas vezes a corrente de máxima potência na STC e o arranjo 4×4 , que tem quatro arranjos série em paralelo, tem seus pontos de máxima potência com no máximo quatro vezes a corrente de máxima potência na STC . Neste trabalho, o plano tensão-potência é normalizado pela potência de um arranjo de 16 módulos na STC , que é de $3214,8W$ independentemente do arranjo, e pela tensão de circuito aberto de cada arranjo. Desta forma, a inclinação da reta que indica a corrente

de máxima potência STC destes três arranjos no gráfico normalizado é a mesma, pois:

$$\left\{ \begin{array}{l} \alpha_{I_{GMPP,STC}} = tg^{-1}(I_{GMPP,STC,norm}) = tg^{-1}\left(\frac{16V_{MPP,STC}I_{MPP,STC}}{\frac{3214.8}{16V_{oc,STC}}}\right), \\ \alpha_{I_{GMPP,STC}} = tg^{-1}\left(\frac{8V_{MPP,STC}2I_{MPP,STC}}{\frac{3214.8}{8V_{oc,STC}}}\right), \\ \alpha_{I_{GMPP,STC}} = tg^{-1}\left(\frac{4V_{MPP,STC}4I_{MPP,STC}}{\frac{3214.8}{4V_{oc,STC}}}\right). \end{array} \right. \quad (9)$$

2.3 Conclusão

Este capítulo apresentou diversos resultados estatísticos sobre as curvas características do sombreamento parcial e sobre distribuições dos pontos de máxima potência globais de sistemas fotovoltaicos no plano tensão-potência. Como primeiro resultado, foram obtidas algumas curvas que invalidam hipóteses assumidas na literatura por diversos autores na construção de seus algoritmos de GMPPT. Como resultado principal, após longo estudo que começou com simulações estatísticas de sistemas fotovoltaicos em três arranjos com irradiâncias aleatórias a $25^{\circ}C$, avançou realizando as simulações estatísticas dos três arranjos para temperaturas de $30^{\circ}C$ e $75^{\circ}C$ e ganhou generalidade realizando simulações para os três arranjos com irradiâncias não aleatórias e repetidas, uma região triangular do plano tensão-potência que concentra todos os possíveis pontos de máxima potência de um arranjo fotovoltaico série-paralelo com irradiâncias menores ou iguais a $1000 W/m^2$ e temperaturas entre $25^{\circ}C$ e $75^{\circ}C$ foi obtida. Esta região triangular do plano tensão-potência com o eixo das tensões normalizado pelo número de módulos de um arranjo série da conexão série-paralelo pode ser definida da mesma forma para qualquer arranjo série-paralelo e recebeu o nome de Triângulo dos GMPPs.

Esta região é menor que outra região semelhante proposta por Boztepe *et al.* e portanto, ela pode levar a construção de algoritmos de GMPPT com faixas de tensão de busca mais restritas e, portanto, mais rápidos, como será mostrado no Capítulo 3.

3 Técnicas de Seguimento do Ponto de Máxima Potência Global

Diversas abordagens são utilizadas na literatura para o seguimento do ponto de máxima potência de sistemas fotovoltaicos com sombreamento parcial com suas curvas de múltiplos picos. Algumas soluções para este quesito usam inovação nas topologias dos conversores. Os conversores descentralizados, antes mencionados, podem ter vários controladores com MPPTs independentes, maximizando a geração de potência no caso parcialmente sombreado (FEMIA et al., 2008). Outra abordagem que usa modificações na topologia é a reconfiguração dinâmica dos arranjos fotovoltaicos de acordo com a configuração do sombreamento (NGUYEN; LEHMAN, 2008). No entanto, estas modificações topológicas acrescem o custo dos conversores e não são aplicáveis em sistemas fotovoltaicos comerciais com arquitetura centralizada, já bastante difundida.

Entre as soluções focadas apenas no software embarcado no controlador do inversor de um sistema fotovoltaico centralizado, algumas utilizam técnicas de GMPPT complexas, como otimização por enxame de partículas (ISHAQUE; SALAM, 2013), lógica fuzzy (SYAFARUDDIN; KARATEPE; HIYAMA, 2009) e redes neurais (ALAJMI; AHMED; FINNEY, 2013). Estas técnicas, embora tenham resultados satisfatórios, demandam maior capacidade de processamento e memória, o que resulta em custos elevados para aplicações comerciais.

Algumas soluções em software optam por algoritmos mais simples baseados em minimizar as faixas de buscas de acordo com conclusões sobre as características das curvas dos sistemas com sombreamento parcial. Por realizarem testes com irradiâncias com valores bem distintos, há técnicas que tomam proveito da falsa hipótese da natureza continuamente decrescente dos picos locais em relação ao pico global (TEY; MEKHILEF, 2014). Resultados que refutam esta hipótese foram apresentados no capítulo anterior. É possível encontrar, também, muitas técnicas que só são testadas para curvas com dois ou três picos.

Neste trabalho, buscou-se comparar três técnicas de controle para sistemas fotovoltaicos centralizados, baseadas em algoritmos e situações com mais de três picos com foco na minimização do tempo e do caminho de tensão rastreada.

3.1 Características Gerais das Técnicas de Seguimento do Ponto de Máxima Potência Global

As técnicas de GMPPT têm seus algoritmos divididos em duas fases: a fase global, quando acontece propriamente a busca do GMPP, e a fase local, quando o algoritmo apenas

age para manutenção do funcionamento do ponto de operação do sistema no topo do pico de potência que a fase global identificou como o GMPP. A fase local é a etapa de operação majoritária do algoritmo que é interrompida por rápidos ciclos individuais da fase global. Assim, o algoritmo permanece na fase local na maior parte do tempo, até que alguma condição de transição interrompe esta fase e executa o algoritmo da fase global. Este algoritmo global busca na curva, que pode ter múltiplos picos, e retorna como resultado o ponto de máxima potência do sistema. Uma vez que este foi encontrado, volta-se para a fase local onde se permanece até que uma nova condição de transição aconteça.

As condições de transição da operação da fase local para a fase global podem ser de dois tipos: uma simples contagem temporal ou um algoritmo de detecção de sombreamento. Também é comum utilizar os dois tipos de condições simultaneamente (BOZTEPE et al., 2014). Uma condição de transição temporal se dá pelo estouro de um contador inicializado na última volta da fase global para a fase local, gerando transições periódicas. Já algoritmos de detecção de sombreamento geralmente detectam mudanças repentinas de potência, o que pode ser um indicativo de um sombreamento parcial ou de um sombreamento total. Ao detectar uma mudança repentina de potência, é caracterizada a condição de transição.

A detecção de uma mudança brusca de potência se dá pelo cálculo contínuo da derivada discreta da potência gerada pelo sistema. Caso ela ultrapasse um limite, é configurado um sombreamento, uma vez que mudanças bruscas de temperatura não acontecem. No entanto, tanto sombreamentos totais, quando a irradiância diminui para um valor igual em todos os módulos de um arranjo fotovoltaico, quanto sombreamentos parciais, quando duas ou mais irradiâncias diferentes incidem em um arranjo, podem gerar mudanças bruscas de potência no sistema. Assim, a detecção de mudanças repentinas pode levar a uma execução da fase global sem que haja sombreamento parcial. Caso isso ocorra, apenas um pico será encontrado na fase global.

3.2 Técnica de Chen et al. (2014)

Chen *et al.* (CHEN et al., 2014) propuseram, em 2014, uma técnica focando apenas arranjos série, sem módulos em paralelo. No entanto, a técnica é adaptável a arranjos série-paralelo. A característica fundamental desta técnica é a presença de um medidor de tensão para cada módulo do arranjo fotovoltaico. Este alto número de medidores de tensão traz o benefício de possibilitar uma diferenciação eficaz entre sombreamentos totais e parciais, que algoritmos baseados na detecção de mudanças bruscas de potência não conseguem realizar. No entanto, os vários medidores de tensão aumentam o custo do sistema fotovoltaico.

O funcionamento da técnica proposta por Chen *et al.* está ilustrado no fluxograma da Figura 35. A técnica tem em sua fase local um tradicional seguimento Perturba & Observa (HUA; LIN; SHEN, 1998), intercalado por dois testes de condições de transição em cascata. Portanto, um contador provoca a detecção periódica da presença de um sombreamento parcial, por meio

das condições 4 e 5. A ideia fundamental desta detecção é que módulos em uma conexão série, a uma mesma temperatura, quando expostos a irradiâncias diferentes apresentam tensões diferentes em seus terminais. Desta forma, o algoritmo testa se existe diferença de tensão entre quaisquer dois módulos de uma conexão série. Caso exista alguma diferença maior que um limiar K , o sombreamento parcial é detectado. A constante K da diferença mínima entre tensões para que ocorra a transição é definida para que erros inerentes às resoluções das medições de tensão não sejam considerados.

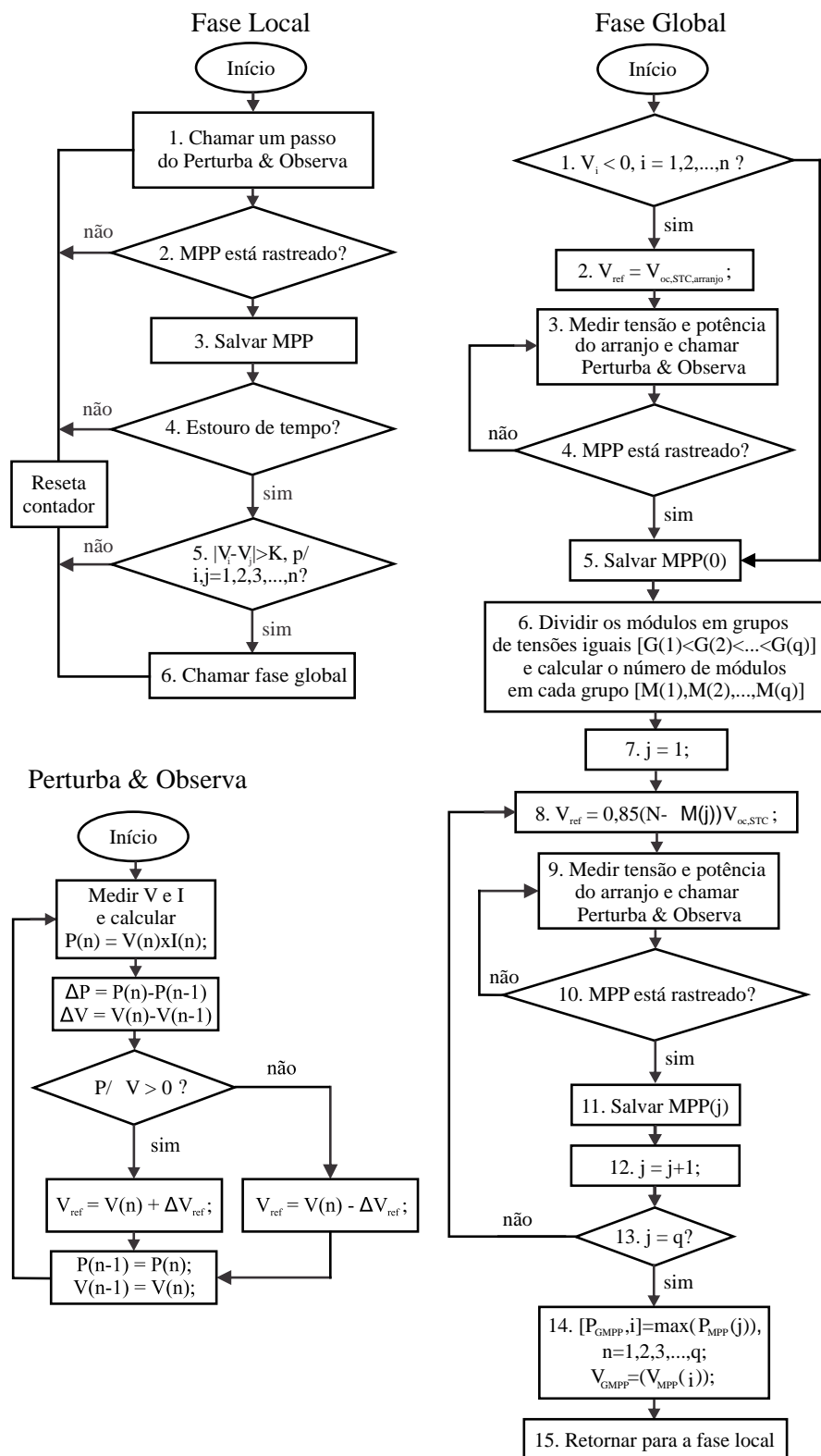
Ao adentrar na fase global, o algoritmo intenciona levar a tensão do arranjo para uma tensão onde nenhum dos módulos esteja desativado por seu diodo de passagem. No primeiro passo da fase global, é testado se algum dos módulos está polarizado reversamente, ou seja, apresentando uma tensão negativa. Caso alguma tensão negativa seja detectada, faz-se a tensão de referência do controle do barramento igual à tensão de circuito aberto do arranjo na *STC*. Como a tensão de circuito aberto de um arranjo sombreado, $V_{oc, arranjo}$, é sempre inferior à tensão de circuito aberto do arranjo na *STC*, $V_{oc, STC, arranjo}$, caso o GMPPT gere uma referência de tensão igual a $V_{oc, STC, arranjo}$ e o controle do barramento, conseqüentemente, leve o barramento c.c a esta tensão, uma corrente negativa tenderia a aparecer no arranjo. Esta corrente negativa é característica para módulos e arranjos acima de suas tensões de circuito aberto. No entanto, na prática, diodos de bloqueio são usados em série com cada conexão série de módulos de um arranjo para evitar o aparecimento destas correntes negativas, que podem ser danosas às estruturas semicondutoras dos módulos.

A condição em que nenhum módulo tem tensão negativa é a ideal para que a medição das tensões de cada módulo obtenha, lendo quantidade de tensões diferentes, a quantidade de irradiâncias diferentes incidentes no arranjo. Isto ocorre, pois, caso dois ou mais módulos estejam desativados por seus diodos de passagem não se pode afirmar se suas irradiâncias são iguais ou diferentes, já que suas tensões são iguais.

Nos passos 3 e 4, o algoritmo chama uma subrotina Perturba & Observa até que um pico seja encontrado. Neste ponto, a técnica enuncia hipóteses falhas de acordo com a análise estatística para sombreamentos aleatórios mostrada na Seção 2.2 A hipótese exposta diz que o número de picos de uma conexão série sombreada é igual ao número de irradiâncias diferentes incidentes sobre ela. No entanto, em nenhum dos 9600 casos da análise estatística do arranjo 16x1 com irradiâncias aleatórias, feito na Subseção 2.2.2 do capítulo anterior, foram obtidos 16 picos. Módulos com irradiâncias muito diferentes contribuem para picos de potência em tensões diferentes da conexão série. Porém, módulos com irradiâncias próximas contribuem para picos em tensões próximas da conexão série. A sobreposição destas contribuições geram pontos de mudança de inclinação dentro de um mesmo pico, que não chegam a provocar diminuições de potência, ou seja, mudanças de uma característica decrescente para uma característica crescente, que é o que caracteriza um novo pico.

No entanto, a justificativa equivocada da técnica baseada nestas hipóteses não fazem seu

Figura 35 – Fluxograma da técnica de MPPT global proposta por Chen *et al.* (CHEN et al., 2014).



Fonte: adaptado de Chen *et al.*(2014).

algoritmo perder sua eficácia no seguimento do máximo global. Os autores aplicam uma rotina Perturba & Observa nos passos 3 e 4 argumentando que, quando a rotina encontrar o pico mais à direita do gráfico tensão-potência do arranjo, nenhum módulo estaria desativado por seus diodos de passagem. Isso seria verdade se o número de picos de uma conexão série sombreada fosse igual ao número de irradiâncias diferentes. Como isso não é verdade, ao alcançar o pico mais à direita, alguns módulos podem estar desativados por seus diodos de passagem. Porém esses módulos desativados por seus diodos de passagem não geram picos e, conseqüentemente, não é necessário salvar pontos durante a execução da rotina Perturba & Observa dos passos 3 e 4.

Algoritmos de GMPPT encontram o GMPP de um arranjo sombreado, rastreando e salvando os valores dos pontos de máxima potência locais dos picos da curva tensão-potência e depois comparando as potências dos pontos salvos. O passo 5 da fase global do algoritmo salva o máximo local de maior tensão, que pode ou não ser o máximo global. Este máximo foi encontrado pela rotina Perturba & Observa dos passos 3 e 4. Estando o ponto de operação neste máximo local, o passo 6 do algoritmo faz a leitura das tensões de todos os módulos e analisa o número de tensões diferentes encontradas. Irradiâncias maiores geram picos em tensões maiores do arranjo. Assim, este número de tensões diferentes dará o número de irradiâncias que podem gerar picos à esquerda do pico mais à direita da curva. Ou, de outra forma, isto dará o máximo número de picos que a curva pode ter com tensões menores que o pico de maior tensão. Assim, o passo 6 divide os módulos em grupos de mesma tensão e, posteriormente, executa um algoritmo interno de ordenação que posiciona os grupos de forma crescente de tensão. Então, o algoritmo terá o número de irradiâncias que podem gerar picos à esquerda do pico mais à direita, em ordem crescente, e o número de módulos com cada uma destas irradiâncias.

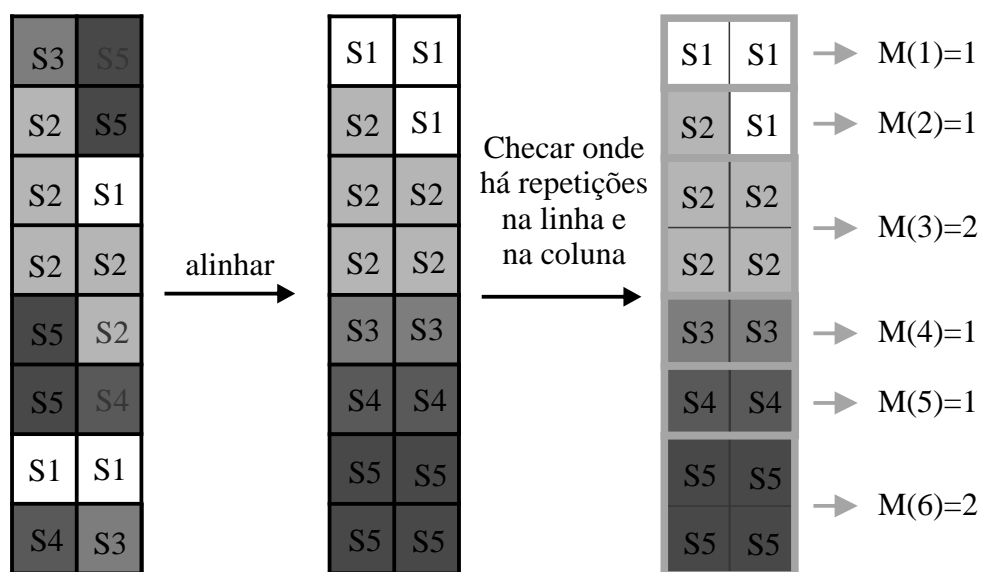
A partir desta ordenação, o algoritmo executa o laço formado pelos passos 8 a 13. O passo 8 leva a tensão de referência do barramento do sistema para 85 % da tensão circuito aberto de um módulo na *STC* multiplicada pela diferença entre o número de módulos do arranjo e quantos desses módulos têm irradiância menor ou igual à irradiância de cada grupo. Em cada atualização do contador j da ordem de cada grupo, a referência de tensão vai para a vizinhança da tensão do ponto de máxima potência que o arranjo teria se todos os módulos com irradiância menor ou igual à irradiância grupo de ordem j estivessem desativados por seus diodos de passagem e o restante dos grupos estivesse com $1000W/m^2$. Com isso, a técnica espera levar o ponto de operação mais rapidamente para a proximidade de cada pico, uma vez que cada possível pico começa e termina em mínimos locais coincidentes com a entrada de um grupo de módulos em condução. Ao alcançar cada referência, o algoritmo roda uma subrotina Perturba & Observa, que faz o ponto de operação subir cada pico e chegar a cada máximo local. Desta forma, a técnica pretende rastrear e salvar as coordenadas de cada máximo local.

Na última passagem pelo passo 13, a condição de passagem para o passo 14 é verdadeira após a referência ser levada para 85 % da tensão do possível pico gerado com apenas os módulos de maior irradiância gerando potência e os demais desativados por seus diodos de passagem. Por

fim, o passo 14 julga qual é o ponto de máxima potência local de maior potência e gera, como última referência da fase global, a tensão deste ponto, o GMPP.

Uma pequena adaptação da técnica proposta por Chen *et al.* é necessária para que esta seja aplicável a arranjos com conexões série paralelo. Esta adaptação é realizada apenas no passo 6 da fase global e está ilustrada na Figura 36 para o arranjo 8x2. O fluxograma da técnica adaptada permanece o mesmo. Após encontrar e salvar o pico mais a direita no passo 5, o algoritmo deve primeiro ordenar as tensões dos módulo de cada conexão série com repetição. Na Figura 36, o retângulo mais a direita mostra uma situação hipotética de irradiâncias para o arranjo 8x2. S1 significa o(s) módulo(s) de menor irradiância de cada conexão série de oito módulos, julgados assim pelo algoritmo por apresentarem a menor tensão. Portanto, S2 são os módulos com a segunda menor tensão no momento do ordenamento, S3 são os módulos com a terceira maior tensão, e assim sucessivamente. É importante esclarecer que S1, S2,...,S5 são informações qualitativas da ordem da tensão em cada conexão série. S4 da conexão série da esquerda tem a quarta menor tensão de desta conexão. S4 da conexão série da direita tem a quarta menor tensão de desta conexão. No entanto, S4 de cada umas destas conexões série não têm necessariamente a mesma tensão. O segundo retângulo já mostra os módulos com suas tensões ordenadas com repetição. A partir deste ponto, agrupamentos na horizontal são realizados em cada ordem de tensão de cada ordenamento. Estes agrupamentos estão ilustrados no retângulo a direita. Caso este agrupamento encontre tensões com a mesma ordem em suas conexões série, um agrupamento vertical é tentado. Caso contrário, o agrupamento é apenas de dois módulos da mesma linha horizontal. Na tentativa de um agrupamento vertical, caso se encontre 4 módulos

Figura 36 – Adaptação da Técnica de Chen *et al.* Para o Arranjo 8x2: cálculo do número de grupos do número de módulos por grupo.



Fonte: próprio autor.

com tensões com a mesma ordem em suas conexões, um agrupamento de 4 módulos é feito. Na figura, dois agrupamentos de quatro módulos foram possíveis. O resultado dos agrupamentos são grupos iguais para cada conexão série. Estes grupos são os grupos da técnica adaptada com seus respectivos número de módulos. Ou seja, para este exemplo, o resultado é $M(1) = 1$, $M(2) = 1$, $M(3) = 2$, $M(4) = 1$, $M(5) = 1$ e $M(6) = 2$.

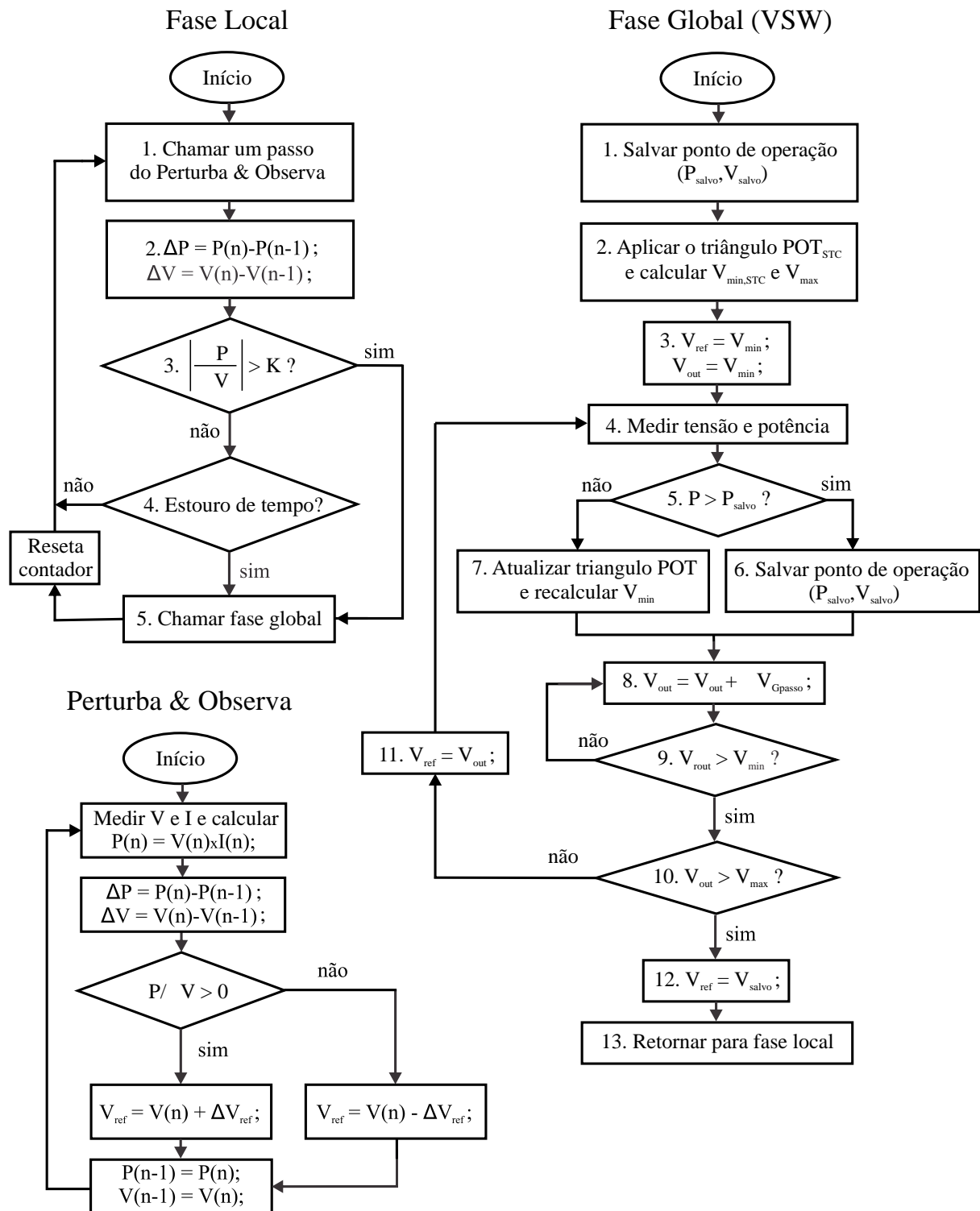
3.3 Técnica de Boztepe et al.(2014)

Boztepe *et al.* (BOZTEPE et al., 2014) também propuseram, em 2014, uma técnica analisando seu desempenho apenas para arranjos série, sem módulos em paralelo. No entanto, esta técnica é geral e pode ser aplicada a qualquer sistema fotovoltaico centralizado sem necessidade qualquer adaptação. Esta técnica, a exemplo da técnica proposta neste trabalho, usa informações conseguidas em análises estatísticas e retas com inclinações baseadas nas correntes. O funcionamento da técnica está ilustrado no fluxograma da Figura 37.

A fase local desta técnica é, novamente, um tradicional algoritmo Perturba & Observa intercalado por dois testes de condições de transição em cascata. Nesta técnica, as duas condições de transição são testadas a cada passo do algoritmo Perturba & Observa. Caso um sombreamento seja detectado a qualquer momento, a fase global é iniciada. E mesmo que nenhum sombreamento seja detectado, o contador de condição temporal causa a entrada periódica no laço global. Como a busca global, usualmente, dura menos de um segundo, entrar no laço global a cada dezena de minutos é uma perda de energia pequena e assegura que o sistema não fique indefinidamente num máximo local que não é global caso o algoritmo de detecção de sombreamento falhe. Neste algoritmo, a detecção de sombreamento é tradicional, pela avaliação de uma mudança brusca de potência. Se derivada da potência em relação à tensão ultrapassa certo limiar, K , um sombreamento é detectado e o laço global é iniciado. Esta detecção não faz a distinção entre sombreamentos totais ou parciais. Desta forma, o sistema pode entrar na fase global sem necessidade, pois em sombreamentos totais a curva tensão-potência continua apresentando um único pico.

O algoritmo da fase global desta técnica recebeu o nome de Busca por Janela de Tensão (*Voltage Window Search - VSW*), pelos autores. Neste algoritmo, é apresentada a ideia de um limite máximo de tensão, avaliado estatisticamente, acima do qual não é necessário realizar a busca. O estudo estatístico que traz a conclusão sobre esse limite foi apresentado na Seção 2.3. Este limite máximo da faixa de tensão de busca observado no estudo foi de $0,887V_{oc,STC,arranjo}$ para uma temperatura de $25^{\circ}C$ nas células. Outra informação extraída do estudo estatístico é o tamanho do passo de tensão usado na busca da curva na fase global. Em estudo também mostrado na Seção 2.3, Boztepe *et al.* chegaram ao resultado de que arranjos formados por uma única conexão série de módulos apresentam uma distância mínima de pelo menos metade do valor da tensão de circuito aberto destes módulos na *STC* entre os picos locais adjacentes de sua curva

Figura 37 – Fluxograma da técnica de GMPPT proposta por Boztepe *et al.* (BOZTEPE et al., 2014).



Fonte: adaptado de Boztepe *et al.* (2014).

tensão-potência. Com este resultado, os autores definiram metade da tensão de circuito aberto de um módulo na *STC* como passo de tensão. Este passo de tensão não é capaz de passar por mais

de um ponto máximo de picos locais.

O primeiro passo da fase global é ler e salvar o ponto de operação do sistema exatamente após a detecção do sombreamento. No segundo passo é realizada a primeira definição do Triângulo de Operação de Potência (*Power Operating Triangle - POT*) e, a partir do ponto salvo no passo anterior, é feito o primeiro cálculo do valor da tensão mínima da janela de tensão, $V_{min,STC}$, da seguinte forma:

$$V_{min,STC} = \frac{P_{salvo}}{I_{sc,STC}}. \quad (10)$$

O POT é definido como uma região do plano tensão-potência com a forma de um triângulo retângulo limitada por uma reta com inclinação referente a uma corrente, uma reta vertical, que estabelece o limite máximo da faixa de tensão de busca, e o eixo das tensões. Este triângulo contém todos os possíveis pontos de operação de um arranjo fotovoltaico que ainda serão varridos durante uma busca com valores crescentes de tensão para qualquer configuração de irradiâncias, múltiplas ou iguais, inferiores a $1000W/m^2$ e para qualquer temperatura nas células superior a $25^{\circ}C$. Assim, o conceito desse triângulo é diferente do conceito do triângulo introduzido por este trabalho na Subseção 2.2.4. Na Subseção 2.2.4, o triângulo dos GMPPs contém todos os possíveis pontos de máxima potência de um sistema sob as mesmas hipóteses de temperatura e irradiância, embora pontos de operação das curvas possam estar no exterior deste triângulo dos GMPPs.

Ambos os triângulos são limitados pelas mesmas retas perpendiculares fixas mencionadas acima, portanto, são triângulos retângulos. A hipotenusa de ambos triângulos é o seguimento de suas retas inclinadas desde o eixo das tensões até o limite máximo da faixa de tensão de busca. Esta hipotenusa guarda uma informação de corrente em sua inclinação. No entanto, enquanto no triângulo dos GMPPs, esta hipotenusa é estática, no POT, a hipotenusa vai tendo sua inclinação diminuída ao longo do algoritmo GMPPT. Esta diminuição de inclinação vai redefinindo os POTs, sempre diminuindo suas áreas. O maior POT possível, diante das hipóteses de irradiância máxima e temperatura mínima, é o POT limitado pela reta com a inclinação definida pela corrente de curto circuito do arranjo com todos os módulos na *STC*. Este POT é chamado POT_{STC} .

A ideia básica da redefinição dos *POTs* é que a inclinação da reta que liga a origem a cada ponto de operação da curva de um arranjo fotovoltaico diminui à medida que a tensão dos pontos de operação aumenta. Este resultado é sempre verdadeiro e significa, em outras palavras, que a corrente de cada ponto de operação de um sistema fotovoltaico, com qualquer condição de sombreamento, diminui à medida que a tensão destes pontos de operação aumenta.

Janela de Tensão (*Voltage Window - VW*) é a faixa de tensão que o algoritmo ainda precisa varrer em busca do GMPP. Esta janela vai sendo redefinida à medida que os *POTs* são redefinidos durante a busca. Os limites da janela de tensão são os pontos de encontro de uma reta com a maior potência já rastreada e salva pelo GMPPT com os limites de cada POT atualizado. O limite superior da janela de tensão é sempre igual ao limite máximo da faixa de tensão de busca,

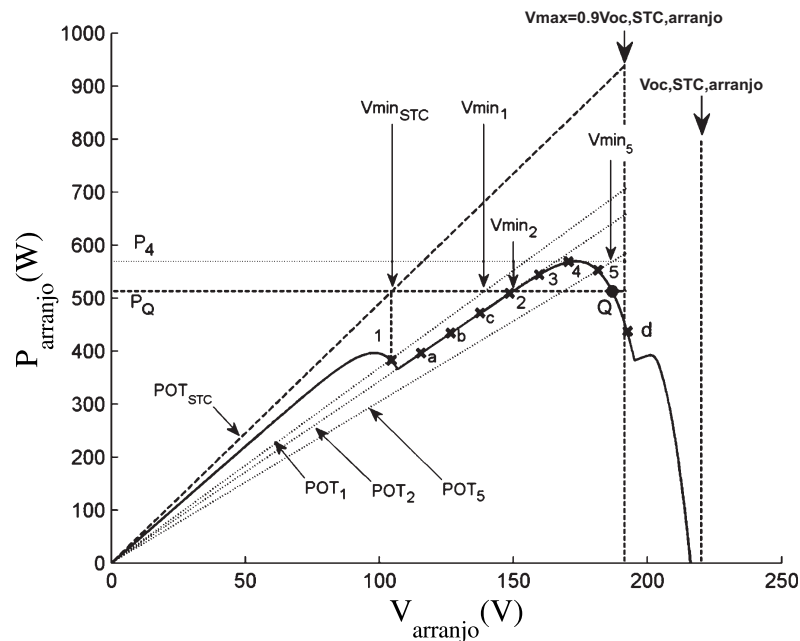
$0,9V_{oc,STC,arranjo}$, um arredondamento de $0,887V_{oc,STC,arranjo}$. Pontos de operação à direita desta reta não precisam ser buscados, pois nunca serão pontos de máxima potência globais. O limite inferior da janela vai sendo redefinido ao longo do rastreamento. O primeiro valor do limite inferior da janela é $V_{min,STC}$.

Numa curva de um arranjo sombreado, cada ponto de operação determina, de forma lógica, que todos os outros pontos da curva com potência inferior a sua não podem ser GMPPs do sistema. Assim, quando o algoritmo na fase global é iniciado, pode-se afirmar duas coisas: que a corrente de todos os pontos do arranjo é inferior à corrente de curto circuito na *STC*, e que a potência do GMPP é maior ou igual a potência do primeiro ponto de operação. Desta forma, o primeiro cálculo do valor da tensão mínima da janela de tensão, presente no passo 2 do algoritmo, avalia qual a tensão do arranjo que se multiplicada pela corrente de curto circuito na *STC* resultaria na potência do ponto de operação atual. Esta tensão é identificada como $V_{min,STC}$, dada por 1. Como o ponto de operação de um sistema fotovoltaico em qualquer tensão diferente de zero tem corrente menor que a de curto circuito, a tensão que multiplicada pela corrente de curto circuito resultaria na potência do último ponto salvo, na verdade, resulta numa corrente menor que a de curto circuito e, portanto, numa potência menor que a do ponto atual. Além disso, qualquer tensão inferior a esta precisaria de uma corrente maior que a de curto circuito *STC* para gerar a mesma potência. Com isso, fica explicado que nenhuma tensão menor ou igual a $V_{min,STC}$ pode gerar um ponto de operação com potência maior que do primeiro ponto de operação salvo.

Graficamente, como exemplo, o primeiro cálculo do valor da tensão mínima da janela de tensão, $V_{min,STC}$, está mostrado na Figura 38. Nesta Figura, o ponto *Q* é o primeiro ponto de operação ao entrar na fase global, salvo em P_{salvo} no passo 1 do algoritmo por ser a maior potência rastreada até então. O ponto de encontro da reta da potência constante do primeiro ponto salvo e a hipotenusa do *POT,STC* tem tensão $V_{min,STC}$. Portanto, $V_{min,STC}$ é dado por 1 e é calculado no passo 2 do algoritmo. Assim, o passo 3 do algoritmo leva a primeira referência de tensão da fase global, $V_{ref,1}$, para $V_{min,STC}$, excluindo da faixa de busca tensões menores que $V_{min,STC}$ já que nenhum deles pode ter potência maior que a potência salva no passo 1 do algoritmo. A partir daí o algoritmo buscará a curva sempre no sentido de aumento da tensão.

Do passo 4 até o passo 10 do algoritmo está um laço que determinará a busca na curva a partir de $V_{min,STC}$ até que a referência alcance o limite máximo de tensão de busca, $V_{max} = 0,9V_{oc,STC,arranjo}$. O aumento de tensão de $V_{min,STC}$ até V_{max} se dá em passos de tensão iguais ou múltiplos do passo mínimo de tensão, que é metade da tensão de circuito aberto de um módulo na *STC*, $0,5V_{oc,STC,arranjo}$. O passo 5 do algoritmo julga como se dará todo passo de tensão da busca a partir deste momento. Assim, cada uma atualização da tensão de referência até que se chegue a V_{max} corresponde a uma passagem completa num laço iniciado e finalizado no passo 5. Nestes laços, a escrita da referência de tensão se dá sempre no passo 11 a partir de atualizações de V_{ref} . V_{out} é uma variável auxiliar. O primeiro laço possível envolve os passos

Figura 38 – Funcionamento da técnica de GMPPT proposta por Boztepe *et al.* (BOZTEPE *et al.*, 2014).



Fonte: adaptado de Boztepe *et al.* (2014).

5,6,8,9,10,11 e volta ao 5 e ocorre se a potência do ponto de operação atual é maior que ou igual a última potência salva em P_{salvo} . Nesta laço o passo de tensão dado é o mínimo, determinado no passo 6 do algoritmo. O segundo laço possível envolve os passos 5,7,8,9,10,11 e volta ao 5 e ocorre se a potência do ponto de operação atual é menor que a última potência salva em P_{salvo} . Este laço tem um laço interior formado pelos passos 8 e 9 que determina o número de vezes o passo mínimo de tensão que terá o passo de tensão dado no passo 11 do algoritmo. Assim, o segundo laço possível ocorre quando uma atualização do POT é possível. Uma atualização do POT é possível quando a potência do ponto de operação atual é menor que a última potência salva em P_{salvo} . A atualização do POT é simplesmente a diminuição da inclinação da reta que determina a hipotenusa do triângulo para o ângulo arcotangente da corrente do ponto de operação atual. Como todos os pontos de tensão maior que a de cada ponto de operação apresentam corrente menor que a do ponto de operação, o novo POT contém todos os pontos de operação que ainda podem ser alcançados com referências de tensão sempre crescentes em tensão. Junto a cada atualização de POT é realizado um cálculo de V_{min} que diminui a janela de busca. Cada novo valor de V_{min} é dado por:

$$V_{min,i} = \frac{P_{salvo}}{I_i}. \tag{11}$$

O novo valor de V_{min} é o ponto de encontro da reta que contém a hipotenusa do novo POT com a reta de potência constante do último ponto salvo. Uma vez que a nova reta hipotenusa é referente a uma corrente menor que a do ponto de operação anterior, o ponto de encontro desta reta hipotenusa com uma a reta de potência, que tem potência maior ou igual a do ponto de

operação anterior, será em uma tensão maior que a do ponto de operação anterior. Desta forma, cada atualização de V_{min} diminui a janela de busca. Assim, o novo valor de V_{min} avalia qual a tensão do arranjo que se multiplicada pela corrente do ponto de operação anterior resultaria na maior potência já salva. Como o novo valor de V_{min} levará o rastreamento para uma corrente menor que a do ponto anterior, a potência do novo ponto de operação será menor que a maior potência já salva. A sequência de laços iniciados e finalizados no passo 5 do algoritmo é finalizada quando a condição do passo 10 do algoritmo é respeitada, levando aos passos 12 e 13 do algoritmo e sua posterior volta à fase local.

Graficamente, como continuidade do exemplo da Figura 38. Após definir a primeira referência de tensão como $V_{min,STC}$, o algoritmo chega pela primeira vez ao passo 5 do algoritmo. Neste passo, como P_{salvo} , a potência do ponto Q é maior que a atual, um laço dos passos 5,7,8,9,10,11 e 5 é realizado. O ponto 2 indica uma referência gerada pelo algoritmo que é resultado de um passo de tensão de 4 vezes o passo mínimo, resultante da primeira atualização de POT , o POT_1 , junto a um recálculo de V_{min} , $V_{min,1}$. De forma geométrica, este cálculo é a aferição da tensão onde a hipotenusa do POT_1 encontra a reta de potência constante de Q , como determina o passo 7 do algoritmo. Como a diferença entre a tensão $V_{min,STC}$, a primeira referência da fase global, e $V_{min,1}$ é maior que três vezes o passo mínimo de tensão, V_{out} passa por 4 valores. Os três primeiros valores são mostrados no gráfico pelos pontos a , b , e c . Estes pontos não são referências geradas. Eles são resultados do laço interior formado pelos passos 8 e 9 do algoritmo. Quando V_{out} é atualizado pela quarta vez pelo passo 8, a condição 9 é respeitada e o algoritmo passa para o passo 10 onde a condição é negada. Assim, o algoritmo passa para o passo 11 onde a tensão de referência é atualizada como $V_{ref} = V_{out}$. Desta forma, o passo de tensão $V_{ref,2} - V_{ref,1}$ é de quatro vezes o passo mínimo de tensão.

O ponto 3 também é uma referência gerada por uma atualização de POT , o POT_2 , e recálculo da tensão mínima da janela de busca, $V_{min,2}$, a partir da hipotenusa do POT_2 e a reta de horizontal com o valor de P_{salvo} , pois a potência do ponto 2 ainda é menor que P_{salvo} que persiste com a potência do ponto Q . Esta referência é gerada novamente pelo laço dos passos 5,7,8,9,10,11 e 5. No entanto, quando V_{out} assume o primeiro valor ele já supera $V_{min,2}$ e os passos 8 e 9 do algoritmo são percorridos uma única vez ocasionando um passo de tensão de apenas uma vez o passo mínimo.

Ao alcançar o ponto 3, a potência deste ponto é maior P_{salvo} , assim o algoritmo passa para o laço dos passos 5,6,8,9,10,11 e 5. Nesta laço, P_{salvo} é atualizado no passo 6. Nenhuma atualização é, portanto, realizada em V_{min} . Assim a condição 9 é validada com apenas uma passagem do algoritmo 8 e 9, ocasionando um passo de tensão de apenas uma vez o passo mínimo de tensão na geração da referência $V_{ref,4}$ do ponto 4.

Ao alcançar o ponto 4, a potência deste ponto é maior P_{salvo} , que neste momento tem a potência do ponto 3. Assim o algoritmo passa mais uma vez pelo laço dos passos 5,6,8,9,10,11 e 5. P_{salvo} é atualizado para o valor da potência do ponto 4, nenhuma atualização é realizada

em V_{min} , a condição 9 é validada com apenas uma passagem do algoritmo 8 e 9 e um passo de tensão de apenas uma vez o passo mínimo de tensão gera a referência $V_{ref,5}$ do ponto 5.

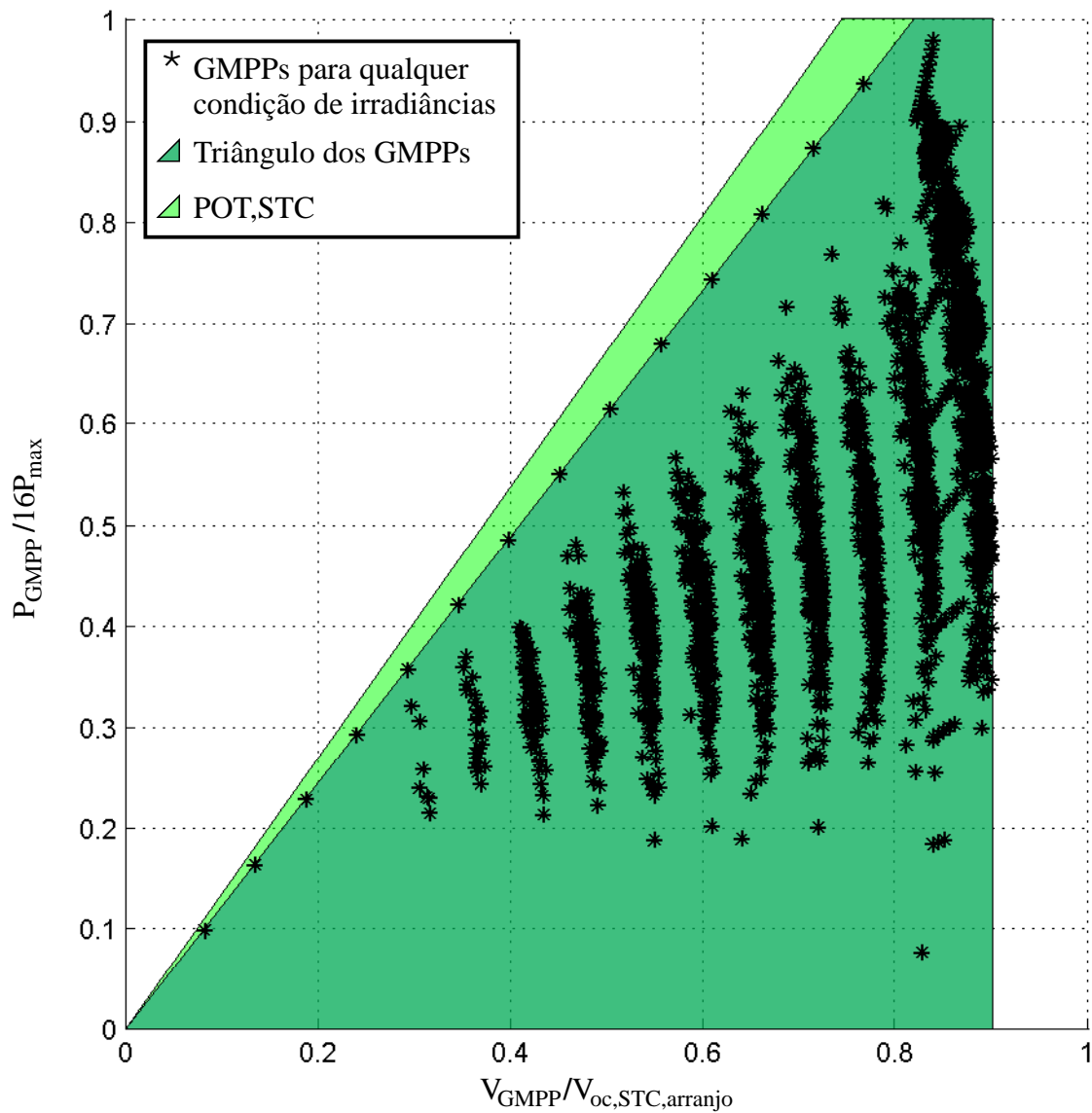
Por fim, ao alcançar o ponto 5, a potência deste ponto volta a ser menor que P_{salvo} e o algoritmo volta ao laço dos passos 5,7,8,9,10,11 e 5, que desta vez não é completado. V_{min} é recalculado para $V_{min,5}$ a partir da hipotenusa do POT_5 e a reta de potência constante com a potência do ponto 4, salva em P_{salvo} . Porém, quando V_{out} assume o primeiro valor em busca de superar $V_{min,5}$, ilustrado pelo ponto d , ele supera V_{max} , o limite máximo da faixa de tensão de busca. Assim, o algoritmo sai do laço e passa para o passo 12 do algoritmo, onde a referência é levada pra V_{salvo} que possui a tensão da curva que gerou a potência salva em P_{salvo} , portanto a tensão do ponto 4. A partir deste ponto, no passo 12, o algoritmo é levado de volta à fase local onde o algoritmo Perturba & Observa leva o ponto de operação para o topo do pico onde o ponto de referência de maior tensão gerado pela fase global está localizado.

3.4 Técnica do Triângulo dos GMPPs

Utilizando algumas conclusões importantes retiradas do estudo estatístico realizado na Seção 2.2, é proposta uma nova técnica de GMPPT baseada, também, na diminuição progressiva da faixa de tensão onde é necessário buscar o GMPP da curva de um arranjo sombreado. Esta diminuição progressiva faz uso da região triangular apresentada na Seção 2.2, o Triângulo dos GMPPs, e de conclusões que o próprio histórico de busca pelo GMPP pode gerar. Por utilizar desta região, a técnica será chamada de Técnica do Triângulo dos GMPPs.

A região limitante apresentada, o Triângulo dos GMPPs, é um triângulo retângulo. A hipotenusa deste triângulo é a reta que parte da origem com inclinação referente à corrente de máxima potência de um arranjo com todos os seus módulos na STC. Isto define uma diferença entre esta região triangular e a região proposta por Boztepe *et al.*, que tem sua hipotenusa com inclinação dada pela corrente de curto circuito de um arranjo com todos os seus módulos na STC. Assim, a inclinação do triângulo proposto por Boztepe *et al.* é maior que a do Triângulo dos GMPPs. Portanto, a nova região triangular da técnica proposta, o Triângulo dos GMPPs, é uma região de busca menor que a região triangular POT_{STC} . Assim, a diferença entre as duas regiões, que pode ser visualizada na Figura 39, inclui os pontos de operação do arranjo que nunca serão pontos de máxima potência sob as hipóteses de irradiância e temperatura definidas. Nesta figura, o triângulo verde escuro é o triângulo dos GMPPs e o triângulo verde claro é POT_{STC} .

A reta de tensão constante que limita este triângulo pela direita é resultado do estudo estatístico apresentado na Subseção 2.2.2. Neste estudo com 28800 simulações de sistemas fotovoltaicos de 16 módulos com inversor centralizado com irradiâncias aleatórias, 9600 das quais com os módulos a $25^{\circ}C$, a maior tensão de um GMPP foi igual a 0,899 da tensão de circuito aberto do arranjo com todos os módulos na STC, $V_{oc,STC,arranjo}$. Portanto, um arredondamento deste valor, $0,9V_{oc,STC,arranjo}$, foi assumido como o máximo valor de tensão

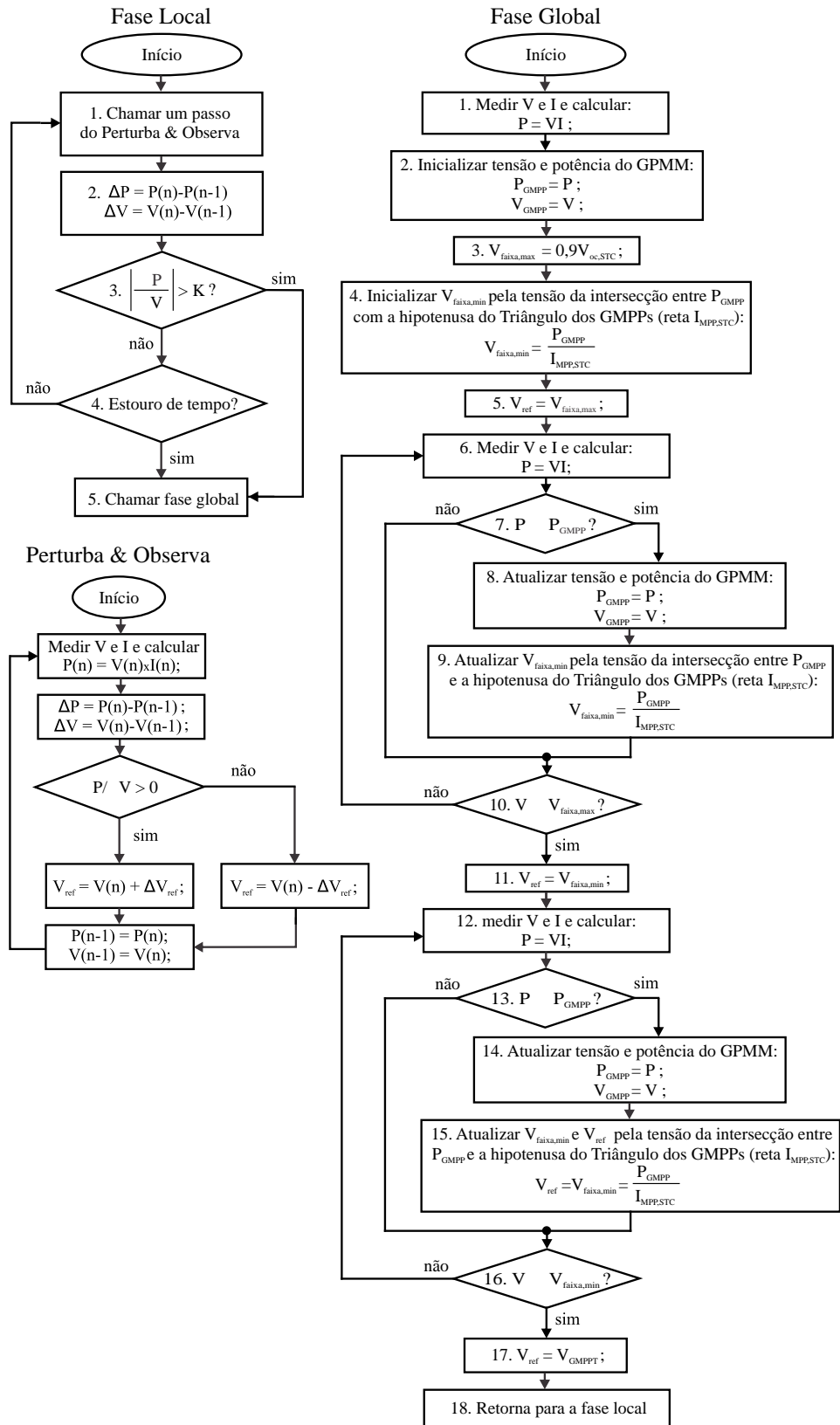
Figura 39 – Triângulo dos GMPPs e POT_{STC} .

Fonte: próprio autor.

onde é estatisticamente possível encontrar um GMPP para arranjos centralizados com 16 módulos e utilizado como limite máximo da faixa de tensão de busca.

O fluxograma da técnica está mostrado na Figura 3.4. Na sua fase local, o algoritmo da técnica proposta não traz nenhuma inovação, usa o tradicional algoritmo Perturba & Observa intercalado pelos dois testes de condição de transição para a fase global. Os testes são de detecção de sombreamento ou estouro de um contador periódico. A qualquer momento, qualquer teste de condição verdadeira leva à transição para fase global. O teste de detecção de sombreamento faz a avaliação da variação da potência em relação à variação da tensão no último passo realizado pelo algoritmo Perturba & Observa. Caso a variação seja superior a um limiar constante, K , um sombreamento é caracterizado.

Figura 40 – Funcionamento da técnica do Triângulo dos GMPPs.



Fonte: próprio autor.

Algumas técnicas focam seus trabalhos na construção de algoritmos GMPPT isolados do controle de tensão, corrente e potência do inversor, como se este controlador fosse executado em outro hardware independente. No entanto, o controle em malha fechada da tensão do barramento c.c. para uma tensão de referência e a geração desta tensão de referência por um algoritmo GMPPT são, comumente, funções executadas por um mesmo microcontrolador ou microprocessador digital de sinais. Desta forma, a cada medição de tensão e corrente de um arranjo, necessária para o controle de tensão, corrente e potência do inversor, é possível passar esta informação para o algoritmo GMPPT que processa a informação. Com isso, não há necessidade do algoritmo GMPPT definir uma tensão de referência, esperar o controle convergir para esta nova tensão, para, daí, realizar uma nova medição de tensão e corrente e, em seguida, executar novamente o GMPPT. A técnica proposta se vale do fato que, ao estabelecer uma nova tensão de referência, enquanto o algoritmo converge para esta nova tensão, pode-se usar as informações das múltiplas medições do algoritmo de controle para atualizar a própria tensão de referência além de outras variáveis do GMPPT na mesma frequência que o algoritmo de controle atualiza sua corrente de referência.

Desta forma, a técnica proposta não ignora o fato do controle de tensão e do GMPPT, gerador das referências do controle, serem parte de um único controlador digital. Pelo contrário, ela faz uso deste fato. Portanto, esta técnica exige que o algoritmo de geração de tensões de referência para o arranjo fotovoltaico deve ser executado conjuntamente com o controle de tensão do barramento c.c. Assim, enquanto a tensão alcança a referência, essa referência pode ser atualizada pelo algoritmo GMPPT. No entanto, isto é feito de uma forma regulada para evitar instabilidade e lentidão no controle de tensão.

O algoritmo da Fase Global é iniciado com a medição da tensão e da corrente do ponto de operação em que o sistema entrou na fase global, com o posterior cálculo da sua potência, no passo 1. Este primeiro ponto de operação da fase global é o de maior potência até então pois foi o único a ser contabilizado. Portanto, o passo 2 deste algoritmo inicializa as variáveis P_{GMPP} e V_{GMPP} com os valores deste primeiro ponto de operação. Ao longo de simulação, a cada leitura realizada, P_{GMPP} e V_{GMPP} sempre guardarão o par de valores tensão-potência do ponto de maior potência da curva tensão-potência do arranjo fotovoltaico buscado. Os passos 3 e 4 do algoritmo inicializam os limites superior da faixa de busca onde o GMPP pode ser encontrado. Ao longo da simulação esta faixa de tensão de busca vai sendo reduzida pelo aumento do limite inferior da faixa de tensão de busca, $V_{faixa,min}$. O limite máximo da faixa de busca é inicializado, e será sempre mantido, com o valor arredondado da tensão da reta vertical que delimita o Triângulo dos GMPPs pela direita:

$$V_{faixa,max} = 0,9V_{oc,STC,arranjo}. \quad (12)$$

O limite mínimo da faixa de busca é inicializado pela tensão do ponto de encontro da hipotenusa do Triângulo dos GMPPs com a reta da potência do ponto de operação no instante do

sombreamento, inicializada em P_{GMPP} :

$$V_{faixa,min} = \frac{P_{GMPP}}{I_{MPP,STC}}. \quad (13)$$

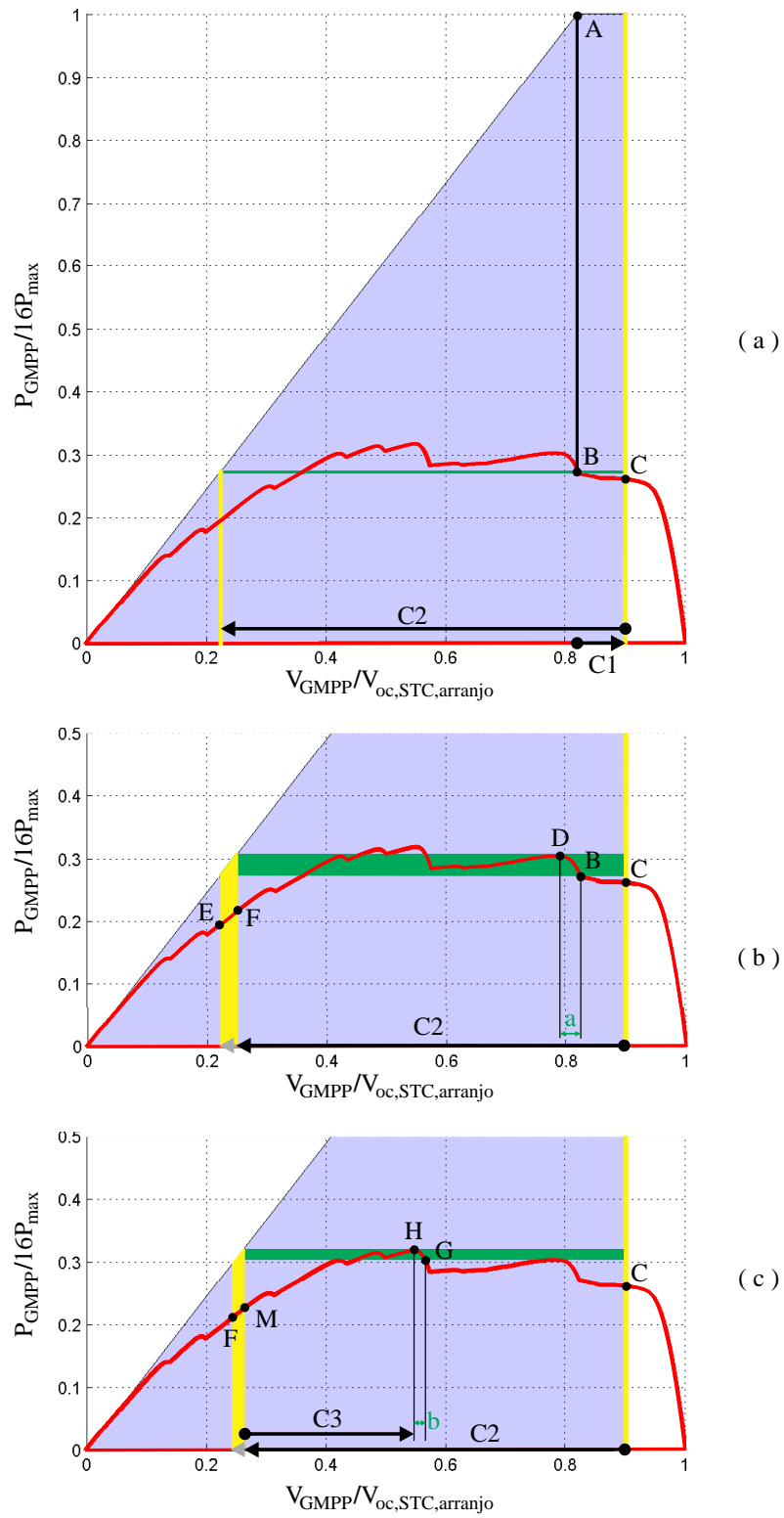
Uma ilustração que exemplifica o funcionamento da técnica do algoritmo da Figura está mostrada na Figura 41. Na Figura 41 (a), as linhas verticais em amarelo determinam a inicialização de $V_{faixa,max}$ e $V_{faixa,min}$. $V_{faixa,max}$ é um limite fixo. No entanto, $V_{faixa,min}$ é aumentando ao longo da fase global diminuindo a faixa de tensão de busca.

Após esta inicialização, o limite máximo da faixa de tensão de busca é definido como a referência de tensão do algoritmo GMPPT, como determina o passo 5 do algoritmo. Após esta definição, o algoritmo executa, a cada passo de leitura e escrita do controlador ou o laço dos passos 6,7,8,9,10 e 6 ou o laço dos passos 6,7,10 e 6. A condição do passo 7 do algoritmo definirá qual o laço realizado a cada passo de leitura e escrita do algoritmo. Se uma potência maior que a salva em P_{GMPP} for calculada no passo 6, o passo 7 leva o algoritmo para os passos 8 e 9. No passo 8, esta nova maior potência buscada até então é salva em P_{GMPP} e a tensão que gerou esta potência é salva em V_{GMPP} . No passo 9, esta nova maior potência buscada é comparada com a hipotenusa, como em (13), e acontece uma atualização do limite inferior da faixa de tensão de busca, $V_{faixa,min}$. Se uma potência maior que a salva em P_{GMPP} for calculada no passo 6, o passo 7 faz o algoritmo pular para a condição do passo 10. O algoritmo permanecerá entre estes dois laços até que a condição do passo 10 seja satisfeita. Desta forma, estes dois laços são responsáveis pela busca da curva desde o ponto de operação inicial da fase global até o ponto de operação onde a tensão alcança a referência fixada em $V_{faixa,max}$. Esta é uma busca que procura pontos com potência maior que qualquer outro já buscado na curva. Caso um ponto como esse seja encontrado, ele é usado para se aumentar $V_{faixa,min}$, diminuindo a faixa de tensão de busca.

Na Figura 41 (a), o ponto B é o ponto de operação do sistema logo após um sombreamento a partir de uma condição sem sombreamento com todos os módulos em STC indicada pelo ponto A . Assim, B é o ponto inicial da fase global e tem seus valores de tensão e corrente calculador pelo passo 1 do algoritmo, seu valor de potência calculado e salvo em P_{GMPP} juntamente com a tensão medida salva em V_{GMPP} pelo passo 2 do algoritmo. No passo 3 do algoritmo, a reta vertical em amarelo da direita é inicializada e fixada como $V_{faixa,max} = 0,9V_{oc,STC,arranjo}$. No passo 4 do algoritmo, $V_{faixa,min}$ é obtido como a tensão do ponto de encontro da hipotenusa do Triângulo dos GMPPs (em azul) com a reta com a potência salva em P_{GMPP} (em verde). A reta vertical em amarelo da direita tem a tensão de $V_{faixa,min}$. É importante observar que encontrar a tensão do ponto de encontro entre hipotenusa e reta de P_{GMPP} é a operação geométrica que corresponde à operação algébrica de (13).

A referência de tensão é escolhida como $V_{faixa,max}$ no passo 5 do algoritmo. Assim, o caminho de tensão $C1$ mostra o aumento da tensão até alcançar a referência. Quando a referência é alcançada o ponto de operação do sistema é o ponto C . Nesta caminho $C1$, nenhuma potência superior à inicializada em P_{GMPP} , a potência do do ponto B , é buscada. Portanto, não há

Figura 41 – Fluxograma da fase global da técnica de GMPPT proposta: Técnica do Triângulo dos GMPPs.



Fonte: próprio autor.

atualização de $V_{faixa,min}$ no caminho $C1$. Assim, em todo caminho $C1$, o algoritmo persiste no laço dos passos 6,7,10 e 6. A alcançar C , a condição do passo 10 do algoritmo é validada passando o algoritmo pro passo 11 que muda a referência para $V_{faixa,min}$, que ainda é a mesma da inicialização da fase global do algoritmo.

Na Figura 41 (a), o ponto B é o ponto de operação do sistema logo após um sombreamento a partir de uma condição sem sombreamento com todos os módulos em STC indicada pelo ponto A . Assim, B é o ponto inicial da fase global e tem seus valores de tensão e corrente calculador pelo passo 1 do algoritmo, seu valor de potência calculado e salvo em P_{GMPP} juntamente com a tensão medida salva em V_{GMPP} pelo passo 2 do algoritmo. No passo 3 do algoritmo, a reta vertical em amarelo da direita é inicializada e fixada como $V_{faixa,max} = 0,9V_{oc,STC,arranjo}$. No passo 4 do algoritmo, $V_{faixa,min}$ é obtido como a tensão do ponto de encontro da hipotenusa do Triângulo dos GMPPs (em azul) com a reta com a potência salva em P_{GMPP} (em verde). A reta vertical em amarelo da direita tem a tensão de $V_{faixa,min}$. É importante observar que encontrar a tensão do ponto de encontro entre hipotenusa e reta de P_{GMPP} é a operação geométrica que corresponde à operação algébrica de (13).

A referência de tensão é escolhida como $V_{faixa,max}$ no passo 5 do algoritmo. Assim, o caminho de tensão $C1$ mostra o aumento da tensão até alcançar a referência. Quando a referência é alcançada o ponto de operação do sistema é o ponto C . Nesta caminho $C1$, nenhuma potência superior à inicializada em P_{GMPP} , a potência do do ponto B , é buscada. Portanto, não há atualização de $V_{faixa,min}$ no caminho $C1$. Assim, em todo caminho $C1$, o algoritmo persiste no laço dos passos 6,7,10 e 6. A alcançar C , a condição do passo 10 do algoritmo é validada passando o algoritmo pro passo 11 que muda a referência para $V_{faixa,min}$, que ainda é a mesma da inicialização da fase global do algoritmo.

É importante observar que a técnica não tem um passo de tensão fixo. A definição de $V_{faixa,max}$ como tensão de referência não pode ser entendida como um passo único do algoritmo GMPPT e nem um passo que tem um período fixo. Ele é um passo de tensão que demorará o tempo necessário para o algoritmo de controle carregar o capacitor do barramento a tensão de referência, V_{ref} . Ao longo deste tempo, o algoritmo faz várias leituras de tensão e corrente, estas sim com período de amostragem fixo, definido pelo algoritmo de controle. Com esse mesmo período de amostragem ou todo o laço dos passos 6,7,10 e 6 é percorrido, ou todo laço dos passos 6,7,8,9,10 e 6 é percorrido.

Contudo, a relação entre a tensão de circuito aberto do arranjo, a capacitância do barramento c.c. e o período de amostragem e execução do algoritmo deve ser motivo de atenção no projeto do sistema fotovoltaico. Caso esse período seja muito grande, o programa poderá ler pontos de operação com tensões muito distantes e, com isso, pular picos que poderiam conter o GMPP do arranjo com determinada condição de sombreamento parcial. Portanto, é importante assegurar que, na condição onde o capacitor do barramento esteja carregando ou descarregando com a máxima corrente possível, o período de amostragem seja tal que a diferença

de tensão entre duas amostragens seja inferior à mínima distância entre picos adjacentes de cada arranjo. Esta mínima distância entre picos adjacentes foi motivo de uma análise concluída pela Tabela 1, ilustrada na Seção 2.2. Considerando que a máxima corrente com a qual o capacitor de barramento pode carregar ou descarregar seja a corrente de curto circuito do arranjo 16x1 na *STC* e visto que a mínima distância entre picos adjacentes deste arranjo é 10,67V, para uma capacitância de 1 mF no barramento, o período de amostragem máximo seria:

$$T_{max} = \frac{(10,67V)(10mF)}{8,21A} = 1,29ms \quad (14)$$

Este é um período de amostragem comum em microcontroladores. Em arranjos 8x2 e 4x4, para respeitar passos menores entre picos adjacentes, a frequência do controlador precisaria ser bem mais alta, para a mesma capacitância. Como a corrente de curto circuito destes arranjos é maior, limitar a corrente de carga e descarga do controlador seria uma solução, aumentar a capacitância do barramento outra. Porém, não se poderia evitar uma frequência de amostragem elevada para o rastreamento de toda curva.

Prosseguindo o algoritmo, após a condição do passo 10 ser validada, o algoritmo passa pro passo 11 que muda a referência para $V_{faixa,min}$. Após esta definição, o algoritmo executa, a cada passo de leitura e escrita do controlador ou o laço dos passos 12,13,14,15,16 e 12 ou o laço dos passos 12,13,16 e 12. A condição do passo 13 do algoritmo definirá qual o laço realizado a cada passo de leitura e escrita do algoritmo. Se uma potência maior que a salva em P_{GMPP} for calculada no passo 12, o passo 13 leva o algoritmo para os passos 14 e 15. No passo 14, esta nova maior potência buscada até então é salva em P_{GMPP} e a tensão que gerou esta potência é salva em V_{GMPP} . No passo 15, esta nova maior potência buscada é comparada com a hipotenusa, como em (13), e acontece uma atualização de $V_{faixa,min}$ juntamente com uma atualização da própria referência que está sendo perseguida. Já se uma potência maior que a salva em P_{GMPP} for calculada no passo 6, o passo 7 faz o algoritmo ir diretamente para a condição do passo 16. O algoritmo permanecerá entre estes dois laços até que a condição do passo 16 seja satisfeita. Desta forma, estes dois laços são responsáveis pela busca da curva desde o ponto de operação inicial da fase global até o ponto de operação onde a tensão alcança a referência $V_{faixa,min}$ atualizada.

Na Figura 41 (b), o ponto F indica o ponto de operação que a curva teria com a tensão no valor do $V_{faixa,min}$ da inicialização da fase global. Este valor de $V_{faixa,min}$ foi inicializado no ponto quando o ponto de operação foi o ponto B e não foi atualizado durante todo o caminho $C1$. Assim, no exemplo, no passo 11 do algoritmo, a tensão de F é escolhida como referência de tensão. No entanto, no caminho $C2$, a partir do ponto C , esta referência de tensão que está sendo seguida pode ser atualizada. Isto acontece quando o ponto de operação passa de volta por B . Imediatamente após B e durante toda a trajetória de B para D , enquanto a tensão diminui na direção de $V_{faixa,min}$, valores crescentes de potência são obtidos. Assim, cada amostragem nessa trajetória terá um valor de potência maior que todas as potências buscadas até então. Com isto, entre cada par de amostragens e escritas dessa trajetória, o laço dos passos 12,13,14,15,16 e 12

é executado gerando atualizações de P_{GMPP} , em cada passo 14, e consequentes atualizações de $V_{faixa,min}$, em cada passo 15. Cada atualização de $V_{faixa,min}$ é obtida pelo cálculo do ponto de encontro da hipotenusa do Triângulo dos GMPPs (em azul) com a cada reta vertical com os subsequentes valores salvos em P_{GMPP} (em verde) durante esta trajetória. Isto é representado pelos trapézios em verde e amarelo na Figura 41. Estes trapézios são retas horizontais (em verde) de várias atualizações de P_{GMPP} justapostas gerando, por comparação com a hipotenusa, retas verticais (em amarelo) de várias atualizações de $V_{faixa,min}$ justapostas.

Após alcançar o ponto de operação D , o algoritmo seguirá no laço dos passos 12,13,16 e 12, sem novas atualizações de P_{GMPP} e $V_{faixa,min}$ enquanto, seguindo agora a referência da tensão do ponto F , o ponto de operação do sistema segue a trajetória de D até G . Ao chegar em G , o algoritmo volta ao laço dos passos 12,13,14,15,16 e 12. Assim, na trajetória de G até H , entre cada par de amostragens e escritas do controlador, atualizações de P_{GMPP} acontecem em cada passo 14, e consequentes atualizações de $V_{faixa,min}$ acontecem em cada passo 15. A última atualização de P_{GMPP} e de $V_{faixa,min}$ acontece no ponto H , o GMPP da curva, ainda não identificado como tal. Potanto, a comparação da reta de potência do ponto H com a hipotenusa do Triângulo dos GMPPs gera a tensão do ponto M como a última referência de tensão do caminho $C2$. A partir deste ponto, na trajetória de H até a referência em M , não tem valores de potência maiores que o salvo em P_{GMPP} no ponto H . Assim, ao chegar em H e encontrar a hipotenusa do Triângulo dos GMPPs, o algoritmo GMPPT pode concluir que H é o GMPP do sistema, pois H foi o ponto de maior potência buscado e por não poder haver GMPPs com correntes maiores que a corrente da hipotenusa do Triângulo dos GMPPs, $I_{MPP,STC}$, sob a hipótese que todos os módulos estão em irradiâncias menores que $1000 W/m^2$.

É necessário observar que, enquanto o algoritmo de controle segue em direção à tensão de referência no limite mínimo da faixa de busca, este valor de referência pode estar sendo mudado, continuamente. No entanto, isto não será um problema para a eficácia do controle de tensão, uma vez que esta mudança de referência não influi nem no sinal nem na característica decrescente do erro do controlador até que a referência seja alcançada.

A escolha de se ir primeiramente para limite máximo da faixa de busca para, posteriormente, ir de volta até o limite mínimo desta faixa tem motivações. Nas simulações feitas com irradiâncias aleatórias, em torno de 75 % dos pontos de máxima potência encontrados estavam em tensões superiores a $0,7V_{oc,STC}$ e em torno de 50 % dos pontos de máxima potência global foram encontrados em tensões superiores a $0,8V_{oc,STC}$. Além disso, caso o algoritmo tenha entrado na fase global advindo de uma condição anterior sem sombreamento algum, o sistema estará com uma tensão em torno de $0,82V_{oc,STC}$ que é tensão típica do ponto de máxima potência de um arranjo não sombreado na STC . Este valor de tensão é muito mais próximo do limite máximo da faixa, que é fixo em $0,9V_{oc,STC}$, do que do limite mínimo da faixa, mesmo nos casos de sombreamentos suaves em que o algoritmo entre na fase global em um ponto de operação de potência pouco mais alta da não sombreada. Quanto mais alto o valor salvo

em P_{GMPP} menor é a faixa de busca de tensão. Como o algoritmo terá que rastrear a curva até $0.9V_{oc,STC}$ de qualquer forma, pois este valor é fixo, é mais rápido partir para este ponto primeiramente. Nesta direção, o GMPP pode até nem ser encontrado, mas todas as leituras de valores superiores de potências neste caminho podem servir para atualizar a extremidade esquerda da faixa de busca, $V_{faixa,min}$. Na realidade, quando a busca de tensão seguir o caminho de volta, antes de alcançar o limite mínimo da faixa, $V_{faixa,min}$, a busca certamente passará pelo ponto de máxima potência da curva, garantindo que $V_{faixa,min}$ será atualizada pelo valor da potência do ponto de máxima potência da curva.

Desta forma, após o limite mínimo da faixa de busca, $V_{faixa,min}$, representado pelo ponto H no exemplo, ser alcançado, a condição do passo 16 do algoritmo é validada. Assim, o algoritmo passa para o passo 17, que define como referência a tensão do GMPP da curva já identificada e salva em V_{GMPP} . Graficamente, o sistema faz seu último caminho pela curva, $C3$, de encontro ao GMPP, sem mais necessidade de qualquer medição ou julgamento pelo algoritmo MPPT. Quando esta referência for alcançada, a fase global do algoritmo é finalizada, entrando na fase local, onde o algoritmo Perturba & Observa fará o refinamento do ponto de operação alcançando o GMPP.

3.5 Conclusão do Capítulo

Neste capítulo, duas técnicas de GMPPT apresentadas na literatura, foram estudadas e um algoritmo de GMPPT inédito foi apresentado. Detalhes do funcionamento destas técnicas foram mencionados e ficarão mais claros quando, no próximo capítulo, curvas da dinâmica de sistemas fotovoltaicos controlados por estes algoritmos forem apresentadas. Nesta apresentação, referência aos passos dos algoritmos aqui apresentados serão realizadas. Estas curvas dinâmicas, ao fim do próximo capítulo, serão comparadas para uma avaliação comparativa destas técnicas.

4 Comparação entre as Técnicas de GMPPT

Neste capítulo, são detalhadas metodologias e exibidos os resultados de um estudo das características dinâmicas de sistemas fotovoltaicos com inversor centralizado sob sombreamento parcial sendo rastreados pelas técnicas de GMPPT detalhadas no Capítulo 3 em busca de seus pontos de máxima potência global. Para alguns dos vetores de 16 irradiâncias que geraram pontos dos gráficos de distribuição dos GMPPTs do Capítulo 2, curvas do comportamento temporal da tensão e da potência durante as rotinas de GMPPT destas técnicas serão ilustradas. Estas curvas foram conseguidas pela reconstrução das técnicas de Chen *et al.* e Boztepe *et al.* (2014) e pela construção da técnica do triângulo de máxima potência em programas em linguagem C, e pela simulação da interação destes programas interagindo com o modelo do sistema fotovoltaico construído no *software Matlab/Simulink*.

Desta forma, a partir da obtenção destes comportamentos dinâmicos, algumas características são observadas para a análise da eficiência de cada técnica:

- Tempo de busca - tempo decorrido entre o instante em que uma técnica de GMPPT começa a rastrear a curva de um sombreamento parcial e o instante de estabilização do ponto de operação no ponto de máxima potência global da curva, medido em segundos (s);
- Energia perdida durante a busca - diferença entre a energia que o sistema fotovoltaico poderia estar gerando se já estivesse no ponto de máxima potência global em todo o tempo de busca e energia que o sistema gerou de fato durante este tempo de busca, media em joules (J).
- Caminho de tensão percorrido na busca - soma de todas as diferenças de tensão medidas entre cada dois passos de amostragem do controle. Esta característica desacopla a eficiência de uma técnica de alguma possível vantagem que ela tenha por apresentar maior velocidade de carga e descarga do barramento c.c. Ou seja, caso duas técnicas tenham a mesma velocidade média de carga e descarga do barramento, a que percorrer o menor caminho de tensão fará isto em menos tempo.
- Menor tensão rastreada na busca - este parâmetro delimita até que tensão mínima a busca precisou chegar durante o GMPPT.

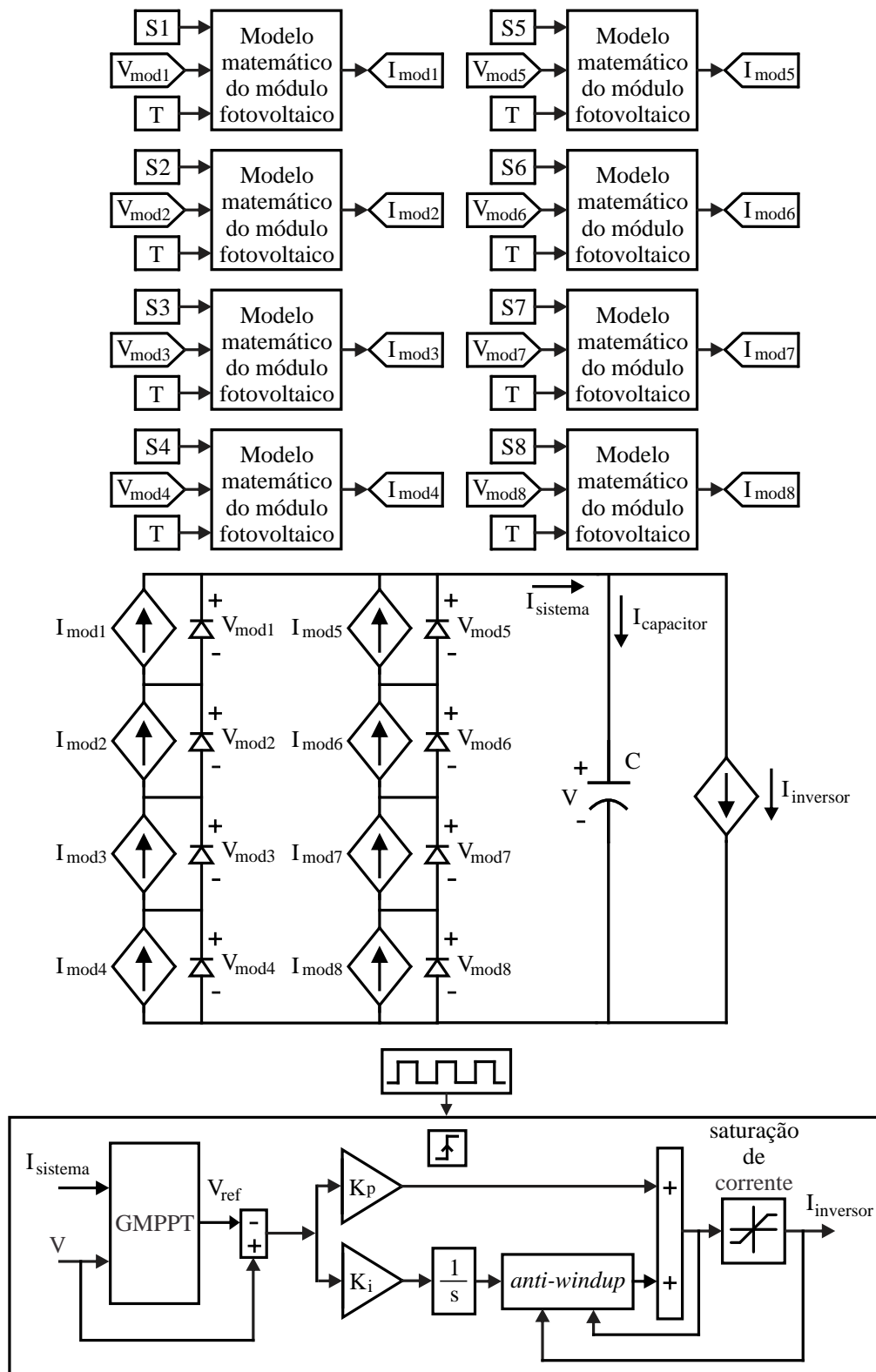
4.1 Metodologia de Modelagem Computacional e Análise Dinâmica do Sistema Fotovoltaico Centralizado

Um sistema fotovoltaico centralizado é composto pelo arranjo fotovoltaico conectado em paralelo a um capacitor do barramento c.c. e a um inversor que, acionado por um algoritmo de controle que comporta o algoritmo GMPPT, drena corrente para rede ou para uma carga. Com a finalidade de simular a dinâmica de um sistema fotovoltaico centralizado, o modelo matemático mostrado na Figura 13 sofreu algumas modificações, transformando-se no modelo ilustrado na Figura 42. Este modelo foi construído no *software Matlab/Simulink* observando algumas limitações fundamentais de um sistema fotovoltaico centralizado real, como o tempo de carga e descarga de um capacitor do barramento c.c. e os limites de corrente dos componentes elétricos do sistema. Com isto, esperou-se simular de maneira realista o sistema fotovoltaico sendo controlado por técnicas de GMPPT a fim de julgar as vantagens e desvantagens energéticas de cada técnica.

Num sistema fotovoltaico centralizado, a corrente gerada pelo arranjo fotovoltaico tem dois caminhos possíveis, percorrer o barramento c.c. carregando ou ser drenada pelo inversor para abastecer a rede ou alimentar uma carga. Desta forma, no modelo construído, o inversor é representado simplesmente por uma fonte de corrente cuja magnitude da corrente drenada é determinada por um controlador PI da tensão do barramento c.c. que será imposta aos terminais do arranjo fotovoltaico. Como em um sistema real, este controlador PI da tensão do barramento c.c. tem natureza discreta pois sua implementação é realizada pela programação de um microcontrolador ou microprocessador. A decisão de qual valor de referência deve ter o controle do barramento c.c. é o resultado do algoritmo GMPPT, também programado em um microcontrolador. Ambos os algoritmos, o de controle da tensão do barramento c.c. e o GMPPT estão normalmente programados em um mesmo microcontrolador, pois são geralmente programas pequenos que podem ser armazenados e processados por um mesmo hardware. Caso cada algoritmo fosse armazenado e processado em um hardware diferentes, dois hardwares diferentes elevariam o custo do sistema sem necessidade.

Em um inversor prático conectado à rede, existe uma grande restrição da faixa de tensão que o barramento c.c. pode atingir para que tensões alternadas com amplitude no nível das redes de distribuição secundária sejam obtidas em seu lado c.a. No entanto, os algoritmos GMPPT estudados neste trabalho necessitam que o barramento c.c. percorra uma grande faixa de tensão na busca pelo GMPP. Por esta razão, para a aplicação em sistemas fotovoltaicos reais, estes algoritmos GMPPT não funcionariam bem em sistemas onde os inversores tenham apenas um módulo conversor c.c./c.a. Estes algoritmos só funcionam bem em sistemas onde o inversor seja formado por dois conversores de potência em cascata, um c.c./c.c. e um c.c./c.a. O conversor c.c./c.c. anteceder o conversor c.c./c.a. é necessário para que o barramento possa trabalhar em um maior faixa de tensão. Este conversor c.c./c.c. deve ter capacidade de impor ganhos altos e

Figura 42 – Esquema da simulação do comportamento dinâmico de um sistema fotovoltaico com inversor centralizado controlado por técnicas de MPPT.



Fonte: próprio autor.

de trabalhar com uma grande faixa de variação de valores de tensão em sua entrada.

Os algoritmos de controle e GMPPT são programados em microcontroladores, tendo, assim, natureza discreta. O algoritmo de GMMPT gera referências discretas de tensão para o barramento c.c. Estas referências são as entradas do controle PI da tensão do barramento c.c. que, a partir destas referências de tensão, gera referências de corrente para o inversor. A planta controlada pelo sistema PI é simplesmente o capacitor do barramento c.c. Um capacitor tem sua equação descrita por uma equação diferencial de primeira ordem, dada no domínio de *Laplace* por:

$$V = V_{capacitor} = \frac{I_{capacitor}}{sC}. \quad (15)$$

O controlador PI também é descrito por uma equação diferencial de primeira ordem dada no domínio de *Laplace* por:

$$I_{inversor} = I_{sistema} - I_{capacitor} = (K_p + \frac{K_i}{s})(V - V_{ref}), \quad (16)$$

em que $I_{inversor}$ é a saída do controlador PI de tensão do barramento c.c. Impondo $I_{inversor}$, este controlador leva a tensão do capacitor do barramento c.c., e conseqüentemente do sistema, para o valor de referência dado pelo algoritmo GMPPT. Portanto, a equação dinâmica do sistema de controle PI de tensão do barramento c.c. em malha fechada é uma equação diferencial de segunda ordem dada no domínio de *Laplace* por:

$$V = \frac{(K_p + \frac{K_i}{s})(\frac{1}{sC})V_{ref}}{1 + (K_p + \frac{K_i}{s})(\frac{1}{sC})} + \frac{(\frac{1}{sC})I_{sistema}}{1 + (K_p + \frac{K_i}{s})(\frac{1}{sC})}. \quad (17)$$

Portanto, considerando o segundo termo da adição do lado direito da igualdade como uma perturbação compensada automaticamente pelo controlador PI, a função transferência do sistema de controle PI de tensão do barramento c.c. em malha fechada é dada por:

$$\frac{V}{V_{ref}} = \frac{sK_p + K_i}{s^2C + K_p s + K_i}. \quad (18)$$

A simulação do microcontrolador discreto, controlando um inversor de natureza analógica, conectado a um barramento c.c. e um arranjo fotovoltaico, ambos analógicos, é feita por meio de blocos gatilhados (*triggered*). Se numa simulação computacional tudo é discreto, a interação entre dispositivos discretos e analógicos, neste modelo, é feita escolhendo passos periódicos para os modelos dos dispositivos discretos muito maiores que os passos periódicos dos modelos dos dispositivos analógicos. Assim, o modelo dos dispositivos discretos percebem o modelo dos dispositivos analógicos muito mais rápidos, como se eles fossem analógicos. Neste modelo, foi escolhido um passo de 200 μs para o microcontrolador, ou seja, 5kHz de frequência, que é uma comum para dispositivos microcontroladores reais. Desta forma, o passo de tempo da parte analógica do modelo foi escolhido como 10 μs , 20 vezes menor que o passo do microcontrolador.

Dentro do modelo do microcontrolador, o algoritmo GMPPT gera a referência de tensão para o controlador PI. O controlador PI age reduzindo o erro medido entre a referência de tensão do barramento c.c., V_{ref} , e a tensão medido do barramento c.c., V , que é imposta aos terminais do arranjo fotovoltaico. É necessário um certo tempo e sucessivas atualizações da corrente imposta ao inversor pelo controle de tensão, $I_{inversor}$, para que V alcance V_{ref} . O barramento c.c. foi modelado por um capacitor de 1 mF . Assim, pela comparação do polinômio da função transferência do controle de tensão do barramento c.c., dado em (18) com um polinômio que caracteriza um tempo de acomodação de $200\ \mu\text{s}$, foram determinados os ganhos proporcional e integral do controlador PI, K_p e K_i respectivamente. Desta forma, caso a corrente imposta pelo controle de tensão do barramento c.c. ao inversor fosse ilimitada, seria garantido que qualquer referência de tensão do algoritmo GMPPT fosse alcançada em $200\ \mu\text{s}$, de forma que, quando o algoritmo GMPPT gerasse uma nova referência, a referência do período de tempo anterior teria sido alcançada. Pela natureza do controlador PI, caso se mude a referência deste controlador antes desta ser alcançada, problemas podem surgir de modo a tornar o controle PI ineficaz e lento. Porém, é possível realizar mudanças na referência antes desta ser alcançada de forma restrita sem se gere instabilidades no controle.

No entanto, a corrente que um inversor é capaz de drenar é limitada, o que restringe a velocidade do controle de tensão do barramento c.c., o tornando incapaz e alcançar referências tão rápido quanto se deseje. Foi escolhido que a corrente nominal do inversor é igual a duas vezes a corrente de curto circuito do arranjo fotovoltaico na *STC*. Também foi assumido que o inversor trabalha de forma unidirecional em corrente, ou seja, a corrente sempre sai do inversor e, portanto, a corrente mínima é zero. Assim, se o arranjo estiver gerando a máxima corrente possível de acordo com as hipóteses deste trabalho, o que acontece numa condição sem sombreamento em *STC* no ponto de operação correspondente à corrente de curto circuito, o inversor é capaz de carregar e descarregar o barramento c.c. na mesma velocidade. Isto ocorre pois, nestas condições, o arranjo gera uma corrente igual à corrente de curto circuito na *STC*, e caso o inversor drene uma corrente de duas vezes essa corrente de curto circuito, o capacitor irá descarregar com uma corrente igual a essa corrente de curto circuito. Já para a carga do capacitor nestas condições, se o inversor não drenar nenhuma corrente, o capacitor irá carregar com a corrente de curto circuito na *STC*. Deve ser observado que a corrente de curto circuito na *STC* do arranjo 16x1 é igual a corrente de curto circuito na *STC* de um módulo, $I_{sc,STC}$. Portanto a saturação superior de corrente para esse arranjo é $2I_{sc,STC}$. A corrente de curto circuito na *STC* do arranjo 8x2 é igual a $2I_{sc,STC}$ e, portanto, a saturação superior de corrente para este arranjo é $4I_{sc,STC}$. E, da mesma forma, a corrente de curto circuito na *STC* do arranjo 4x4 é igual a $4I_{sc,STC}$ e, portanto, a saturação superior de corrente para este arranjo é $8I_{sc,STC}$.

Como o inversor tem um limite de corrente, são usadas saturações na saída do controle PI nos valores dos limites da corrente do inversor, $2I_{sc,STC}$ e zero, impedindo que o inversor drene uma corrente superior a sua capacidade física e, assim, seja danificado. Por o controle PI gerar sinais proporcionais ao erro e ao erro acumulado, erros grandes ou de mesmo sinal por

muito tempo podem gerar ações de compensação com correntes de referências muito altas, que são saturadas. Por isso, para evitar que referências saturadas levem a integral do erro para valores altos que podem trazer instabilidade e lentidão ao controle, é utilizada uma ação *anti-windup* no integrador. A ação *anti-windup* impede que o integrador acresça o módulo do valor do erro acumulado enquanto a saída do PI, neste caso a referência de corrente do inversor, esteja saturada. Se esta ação não estiver presente, caso a saída de referência permaneça saturada por muito tempo, por todo este tempo o módulo do valor acumulado do erro, calculado pelo integrador, vai sendo acrescido. Este valor acumulado por si só já pode ser capaz de saturar a saída por um algum tempo mesmo que o erro atual peça outro tipo de ação de compensação durante este tempo. Isto pode fazer a saturação impossibilitar a eficiência do controle PI. Desligando a função integral quando a referência estiver saturada, o *anti-windup* permite que um controlador PI saturado seja devidamente eficiente na compensação dos erros em sua entrada.

Muitas vezes, publicações de técnicas de GMPPT constroem suas simulações e arranjos experimentais sem a preocupação de avaliar a interação destas técnicas com o barramento c.c. É comum se representar o barramento como uma fonte de tensão ideal nestes trabalhos, sem dinâmica, onde a tensão do barramento salta de valor entre um passo e outro. Também é comum considerar controladores PI que podem gerar correntes sem limites de magnitude, argumentando que o foco do estudo é o algoritmo. Ou seja, gerar valores positivos e negativos de corrente irreais, de forma que a dinâmica de carga do barramento c.c. seja tão rápida quanto se queira. Isto não corresponde à realidade em sistemas físicos. No entanto, se a análise destas publicações ignora completamente limites dinâmicos e físicos dos dispositivos, resultados pouco conclusivos são gerados. Este trabalho fez suas análises considerando tais características dinâmicas, a fim de conseguir conclusões justas. Portanto, todas as três técnicas descritas e estudadas no prosseguimento deste trabalho foram simuladas usando o mesmo modelo descrito nesta seção. A fim de tornar a comparação ainda mais justa, algumas características de cada algoritmo serão adaptadas de forma a tornar cada algoritmo o mais rápido possível dentro das limitações dinâmicas simuladas. Os resultados destas simulações das características dinâmicas de cada técnica são discutidos neste capítulo. As adaptações feitas em cada técnica são abordadas na respectivas seções dedicadas a cada técnica.

4.2 Vetores de Testes

As técnicas de Chen *et al.* e de Boztepe *et al.* foram propostas para o problema do sombreamento parcial em sistemas fotovoltaicos com inversor central e uma única conexão série de módulos. No entanto, pela natureza da técnica de Boztepe *et al.* (2014), esta técnica funciona perfeitamente pra qualquer arranjo série-paralelo, pois é baseada em conclusões sobre a curva do sombreamento parcial que são verdadeiras para qualquer arranjo série-paralelo. Já a técnica de Chen *et al.* precisa de adaptações para arranjos série-paralelo, conforma comentado na Seção 3.2. Com isso, embora a técnica do triângulo dos pontos de máxima potência globais

tenha funcionamento também geral, para qualquer arranjo série-paralelo, escolheu-se fazer a comparação principal entre as técnicas para o arranjo 16x1 com uma única conexão série de módulos. Esta escolha baseou-se em avaliar as técnicas de Chen *et al.* e de Boztepe et al.(2014) com um arranjo semelhante ao das propostas destas técnicas.

Desta forma, o principal conjunto de testes usa o arranjo 16x1 na temperatura de 25°C. Neste conjunto, 22 vetores de 16 irradiâncias aleatórias que foram entradas que geraram 22 pontos de máxima potência global da análise estatística para irradiâncias aleatórias da Subseção 2.2.2 foram escolhidos. Para a temperatura de 25°C, como foi visto na Figura 18, 11 zonas concentradas de pontos de máxima potência global foram obtidas no gráfico da distribuição dos pontos de máxima potência global no plano tensão-potência, para todas as faixas de irradiâncias assumidas. Desta forma, escolheu-se vetores de irradiância que geraram pontos de máxima potência globais para o arranjo 16x1 em todas essas zonas. Além destes vetores, mais quatro vetores de 16 irradiâncias que geraram pontos de máxima potência global da análise estatística para irradiâncias repetidas da Subseção 2.2.4 foram escolhidas. Assim, os 26 vetores de irradiâncias que são usados para geração de resultados dinâmicos das 3 técnicas com o arranjo 16x1 estão caracterizados na Tabela 4. Nos casos com irradiâncias aleatórias escolheu-se não grafar todos os pontos. A tabela mostra a faixa de irradiâncias em que se localiza cada vetor e em que zona da Figura 18 o ponto está, onde 1 indica a zona de menor tensão e 11 a de maior tensão. A coluna “irradiâncias” mostra se são vetores de 16 irradiâncias aleatórias ou de apenas 2 irradiâncias repetidas. Nos casos com irradiâncias repetidas, as duas irradiâncias e o número de vezes em que elas se repetem no vetor está mostrado. Na última coluna, a tensão do ponto de máxima potência gerada por cada vetor de irradiâncias escolhido para o arranjo 16x1 a 25°C.

Para testar a generalidade das técnicas para arranjos série-paralelo, dois conjuntos de quatro testes com irradiâncias aleatórias foram escolhidos para testar os arranjos 8x2 e 4x4. Os casos com 16 irradiâncias aleatórias diferentes geram curvas mais críticas e com mais picos, consistindo em testes mais severos para a dinâmica das técnicas. Destes quatro testes de cada técnica, três serão feitos à temperatura de 25°C e um à temperatura de 75°C. Assim, os quatro vetores de irradiâncias que são usados para geração de resultados dinâmicos das três técnicas no arranjo 8x2, estão caracterizados na Tabela 5, juntamente com a temperatura de cada teste. Os quatro vetores de irradiâncias que são usados para geração de resultados dinâmicos das três técnicas no arranjo 4x4, estão caracterizados na Tabela 6, juntamente com a temperatura de cada teste. Por fim, para testar a generalidade das técnicas em relação à temperatura, um conjunto de quatro testes com vetores de irradiâncias aleatórias foi escolhido para o arranjo 16x1 à 75°C. Esses quatro vetores estão caracterizados na Tabela 7.

Em todas as simulações, considerou-se que o sistema estava sem sombreamento em STC com o ponto de operação em seu MPP até o instante 0, 2s. Neste instante, um sombreamento com caracterizado pr estes 38 vetores gerou 38 resultados dinâmicos. Cinco destes casos serão ilustrados em gráficos de potência-tempo e tensão-tempo nas seções 4.3, 4.4 e 4.5. Na Seção 4.6

Tabela 4 – Vetores de teste para o arranjo 16x1 a 25°C.

vetor	faixa de irradiâncias	irradiâncias	zona do plano V-P	Vgmpp
1	100 a 1000W/m ²	16 aleatórias	1	162,85V
2	100 a 1000W/m ²	16 aleatórias	2	185,03V
3	100 a 1000W/m ²	16 aleatórias	2	191,76V
4	100 a 1000W/m ²	16 aleatórias	3	219,28V
5	100 a 1000W/m ²	16 aleatórias	4	255,39V
6	200 a 1000W/m ²	16 aleatórias	5	289,19V
7	200 a 1000W/m ²	16 aleatórias	6	312,55V
8	100 a 1000W/m ²	16 aleatórias	6	313,25V
9	100 a 1000W/m ²	16 aleatórias	6	312,94V
10	300 a 1000W/m ²	16 aleatórias	7	341,21V
11	200 a 1000W/m ²	16 aleatórias	7	341,48V
12	200 a 1000W/m ²	16 aleatórias	8	372,55V
13	200 a 1000W/m ²	16 aleatórias	8	370,74V
14	200 a 1000W/m ²	16 aleatórias	9	403,08V
15	300 a 1000W/m ²	16 aleatórias	9	413,14V
16	100 a 1000W/m ²	16 aleatórias	9	399,98V
17	300 a 1000W/m ²	16 aleatórias	10	432,30V
18	100 a 1000W/m ²	16 aleatórias	10	426,40V
19	100 a 1000W/m ²	16 aleatórias	11	436,55V
20	200 a 1000W/m ²	16 aleatórias	11	441,15V
21	800 a 1000W/m ²	16 aleatórias	11	442,44V
22	500 a 1000W/m ²	16 aleatórias	11	461,50V
23	500 a 1000W/m ²	2 a 1000 e 14 a 500 W/m ²	11	441,48V
24	500 a 1000W/m ²	6 a 1000 e 6 a 500 W/m ²	11	451,78V
25	500 a 1000W/m ²	10 a 1000 e 6 a 500 W/m ²	-	237,19V
26	500 a 1000W/m ²	14 a 1000 e 2 a 500 W/m ²	7	347,92V

Fonte: próprio autor.

Tabela 5 – Vetores de teste para o arranjo 8x2.

vetor	faixa de irradiâncias	irradiâncias	Vgmpp	Temperatura
27	100W/m ² a 1000W/m ²	16 aleatórias	162,85V	25°C
28	300W/m ² a 1000W/m ²	16 aleatórias	185,03V	25°C
29	500W/m ² a 1000W/m ²	16 aleatórias	191,76V	25°C
30	100W/m ² a 1000W/m ²	16 aleatórias	219,28V	75°C

Fonte: próprio autor.

serão mostrados em tabelas de resultados para os 38 vetores.

Tabela 6 – Vetores de teste para o arranjo 4x4.

vetor	faixa de irradiâncias	irradiâncias	V _{gmpp}	Temperatura
31	100W/m ² a 1000W/m ²	16 aleatórias	162,85V	25°C
32	300W/m ² a 1000W/m ²	16 aleatórias	185,03V	25°C
33	500W/m ² a 1000W/m ²	16 aleatórias	191,76V	25°C
34	100W/m ² a 1000W/m ²	16 aleatórias	219,28V	75°C

Fonte: próprio autor.

Tabela 7 – Vetores de teste para o arranjo 16x1.

vetor	faixa de irradiâncias	irradiâncias	V _{gmpp}	Temperatura
35	100W/m ² a 1000W/m ²	16 aleatórias	162,85V	75°C
36	100W/m ² a 1000W/m ²	16 aleatórias	185,03V	75°C
37	200W/m ² a 1000W/m ²	16 aleatórias	191,76V	75°C
38	500W/m ² a 1000W/m ²	16 aleatórias	219,28V	75°C

Fonte: próprio autor.

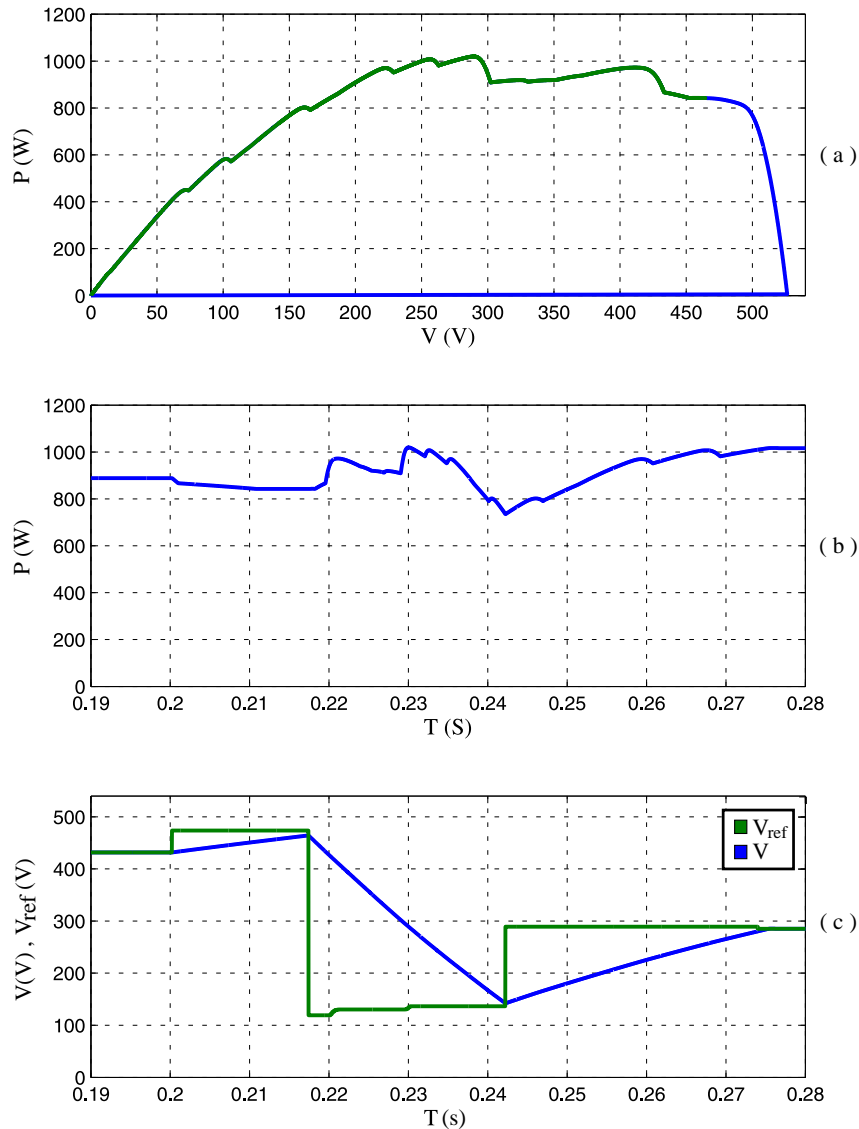
4.3 Técnica do Triângulo dos GMPPs

A técnica apresentada neste trabalho usa o fato do algoritmo do controlador PI e do algoritmo do MPPT estarem comumente num mesmo controlador. Assim, não há motivos para que estes dois algoritmos tenham períodos de leitura e escrita diferentes, uma vez que ambos são algoritmos muito pequenos de processamento muito rápido. Portanto, a cada leitura de tensão e corrente realizada, o algoritmo GMPPT calcula a potência atual e verifica se ela é a maior já calculada. A maior potência já calculada está salva na variável V_{GMPP} . Caso a potência atual calculada seja maior que a salva em V_{GMPP} , V_{GMPP} é atualizada pelo valor da potência atual, como foi mostrado nos passos 2c e 3c do algoritmo da Figura 3.4. Estes passos podem ser visualizadas na Figura 43. Esta figura é o resultado da simulação do teste 6, com o sistema no arranjo 16x1 a 25°C com o vetor 6 de irradiâncias.

Nesta figura, em 0,2s, o sombreamento é detectado e a referência de tensão é levada para o limite máximo de faixa de tensão de busca. Durante este caminho, a tensão e a corrente do arranjo vai sendo amostrada e a potência vai sendo calculada a cada 200 μ s. Caso a potência calculada em algum instantes seja maior que a P_{GMPP} salva, tem-se um novo valor para P_{GMPP} . Na Figura 43, a primeira potência calculada após a detecção do sombreamento, 200 μ s após o sombreamento, é de 888,64W. Este valor de potência faz o limite mínimo da faixa de busca de tensão ser inicializado por:

$$V_{faixa,min} = \frac{P_{GMPP}}{I_{MPP,STC}} = \frac{888,64}{7,46} = 119,12V. \quad (19)$$

Figura 43 – Resultados dinâmicos da técnica do triângulo dos GMPPs para o arranjo 16x1 a 25°C com 16 irradiancias aleatórias: (a) curva tensão-potência, (b) curva potência-tempo, (c) curva tensão-tempo.



Fonte: próprio autor.

Após esta inicialização, durante todas as amostragens que acontecem até a tensão alcançar a referência, nenhuma potência superior à 888,64 W é lida. Portanto, P_{GMPP} não é atualizada. Uma vez que a tensão do barramento alcança $0,9V_{oc,STC,arranjo}$, o limite mínimo da faixa de busca $V_{faixa,min}$ é a nova referência de tensão. Ao definir esta referência o controlador da tensão do barramento c.c. começa a descarregar o capacitor do barramento c.c. Apenas 0,0198 s após a entrada do algoritmo na fase global, no instante 0,2198 s, já com a tensão do barramento c.c. menor que a tensão no momento da detecção do sombreamento, a potência calculada alcança um valor maior que 888,64 W e assim P_{GMPP} é atualizada. A partir deste instante, a cada passo de amostragem a potência calculada é maior que P_{GMPP} , gerando atualizações subsequentes de

$V_{faixa,min}$ até o instante 0, 2212s. Neste instante, o ponto de operação alcança um máximo local de potência de 972, 13W na de tensão do barramento de 411, 42V. Neste instante, $V_{faixa,min}$ é atualizada para:

$$V_{faixa,min} = \frac{P_{GMPP}}{I_{MPP,STC}} = \frac{972,13}{7,46} = 130,31V. \quad (20)$$

Após o máximo local, a busca em sentido ascendente no eixo das tensões passará por uma parte da curva característica decrescente em potência. Assim, $V_{faixa,min}$ permanece sem ser atualizada até que a curva retoma a característica crescente em potência e atinge uma potência superior a 972, 13W no instante 0, 2294s. A partir deste momento, P_{GMPP} vai sendo atualizada a cada passo de cálculo, gerando atualizações consequentes de $V_{faixa,min}$, até que um novo máximo da curva tensão-potência é alcançado no instante exato de 0, 2300s. Neste instante a potência calculada e salva é de 1019, 59W e a tensão de barramento de 289, 17V. Este ponto de operação é o P_{GMPP} da busca. No entanto, a busca só terá esta conclusão mais tarde. Com esse valor de P_{GMPP} salvo, o limite mínimo da faixa de busca é atualizado para:

$$V_{faixa,min} = \frac{P_{GMPP}}{I_{MPP,STC}} = \frac{1019,59}{7,46} = 136,67V. \quad (21)$$

Este valor do limite mínimo da faixa de busca não mais é atualizado partir de então nessa fase global, uma vez que nenhuma potência calculada até a tensão do barramento alcançar 136, 67V é maior que 1019, 59W.

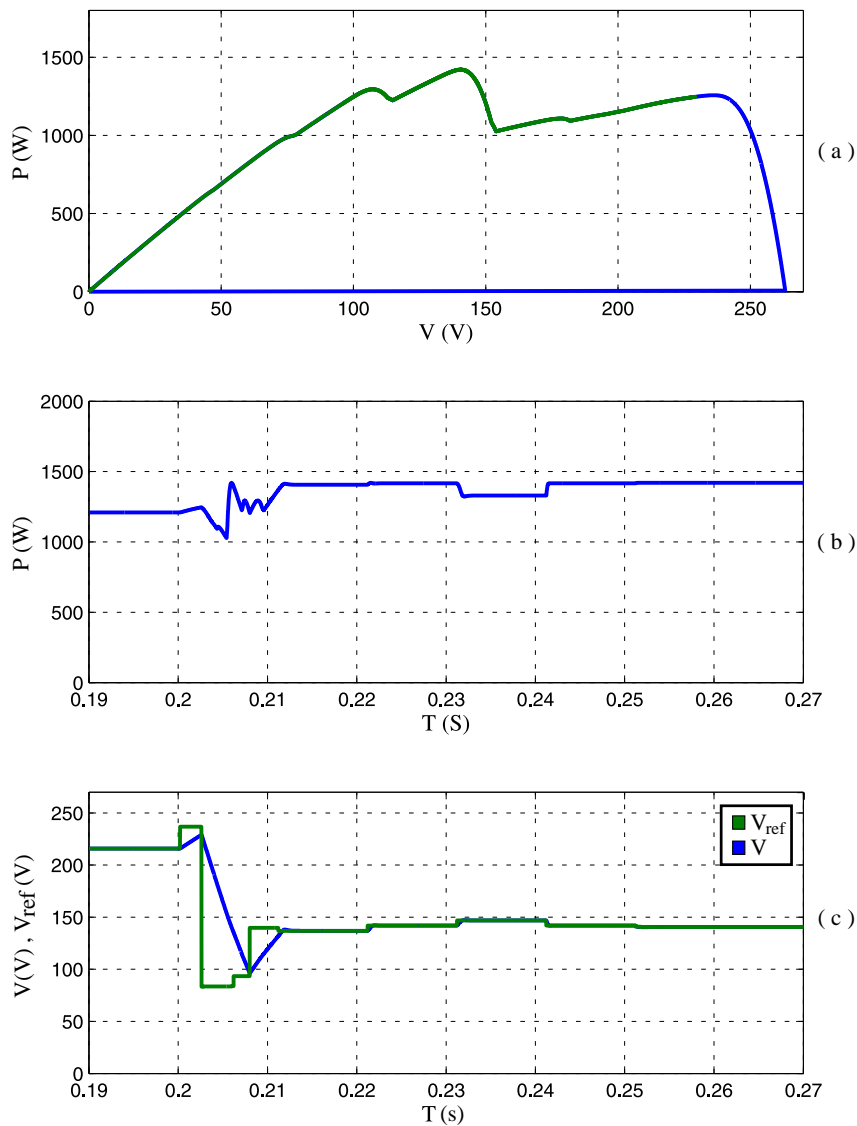
Note-se que, enquanto a tensão do barramento buscava alcançar a referência em $V_{faixa,min}$, o valor de $V_{faixa,min}$ foi sendo atualizado. No entanto, esta mudança da referência antes que esta referência do controlador PI seja alcançada não é um problema visto que estas atualizações são sempre convergentes no sentido de diminuição do erro e visto que a ação integral garante esta convergência. Quando a tensão do barramento alcançar ou até possivelmente ultrapassar $V_{faixa,min}$, a referência será atualizada para a maior potência P_{GMPP} salva. Neste instante, o algoritmo conclui que P_{GMPP} é a potência do ponto de máxima potência global do sistema e a referência é levada para a tensão de barramento salva, V_{GMPP} , do ponto de operação que apresentou esta potência. Nesta trajetória de volta para V_{GMPP} não é mais necessário julgar a atualização de P_{GMPP} ou de $V_{faixa,min}$ uma vez que esta nunca acontecerá antes da chegada à $V_{faixa,min}$.

A busca alcança $V_{faixa,min}$ no instante 0, 2422s. Olhando para esse instante no gráfico da curva tempo-potência, vê-se uma característica espelhada da curva em relação a este tempo com o lado de maior tensão mais alongado. Isto acontece porque, como o arranjo fotovoltaico sempre gera uma corrente inferior à $I_{sc,STC}$, uma vez que o algoritmo GMPPT não deixa a tensão ultrapassar $0,9V_{oc,STC,arranjo}$, quando a saída de corrente está saturada no seu limite superior, $2I_{sc,STC}$, o capacitor do barramento c.c. descarrega com uma corrente maior que $I_{sc,STC}$. Ao contrário, quando a saída de corrente está saturada no seu limite inferior, zero, o capacitor do barramento c.c. carrega apenas com a corrente gerada, sempre menor que $I_{sc,STC}$. Assim, a curva tensão-potência é mais rapidamente no quando o capacitor do barramento está descarregando.

No instante 0, 2738s, em que a busca alcança definitivamente V_{GMPP} , o algoritmo passa para a fase local onde é rodado um algoritmo Perturba & Observa. Este algoritmo faz o ajuste fino, subindo para o topo do pico encontrado, pois geralmente a P_{GMPP} salva é pouco abaixo da potência do GMPP exato do arranjo. Como a amostragem é discreta, dificilmente durante a varredura da curva, a amostragem é feita exatamente no GMPP exato do arranjo. O gráfico da Figura 43 está numa faixa de tempo referente apenas à fase global do algoritmo.

Os gráficos do comportamento dinâmico deste algoritmo GMPPT rastreado o arranjo fotovoltaico no caso de teste do vetor 28 de irradiâncias para o arranjo 8x2 à 25°C estão mostrados na Figura 44.

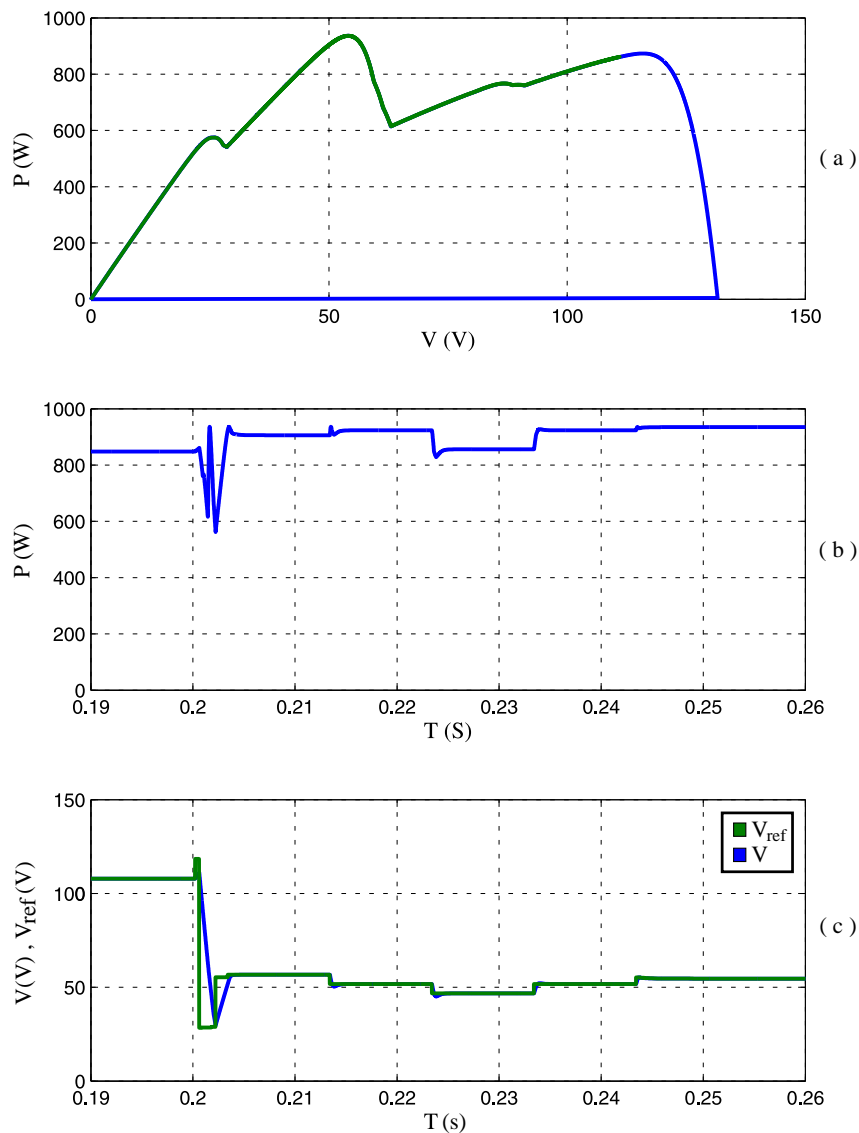
Figura 44 – Resultados dinâmicos da técnica do triângulo dos GMPPs para o arranjo 8x2 a 25°C com 16 irradiâncias aleatórias: (a) curva tensão-potência, (b) curva potência-tempo, (c) curva tensão-tempo.



Fonte: próprio autor.

Este gráfico da Figura 44 está numa escala de tempo maior que permite a visualização do ajuste fino realizado pelo algoritmo Perturba & Observa de período 10 ms. Os gráficos do comportamento dinâmico deste algoritmo GMPPT rastreado o arranjo fotovoltaico no caso de teste do vetor 28 de irradiâncias para o arranjo 8x2 à 25°C estão mostrados na Figura 45. Nestes gráficos, observa-se uma varredura mais rápida da curva na fase global. Essa maior velocidade se dá porque o limite máximo da corrente de saturação para estes arranjos é maior, da mesma forma que estes arranjos são capazes de gerar uma corrente maior que o arranjo 16x1. Desta forma, sistemas com o arranjo 8x2 conseguem carregar e descarregar o capacitor do barramento mais rápido que sistemas com arranjo 16x1, e sistemas com o arranjo 4x4 conseguem carregar

Figura 45 – Resultados dinâmicos da técnica do triângulo dos GMPPs para o arranjo 4x4 a 25°C com 16 irradiâncias aleatórias: (a) curva tensão-potência, (b) curva potência-tempo, (c) curva tensão-tempo.



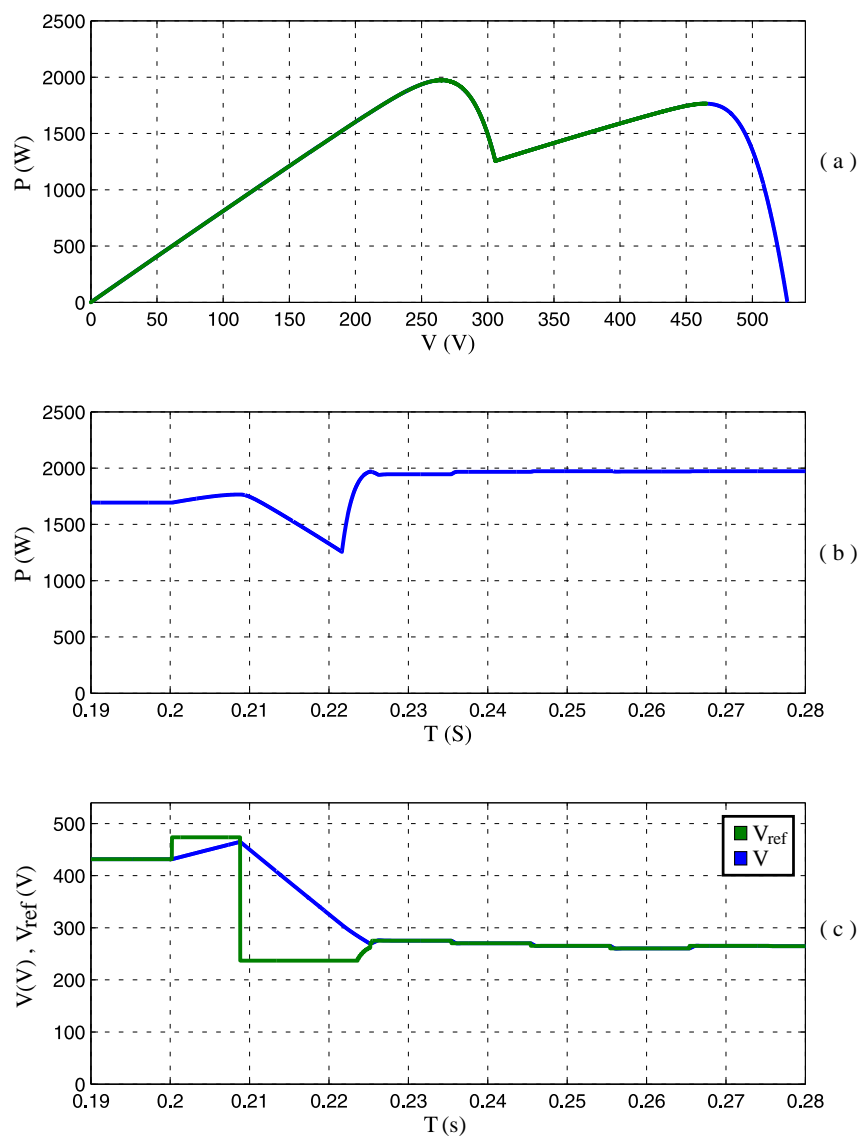
Fonte: próprio autor.

o capacitor do barramento mais rápido que sistemas com o arranjo 8x2. Logicamente, chaves com maior capacidade de corrente são necessárias caso aumente-se o valor do limite máximo de saturação do inversor.

Os gráficos do comportamento dinâmico do algoritmo GMPPT rastreando o arranjo fotovoltaico nos casos de teste do vetor 25 de apenas duas irradiâncias distintas para o arranjo 16x1 à 25°C estão ilustrados na Figura 46, e do vetor 37 irradiâncias para o arranjo 16x1 à 75°C estão ilustrados na Figura 47.

No gráfico para o vetor de duas irradiâncias, um comportamento interessante acontece

Figura 46 – Resultados dinâmicos da técnica do triângulo dos GMPPs para o arranjo 16x1 a 25°C com apenas duas irradiâncias diferentes : (a) curva tensão-potência, (b) curva potência-tempo, (c) curva tensão-tempo.

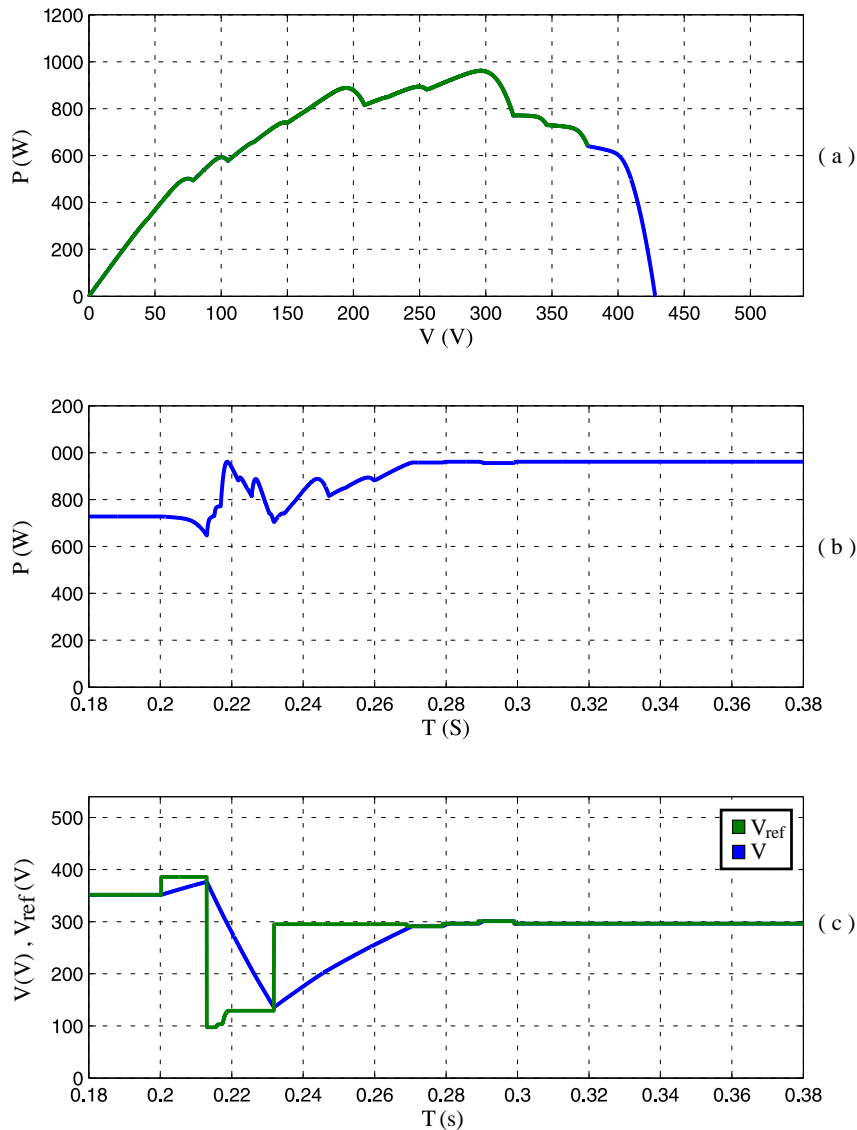


Fonte: próprio autor.

pelo fato do GMPP estar sobre exatamente sobre a reta de máxima potência, uma vez que o maior pico é gerado pelos 10 módulos em $1000W/m^2$ em seus *MPPs* individuais em pelos 4 módulos em $1000W/m^2$ desativados por seus diodos de passagem. Como a reta de corrente $I_{GMPP,STC}$ estabelece sempre o limite inferior da faixa de tensão de busca, a última atualização de $V_{faixa,min}$ acontece exatamente quando o ponto de operação alcança P_{GMPP} . Desta forma, não há caminho de volta, retomando o aumento de tensão, após o sistema alcançar $V_{faixa,min} = P_{GMPP}$.

Por fim, o gráfico da Figura 47 mostra como o algoritmo permanece válido para a temperatura de $75^{\circ}C$. Nesta simulação, usou-se um artifício que não corresponde à realidade do algoritmo. Na simulação o parâmetro de $V_{oc,STC,arranjo}$ para a irradiância de $1000W/m^2$ a

Figura 47 – Resultados dinâmicos da técnica do triângulo dos GMPPs para o arranjo 16x1 a $75^{\circ}C$ com 16 irradiâncias aleatórias: (a) curva tensão-potência, (b) curva potência-tempo, (c) curva tensão-tempo.



Fonte: próprio autor.

75°C foi informado ao algoritmo para que ele o usasse na definição do limite máximo da faixa de busca, $V_{faixa,max} = 0,9V_{oc,STC,arranjo}$. Isto foi feito porque quando o barramento é para 0,9 vezes a tensão de circuito aberto na *STC*, estando todos os módulos à 75°C , valores negativos de corrente eram gerados e a simulação não convergia e falhava. Isto pode ser feito a título comparativo, uma vez que foi um artifício usado na simulação de todas as técnicas. No entanto, de forma mais abrangente, o algoritmo pode prever que, ao alcançar correntes próximas de zero, a referência seja levada para $V_{faixa,max}$, evitando que o barramento ultrapasse a tensão $V_{oc,STC,arranjo}$ para determinada temperatura.

4.4 Técnica de Boztepe et al.(2014)

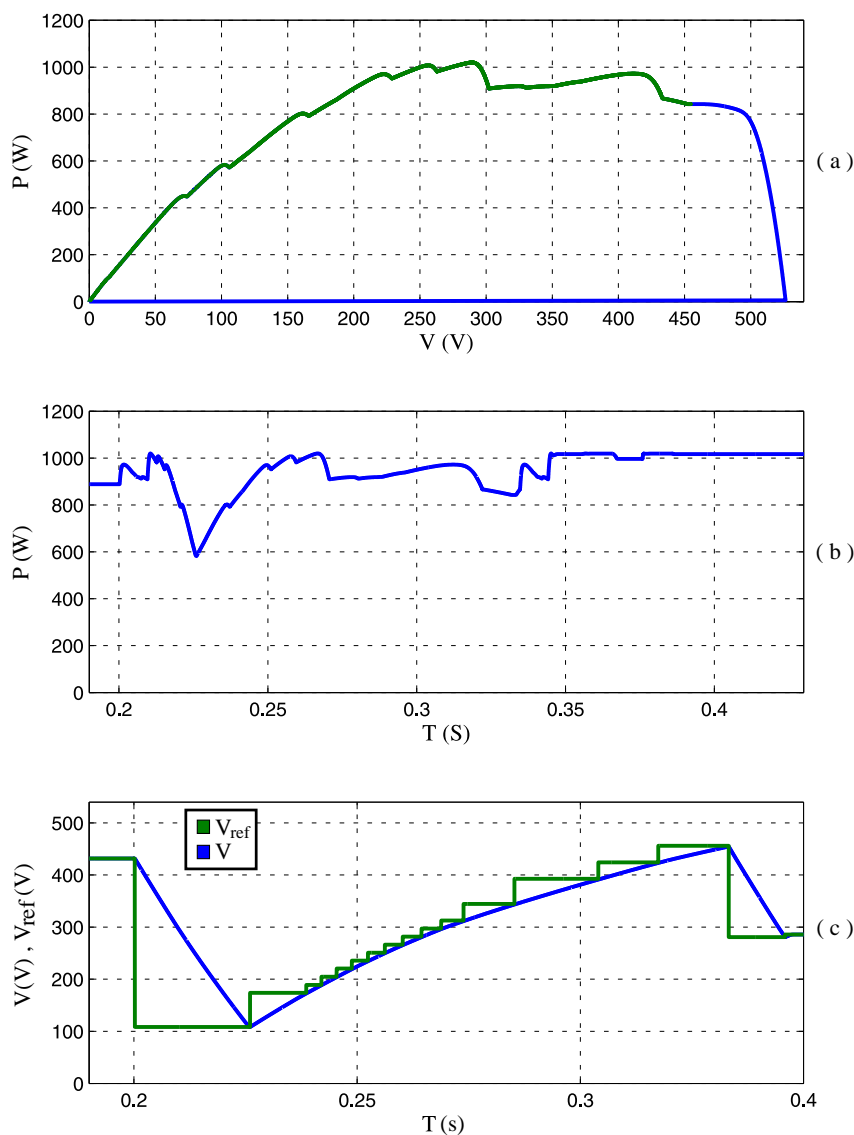
A técnica apresentada por Boztepe *et al.* (2014), descrita na Seção 3.3, nesta seção, é levemente modificada a fim de se realizar uma comparação mais justa da sua dinâmica com a dinâmica da técnica do triângulo dos GMPPs. Em seu artigo, Boztepe *et al.* (2014) realiza testes de seu algoritmo GMPPT considerando que este algoritmo roda em um controlador diferente do controlador que roda o algoritmo de controle da tensão do barramento. Nesta consideração, o controlador com o algoritmo GMPPT tem período de amostragem e escrita 10 vezes maior que o período de amostragem e escrita do controlador da tensão do barramento c.c. Além dessas considerações serem distantes da realidade, com dois controladores diferentes, as amostragens do controlador da tensão do barramento c.c. só podem ser usadas e gerar ações pelo algoritmo de GMPPT, mais lento, a cada 10 leituras e escritas do controlador mais rápido. No entanto, o barramento é assumido como uma fonte de tensão ideal. Assim, em seus resultados, para qualquer variação na referência da tensão, o barramento atinge esta tensão de referência em um mesmo período. Este período é exatamente o período do controlador com o algoritmo GMPPT. Assim, seu modelo da dinâmica do sistema garante que, mesmo com o controlador de MPPT tendo um período fixo de atualização da referência, este controlador atualiza a referência sempre imediatamente após ela ser alcançada.

Ao considerar o algoritmo da técnica do Boztepe controlando um sistema com a modelagem dinâmica apresentada na Seção 4.1, as variações na referência de tensão não mais são compensadas em um mesmo período, pois é preciso aguardar a dinâmica do capacitor do barramento c.c., carregando ou descarregando por correntes limitadas pela saturação. Desta forma, a referência pode ser alcançada a qualquer momento, coincidente ou não com o período do controlador do algoritmo GMPPT. Mas, no instante em que a amostragem do controlador do barramento c.c. observar que a referência de tensão for atingida, para que a referência de tensão seja imediatamente atualizada, não mais pode-se ter os dois algoritmos com períodos diferentes. Pois, com os períodos diferentes, após o controlador mais rápido observar a referência atingida, ele teria que esperar, mantendo a tensão constante, até que o controlador mais lento tivesse seu ciclo para que uma nova referência fosse gerada e uma nova compensação entrasse em curso. Assim, para conservar a característica de atualizar a referência imediatamente após

esta ser alcançada pelo controle do barramento, será considerado que ambos os controladores tem o mesmo período. Assim que a amostragem perceber a chegada à referência, uma nova referência é gerada pelo algoritmo GMPPT que, assim, Não mais tem um período de atualização fixo.

A Figura 48 mostra a dinâmica desta técnica na simulação do sistema no arranjo 16x1, a 25°C, com o vetor 6 de irradiâncias. Nesta técnica, após a detecção do sombreamento no instante 0, 2s, o ponto de operação primeiro é levado para $V_{min,STC}$ pela aplicação do POT_{STC} a partir da informação da primeira potência calculada após o sombreamento. A potência salva na inicialização da fase global é 888, 64W, e, conseqüentemente, a primeira referência gerada, que

Figura 48 – Resultados dinâmicos da técnica de Boztepe *et al.* (2014) para o arranjo 16x1 a 25°C com 16 irradiâncias aleatórias: (a) curva tensão-potência, (b) curva potência-tempo, (c) curva tensão-tempo.



Fonte: próprio autor.

é o primeiro limite mínimo da faixa de busca, é dado por:

$$V_{min,STC} = V_{ref,1} = \frac{P_{salvo}}{I_{sc,STC}} = \frac{888,64W}{8,21} = 108,24. \quad (22)$$

Note-se que, como a inclinação da reta da corrente $I_{sc,STC}$ é maior que a da corrente $I_{GMPP,STC}$, a mesma potência inicial do laço global gerou uma inicialização do limite mínimo da faixa de tensão de busca menor na técnica de Boztepe *et al.*, assim restringindo menos a faixa de busca, do que na técnica do triângulo dos GMPP.

Esta primeira referência de tensão é alcançada no instante 0,2260. A partir deste instante, a técnica passa a calcular passos de aumento da referência de tensão. Quando a potência do ponto de operação no momento do cálculo da referência é menor que a maior potência salva, P_{salvo} , o passo de aumento da referência de tensão é múltiplo do passo mínimo e é calculado pela atualização do POT . O primeiro passo de aumento da referência de tensão é de quatro vezes o passo mínimo que é estabelecido como metade da tensão de circuito aberto de um módulo na STC , 16,45V. Portanto a referência de tensão gerada pelo primeiro passo de aumento da referência é:

$$V_{ref,2} = V_{ref,1} + 4\Delta V_{Gpasso} = 108,24 + 4(16,45) = 174,04. \quad (23)$$

Este passo foi calculado pela atualização do POT e recálculo do limite mínimo da faixa de busca, V_{min} . A atualização do POT é o estabelecimento da reta com a inclinação dada pelo arcotangente da corrente do ponto de operação nesse instante de 0,2260 como nova hipotenusa do POT . O recálculo de V_{min} é a determinação do ponto de encontro desta nova reta com inclinação igual ao arcotangente da corrente do ponto de operação e a reta horizontal com o valor da maior potência salva, P_{salvo} :

$$V_{min,1} = \frac{P_{salvo}}{I_1} = \frac{888,64W}{5,38A} = 165,17V. \quad (24)$$

Assim, o passo de aumento da referência de tensão é o primeiro múltiplo do passo mínimo suficiente para levar a referência para uma tensão superior à 165,67, ou seja, quatro vezes o passo mínimo. Pois, por exemplo, com um passo de aumento da referência igual a três vezes o passo mínimo, a referência de tensão seria levada para 157,59 e não seria suficiente para que a referência de tensão fosse superior ao novo V_{min} .

No instante 0,2386s a tensão alcança esta referência. Neste ponto, a potência ainda é inferior à potência salva. Desta forma, é realizada uma nova atualização do POT e consequente recálculo de V_{min} . Este recálculo usa a potência salva e a corrente no instante 0,2386s. A potência salva nesse instante ainda é a mesma salva no instante de entrada na fase global, 0,2s. É importante notar que este algoritmo apenas calcula e avalia se a potência é maior que a salva nos instantes de mudança da referência. Uma vez que se considera que ambos os controladores, o da tensão do barramento e o GMPPT, estão num mesmo controlador, poderia se considerar

que o cálculo e a atualização da potência salva fossem avaliados a cada período do algoritmo. No entanto, isto alteraria completamente a sequência de referências de tensão enquanto esta referência vai sendo elevada de $V_{min,STC}$ à V_{max} . Assim, resolveu-se manter essa característica do algoritmo de só avaliar a potência salva nos instantes de mudança da referência de tensão. O recálculo de V_{min} atrelado à atualização do POT no instante 0,2386s chega ao seguinte resultado:

$$V_{min,2} = \frac{P_{salvo}}{I_2} = \frac{888,64W}{4,72A} = 188,27V. \quad (25)$$

E um único passo mínimo é suficiente para ultrapassar este valor. Portanto a referência de tensão é levada para:

$$V_{ref,3} = V_{ref,2} + 1\Delta V_{Gpasso} = 174,04 + 16,45 = 189,49. \quad (26)$$

A tensão do barramento alcança este valor no instante 0,2420s. Nesse instante a potência ainda é inferior à 888.64W e um recálculo de V_{min} atrelado à atualização do POT neste instante é realizado, obtendo novamente um múltiplo unitário do passo mínimo do aumento da referência de tensão:

$$V_{min,3} = \frac{P_{salvo}}{I_2} = \frac{888,64W}{4,60A} = 193,18V. \quad (27)$$

$$V_{ref,4} = V_{ref,3} + 1\Delta V_{Gpasso} = 189,49 + 16,45 = 205,94. \quad (28)$$

A tensão do barramento alcança este valor no instante 0,2454s. Nesta instante, a potência calculada é de 921,8W e, assim, este valor é superior à 888,64W e é salvo em P_{salvo} . Com isso, o passo de seguinte de aumento da referência de tensão do barramento não usa atualização de POT . Ele é simplesmente um passo mínimo de aumento da tensão de referência. Como foi argumentado na Seção 3.3, não seria possível recalculer o POT sem uma reta de P_{salvo} com valor de potência superior ao atual.

O algoritmo GMPPT ainda irá gerar novas 11 referências do barramento c.c. de tensão até rastrear toda a curva chegando ao limite superior da faixa de busca V_{max} . As quinta, sexta, sétima, oitava, nona e décima referências de tensão do barramento computadas serão definidas por atualizações do POT , recálculo de V_{min} e avaliação do número de vezes o passo de tensão mínimo que deve ser tomado para ultrapassar cada novo valor de V_{min} . Todos esses passos serão, coincidentemente, de uma vez o passo mínimo de tensão. Apenas ao definir a décima referência de tensão do barramento c.c. no instante 0,2644s, uma potência superior à 921,8W é calculada. Esta potência é de 1019.45W e é a maior potência calculada e salva nesta fase global deste algoritmo. A tensão salva nesse instante é de 289,19V

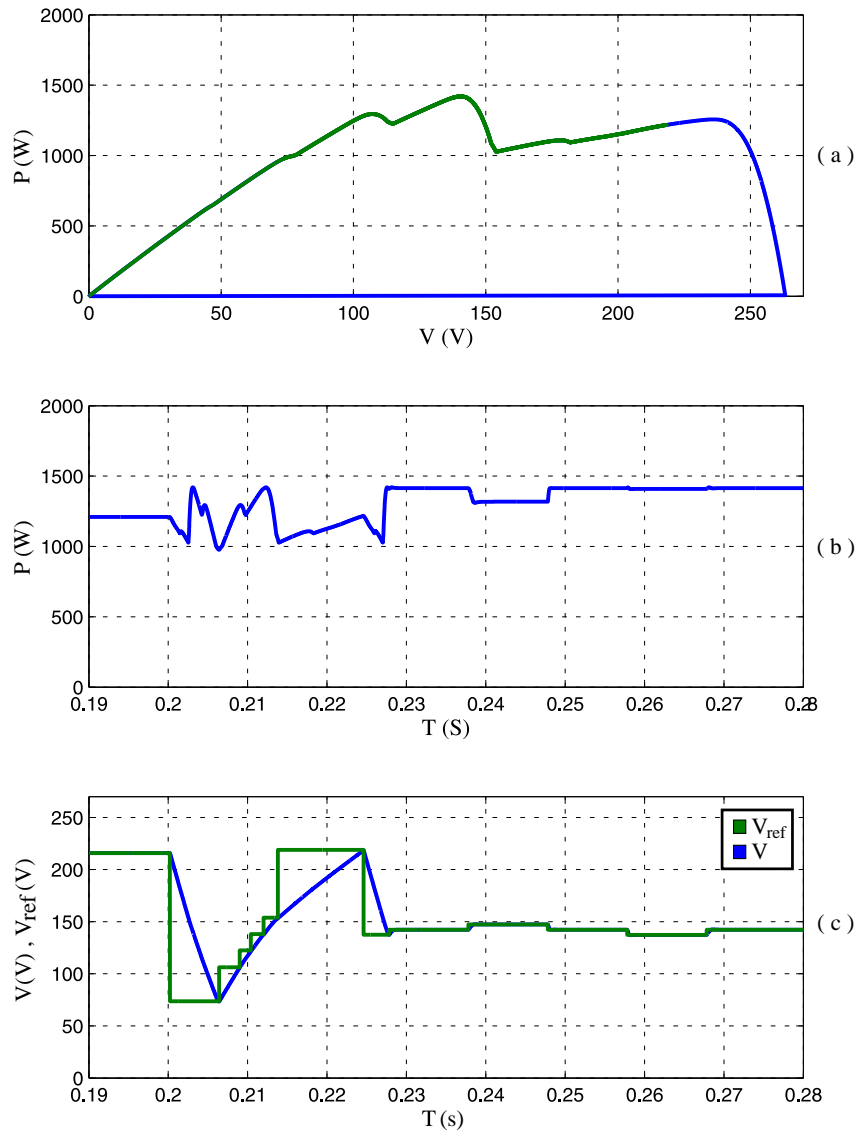
Como um novo valor de potência é salvo no instante 0,2644s, o décimo passo de aumento de referência de tensão é simplesmente um passo mínimo. O algoritmo ainda gera as décima primeira, décima segunda, décima terceira, décima quarta e décima quinta referências de tensão

do barramento por atualizações do POT , recálculo de V_{min} e avaliação do número de vezes o passo de tensão mínimo. No instante 0,3332s, a tensão do barramento alcança 453,69V. Neste momento, uma atualização do POT é realizada e recalcula V_{min} pela décima quinta vez:

$$V_{min,15} = \frac{P_{salvo}}{I_2} = \frac{1019,45W}{1,85A} = 551,05V. \quad (29)$$

Este valor é superior à V_{max} , 473,76V. Assim, o aumento do valor da referência de tensão é cessado. Nesta instante, o algoritmo conclui que o ponto de maior potência salvo foi o par formado por 289,19V e 1019,45W. Assim a referência de tensão é levada para 289,19V e fase global do algoritmo é finalizada quando a tensão do barramento alcança este valor no

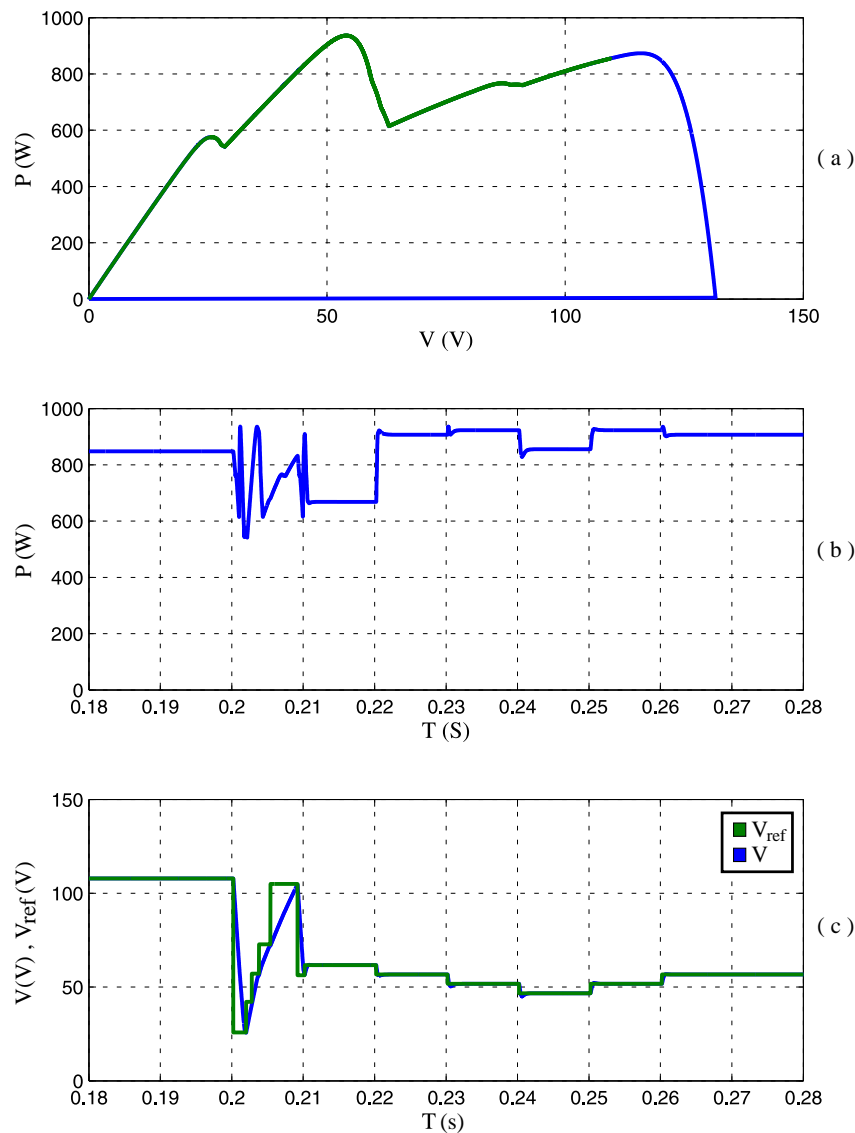
Figura 49 – Resultados dinâmicos da técnica de Boztepe *et al.* (2014) para o arranjo 8x2 a 25°C com 16 irradiâncias aleatórias: (a) curva tensão-potência, (b) curva potência-tempo, (c) curva tensão-tempo.



Fonte: próprio autor.

instante 0,3456s. A partir de então o algoritmo Perturba & Observa fará o ajuste fino da subida em direção ao topo do pico. Assim como na Seção 4.3, o gráfico referente ao teste do arranjo 16x1 à 25°C com irradiâncias aleatórias da Figura 48 está numa faixa de tempo referente apenas à fase global do algoritmo. Já o gráfico da Figura 49 está numa escala de tempo que permite a visualização do ajuste fino realizado pelo algoritmo Perturba & Observa de período 10 ms. Desta forma, estão também ilustrados os gráficos do comportamento dinâmico do algoritmo GMPPT rastreamento o arranjo fotovoltaico nos casos de teste do vetor 28 para o arranjo 8x2 à 25°C, na Figura 49, e do vetor 31 para o arranjo 4x4 à 25°C, na Figura 50. Nestes gráficos, observa-se novamente uma varredura mais rápida da curva na fase global motivada pelos aumentos nos

Figura 50 – Resultados dinâmicos da técnica de Boztepe *et al.* (2014) para o arranjo 4x4 a 25°C com 16 irradiâncias aleatórias: (a) curva tensão-potência, (b) curva potência-tempo, (c) curva tensão-tempo.

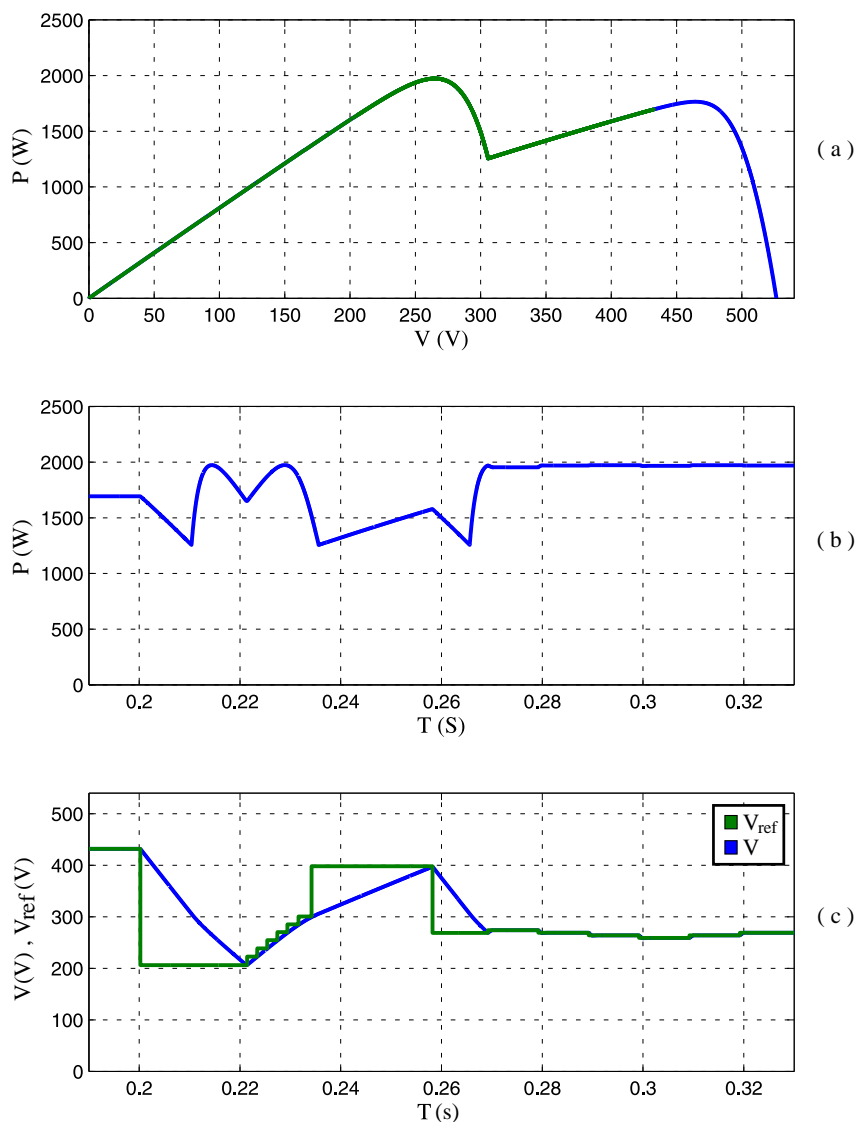


Fonte: próprio autor.

valores respectivos das saturações superiores das correntes de referência do inversor.

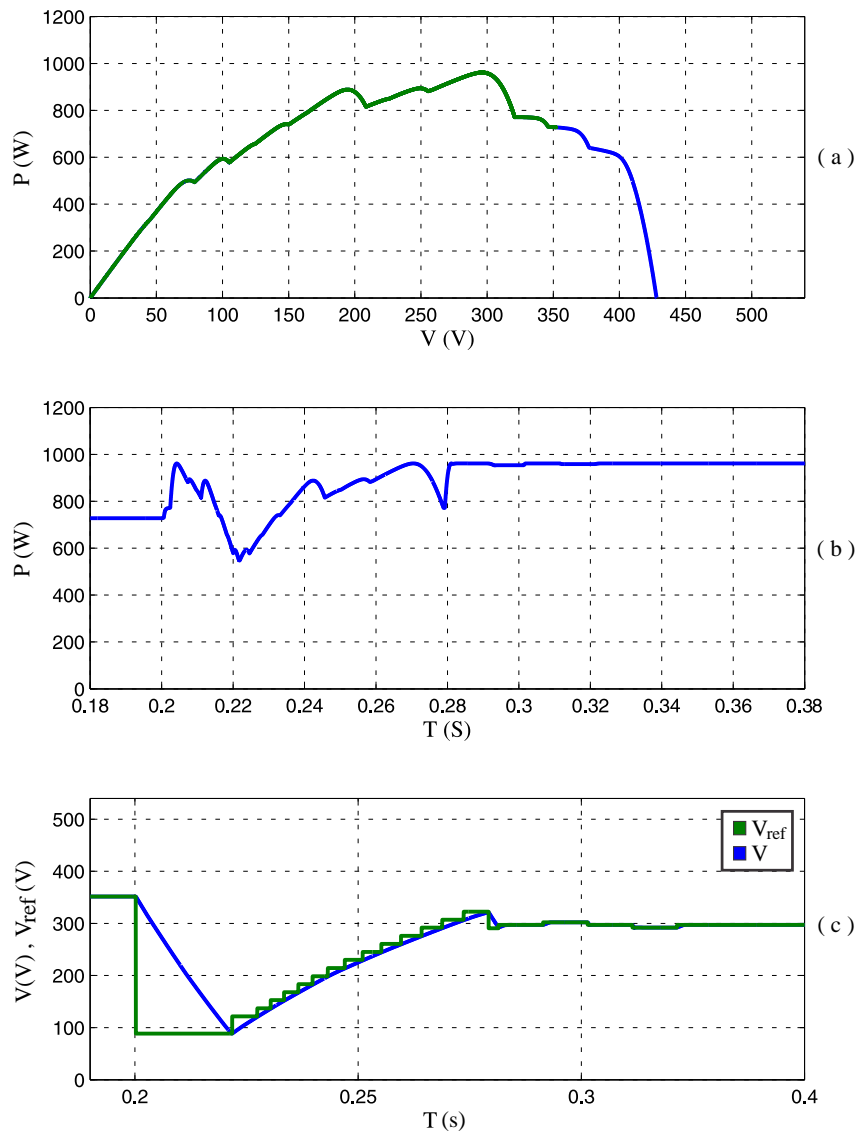
Os gráficos do comportamento dinâmico do algoritmo GMPPT rastreando o arranjo fotovoltaico nos casos de teste do vetor 25 de apenas duas irradiâncias distintas para o arranjo 16x1 à 25°C estão ilustrados na Figura 51, e do vetor 37 para o arranjo 16x1 à 75°C estão ilustrados na Figura 52. Em ambos, o comportamento da técnica é semelhante ao detalhado para o arranjo 16x1 à 25°C. Por fim, o gráfico da Figura 52 comprova que esta técnica também funciona perfeitamente para outras temperaturas. Nesta simulação, novamente se informou ao algoritmo o parâmetro de $V_{oc,STC,arranjo}$ para a irradiância de $1000W/m^2$ a 75°C, para que ele o usasse na definição do limite máximo da faixa de busca, $V_{faixa,max} = 0,9V_{oc,STC,arranjo}$.

Figura 51 – Resultados dinâmicos da técnica de Boztepe *et al.* (2014) para o arranjo 16x1 a 25°C com apenas duas irradiâncias diferentes: (a) curva tensão-potência, (b) curva potência-tempo, (c) curva tensão-tempo.



Fonte: próprio autor.

Figura 52 – Resultados dinâmicos da técnica de Boztepe *et al.* (2014) para o arranjo 16x1 a 75°C com 16 irradiâncias aleatórias: (a) curva tensão-potência, (b) curva potência-tempo, (c) curva tensão-tempo.



Fonte: próprio autor.

Assim como comentado na Seção 4.3, este foi um artifício usado a título de simulação comparativa para evitar a geração de correntes negativas em tensões superiores à tensão de circuito aberto do arranjo em determinada condição de irradiâncias e temperaturas. Porém, na realidade do funcionamento em sistemas reais deve ser usada uma forma diferente de evitar o estabelecimento de referências de tensão superiores a tensão de circuito aberto do arranjo, como impedir o aumento da referência de tensão quando a corrente do arranjo alcançar valores próximos a zero.

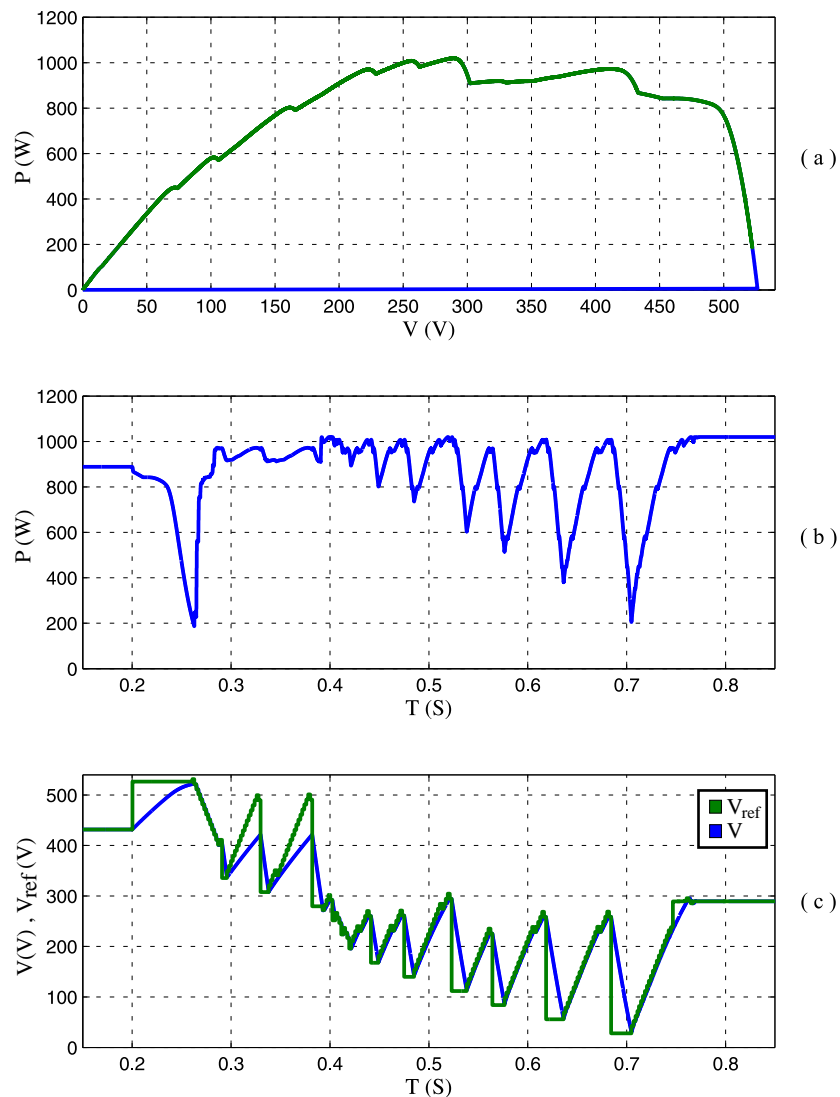
4.5 Técnica de Chen et al. (2014)

A técnica de Chen *et al.*, descrita na Seção 3.2, teve, em seu artigo original, suas características dinâmicas aferidas apenas para situações com duas irradiâncias diferentes embora o algoritmo tenha sido explicado para uma situação com cada módulo numa conexão série com uma irradiância diferente. A técnica não faz menção ao controlador da tensão do barramento c.c. No entanto, a fim de simular a dinâmica desta técnica de GMPPT de forma a poder compará-la com as outras duas técnicas apresentadas neste trabalho, considera-se que esta gera a referência de tensão para o mesmo controlador de tensão do barramento usado nas outras duas técnicas estudadas. Considera-se também que a saída do controlador do GMPPT, a referência de tensão do controlador do barramento c.c., pode ser mudada na mesma velocidade que a amostragem do controlador deste controlador do barramento c.c., assim como foi considerado para a demais técnicas.

A técnica de Chen *et al.* roda rotinas Perturba & Observa várias vezes dentro de sua fase global. Essa é uma característica que a diferencia das outras duas técnicas estudadas, que só rodam a rotina Perturba & Observa na sua fase local. Com isso, a fim de tornar a técnica mais competitiva, escolheu-se acelerar a velocidade de sua rotina Perturba & Observa em relação às outras duas técnicas estudadas. A velocidade do Perturba & Observa não foi preocupação nas outras duas técnicas, onde o Perturba & Observa foi rodado com passo de tensão de $5V$ e período de 10 ms . Este período é mais do que suficiente para o carregamento ou descarregamento de $5V$ do capacitor do barramento c.c. escolhido sob os limites de correntes escolhidos. Ou seja, para este passo de tensão, a maior parte do período entre duas atualizações da referência de tensão é passada com a tensão do barramento c.c. já fixa em sua referência. No entanto, se o algoritmo de Chen *et al.* faz o uso repetido de rotinas Perturba & Observa dentro de sua fase global, estar com a tensão do barramento c.c. fixa em uma referência longe do V_{GMPP} significa perda de energia. Assim, para as simulações da técnica de Chen *et al.* foi usado um passo maior de tensão para o Perturba & Observa, $10V$, com um período menor, 2 ms . De forma que este período é geralmente muito próximo do tempo gasto para carregar ou descarregar o barramento em $10V$ sem se perder tempo com a tensão fixa em um valor distante do V_{GMPP} .

Nesta técnica, após a detecção do sombreamento no instante simultânea a um estouro do contador em $0.2s$, a fase global é iniciada. A Figura 53 ilustra a dinâmica desta técnica na simulação do sistema no arranjo 16×1 a $25^\circ C$ com o vetor 6 de irradiâncias. Ao entrar na fase global, o teste do passo 1 da fase global do algoritmo mostrado na Figura 35 é verdadeiro, pois existem dois módulos desativados por seus diodos de passagem quando o barramento c.c. está na tensão em que o algoritmo entrou na fase global. Desta forma, o algoritmo avança para o passo 2 da fase global, que estabelece a tensão de circuito aberto do arranjo na STC como referência do barramento de tensão. O barramento atinge a tensão de circuito aberto na STC do arranjo, de $526,4V$, no instante $0,2620s$. Neste instante, uma rotina Perturba & Observa entra em curso até que um pico seja alcançado. Este pico é alcançado no instante $0,2908s$ e tem seus

Figura 53 – Resultados dinâmicos da técnica de Chen *et al.* para o arranjo 16x1 a $25^{\circ}C$ com 16 irradiâncias aleatórias: (a) curva tensão-potência, (b) curva potência-tempo, (c) curva tensão-tempo.



Fonte: próprio autor.

valores de tensão e potência salvos em $MPP(0)$. Neste instante, todas as demais referências de tensão de início das várias rotinas Perturba & Observa são calculadas e serão aplicadas de forma subsequente ao longo da busca.

No gráfico (c) da Figura 53, escolheu-se ilustrar em verde apenas as referências de tensão de início de cada laço Perturba & Observa, ao invés de mostrar também as evoluções das referências de tensão geradas pelas rotinas Perturba & Observa a partir de sua referência de tensão inicial, para facilitar a compreensão de como essas referências iniciais de cada rotina são estabelecidas. Já nos gráficos (c) de todas as demais figuras com gráficos dos resultados dinâmicos dos casos estabelecidos, a curva em verde ilustra todas as referências de tensão geradas pelo GMPPT, ou seja, o valor inicial de tensão em que cada rotina Perturba & Observa é iniciada

e a evolução desta referência de tensão em cada passo das rotinas Perturba & Observa.

Neste instante $0,2908s$, o pico alcançado tem potência de $971,05W$ e tensão $406,18V$ e todas as demais referências de tensão de início das várias rotinas Perturba & Observa são calculadas pela leitura dos 16 voltímetros e divisão dos módulos em grupos de tensões iguais. Como, para essa tensão de barramento, quatro módulos estão desativados por seus diodos de passagem, estes quatro módulos apresentam a mesma tensão negativa. Os demais 12 módulos exibem tensões positivas e diferentes pois todos estão expostos a irradiâncias diferentes. Com isso, 13 grupos, um contendo os quatro módulos desativados por seus diodos de passagem e 12 contendo um módulo cada são o resultado da divisão em grupos de tensões, ou irradiâncias. Assim, no passo 6 do algoritmo o número de módulos com irradiâncias diferentes é $q = 13$ e o número de módulos em cada grupo de irradiância é $M(1) = 4$ e $M(j) = 1$ para $j = 2, 3, 4, \dots, 13$. Portando as referências de tensão iniciais de cada rotina Perturba & Observa são:

$$V_{ref,1} = 0,85(16 - \Sigma M(1))V_{oc,STC,modulo} = 0,85(16 - 4)32,9 = 335,58V. \quad (30)$$

$$V_{ref,j} = 0,85(16 - \Sigma M(j))V_{oc,STC,modulo}, \text{ para } j = 2, 3, 4, \dots, 12. \quad (31)$$

Quando $j=13$, a expressão teria resultado nulo e a referência de tensão não é levada para zero. Assim, no instante $0,2908s$ a referência de tensão para $j = 1$, $V_{ref,1}$, é definida na saída do controlador de GMPPT. Esta referência é alcançada no instante $0,2958s$. Neste instante, uma rotina Perturba & Observa é chamada até que um pico seja identificado. Isto acontece no instante $0,33s$ quando o pico de $972,1W$ é encontrado para uma tensão de $421,7V$. Este par tensão-potência é salvo em $MPP(1)$. Desta forma, no passo 12 da fase global, j é acrescido para 2, a condição 13 é negada e uma nova referência de tensão inicial para a rotina Perturba & Observa é aplicada. Esta referência é:

$$V_{ref,2} = 0,85(16 - \Sigma M(2))V_{oc,STC,modulo} = 0,85(16 - 5)32,9 = 307,62V. \quad (32)$$

Esta referência é alcançada no instante $0,3380s$. Neste instante, uma rotina Perturba & Observa é chamada até que um pico seja identificado. Isto acontece no instante $0,3820s$ quando o pico o mesmo pico achado na rotina Perturba & Observa anterior é achado novamente. Assim, o par de $(421,7V, 972,1W)$ é salvo em $MPP(2)$. No passo 12 da fase global, j é acrescido para 3, a condição 13 é novamente negada e uma nova referência de tensão inicial para a rotina Perturba & Observa é aplicada. Esta referência é:

$$V_{ref,2} = 0,85(16 - \Sigma M(3))V_{oc,STC,modulo} = 0,85(16 - 6)32,9 = 279,65V. \quad (33)$$

Esta passos serão repetidos mais nove vezes, até que o passo 12 da fase global acresça j para $j = 13$ e, finalmente, a condição 13 seja aprovada. Assim, no passo 14 da fase global, será

julgada qual a maior potência dentre os $MPP(0)$, $MPP(1)$, ..., $MPP(12)$ salvos. O $MPP(j)$ de maior potência é o GMPP rastreado, a última referência do laço global. Ao voltar para fase local, o passo de tensão da rotina Perturba & Observa é diminuído para $5V$, como nas demais técnicas estudadas, para permitir um ajuste mais fino.

Pode-se notar que, durante esta busca da Figura 53, por várias vezes a rotina de Perturba & Observa faz o ponto de operação voltar ao mesmo pico. O GMPP, por exemplo, é salvo duas vezes, em $MPP(3)$ e em $MPP(8)$. Também é importante observar que o passo escolhido faz a rotina Perturba & Observa algumas vezes pular picos e assim percorrer um percurso de tensão maior até reconhecer um pico e o salvar. Isso seria resolvido com a diminuição do passo de tensão mas causaria uma duração bem maior para a fase global.

Os gráficos do comportamento dinâmico deste algoritmo GMPPT rastreando o arranjo fotovoltaico nos casos de teste do vetor 28 de irradiâncias para o arranjo 8×2 à $25^\circ C$ estão ilustrados na Figura 54 e do vetor 31 de irradiâncias para o arranjo 4×4 à $25^\circ C$ estão ilustrados na Figura 55. Nestes gráficos das Figuras 54 e 55, a evolução da referência de tensão é exatamente a ilustrada em verde, incluídas as rotinas Perturba & Observa. O comportamento é semelhante ao do arranjo 16×1 . No entanto, com menos módulos em série, menos referências de tensão iniciais para as rotinas Perturba & Observa são geradas e a fase global do algoritmo torna-se mais rápida.

Os gráficos do comportamento dinâmico deste algoritmo GMPPT rastreando o arranjo fotovoltaico no caso de teste do vetor 25, com apenas duas irradiâncias distintas, para o arranjo 16×1 à $25^\circ C$ estão ilustrados na Figura 56. Pra este caso, este algoritmo GMPPT demonstra ser bem mais competitivo. Ao entrar na fase global sem nenhum módulo desativado por seu diodo de passagem, o algoritmo já pula para os passos 5 e 6.

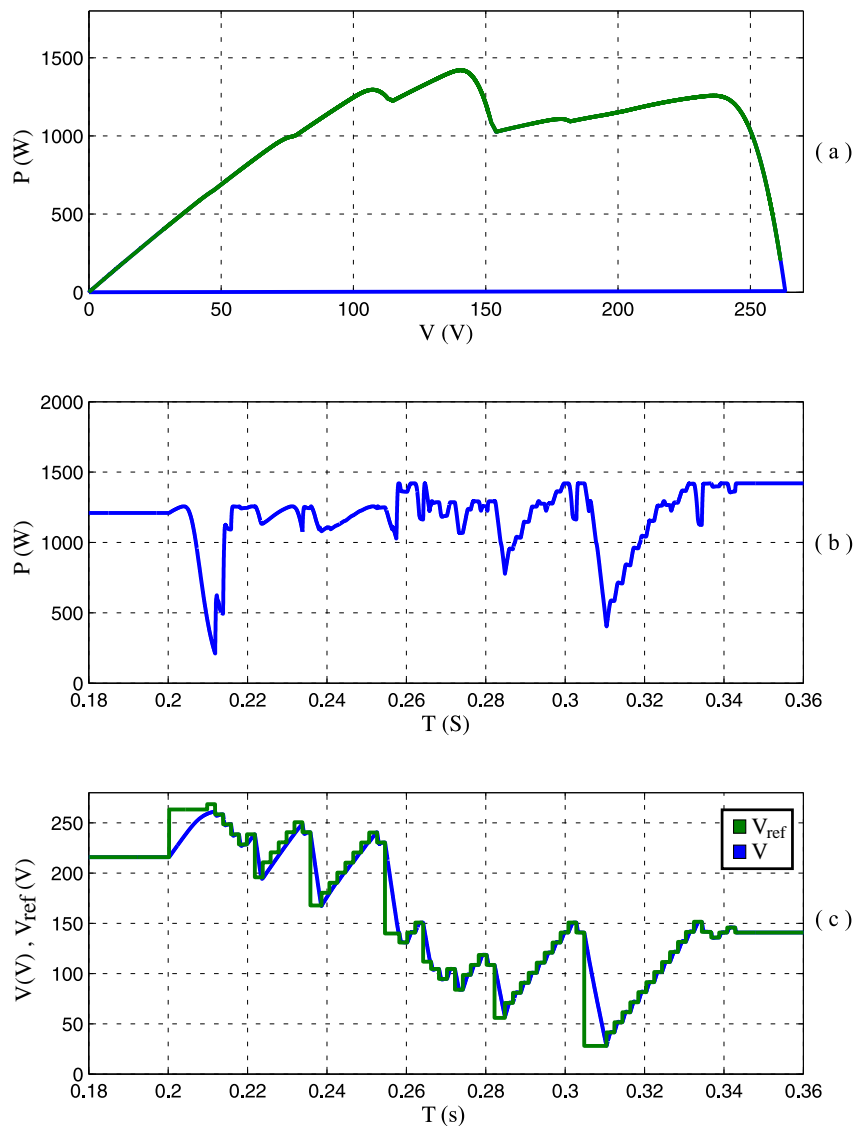
No passo 6, apenas dois grupos de irradiâncias são identificados. Assim, duas referências de tensão iniciais para as rotinas Perturba & Observa são geradas. A primeira dela com apenas $15V$ de diferença para o ponto de operação de entrada na fase global. Assim, em duas rotinas Perturba & Observa e uma única grande mudança de referência de tensão, o GMPP é rastreado. Neste caso, a técnica se beneficiou do fato do pico global ser o de menor tensão. Do contrário, mais uma grande mudança de referência de tensão seria realizada de volta ao pico de maior tensão. A fase global deste caso durou apenas $0,0362s$, enquanto para 16 irradiâncias aleatórias, à mesma temperatura, a fase global durou $0,5636s$, cerca de 15 vezes mais.

Por fim, os gráficos do comportamento dinâmico deste algoritmo GMPPT rastreando o arranjo fotovoltaico no caso de teste do vetor 37 de irradiâncias para o arranjo 16×1 à $75^\circ C$ estão ilustrados na Figura 57. Este resultado comprova que esta técnica também funciona perfeitamente para outras temperaturas. Nesta simulação, novamente se informou ao algoritmo o parâmetro de $V_{oc,STC,arranjo}$ para a irradiância de $1000W/m^2$ a $75^\circ C$, para que ele o usasse nas definições de todas as referências de tensão iniciais ds rotinas Perturba & Observa.

4.6 Comparação Entre as Técnicas

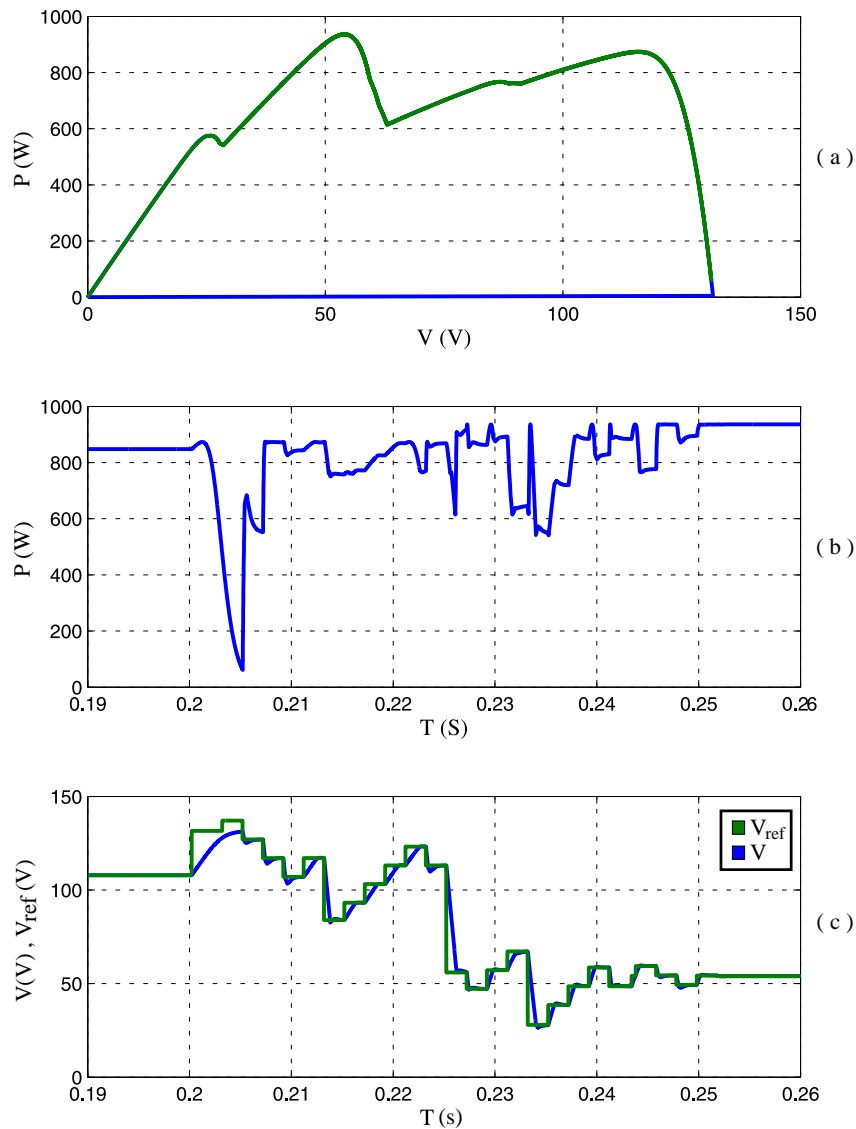
Os resultados das simulações para todos os 38 vetores de irradiâncias tem seus principais parâmetros dinâmicos registrados em tabelas comparativas nesta Seção. Foram escolhidos cinco parâmetros dinâmicos. Estes parâmetros já foram introduzidos no início deste capítulo. No entanto, a primeira característica listada, o tempo de busca, gerou dois parâmetros. O tempo de busca sem Perturba & Observa (Tempo sem P.O.) observa o tempo decorrido entre o início e o fim da fase global do algoritmo. Portanto, não contabiliza o tempo decorrido no ajuste fino realizado pela rotina Perturba & Observa da fase local, após o algoritmo retornar a fase local. O

Figura 54 – Resultados dinâmicos da técnica de Chen *et al.* para o arranjo 8x2 a 25°C com 16 irradiâncias aleatórias: (a) curva tensão-potência, (b) curva potência-tempo, (c) curva tensão-tempo.



Fonte: próprio autor.

Figura 55 – Resultados dinâmicos da técnica de Chen *et al.* para o arranjo 4x4 a 25°C com 16 irradiâncias aleatórias: (a) curva tensão-potência, (b) curva potência-tempo, (c) curva tensão-tempo.



Fonte: próprio autor.

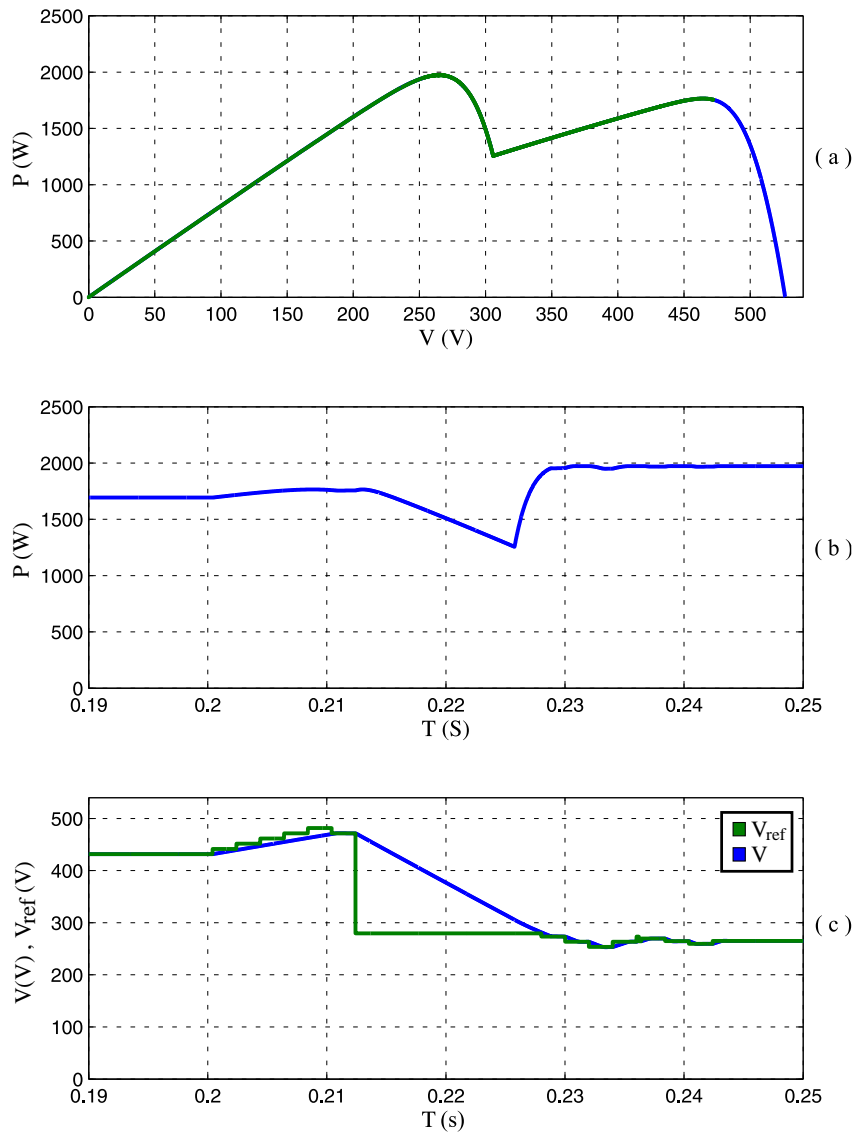
tempo de busca com Perturba & Observa (Tempo com P.O.) contabiliza também o tempo levado no ajuste fino pela rotina Perturba & Observa com o algoritmo já de volta à fase local. Desta forma, este tempo começa a ser contado na entrada da fase global e para de ser cotado quando, já de volta à fase local, a rotina Perturba & Observa começa a ter valores de tensão que se repetem a cada quatro passos de tensão, indicando que o ponto de operação está oscilando no topo de um pico.

A Tabela 8 mostra os parâmetros dinâmicos resultantes das simulações dos casos teste dos 26 vetores de irradiâncias escolhidos, 22 aleatórios e quatro com duas irradiâncias, para o arranjo 16x1 à 25°C. A Tabela 9 mostra os parâmetros dinâmicos resultantes das simulações dos

casos teste dos quatro vetores de irradiâncias escolhidos para o arranjo 8x2 à 25°C. Tabela 10 mostra os parâmetros dinâmicos resultantes das simulações dos casos teste dos quatro vetores de irradiâncias escolhidos para o arranjo 4x4 à 25°C. E, a Tabela 11 mostra os parâmetros dinâmicos resultantes das simulações dos casos teste dos quatro vetores de irradiâncias escolhidos para o arranjo 16x1 à 75°C.

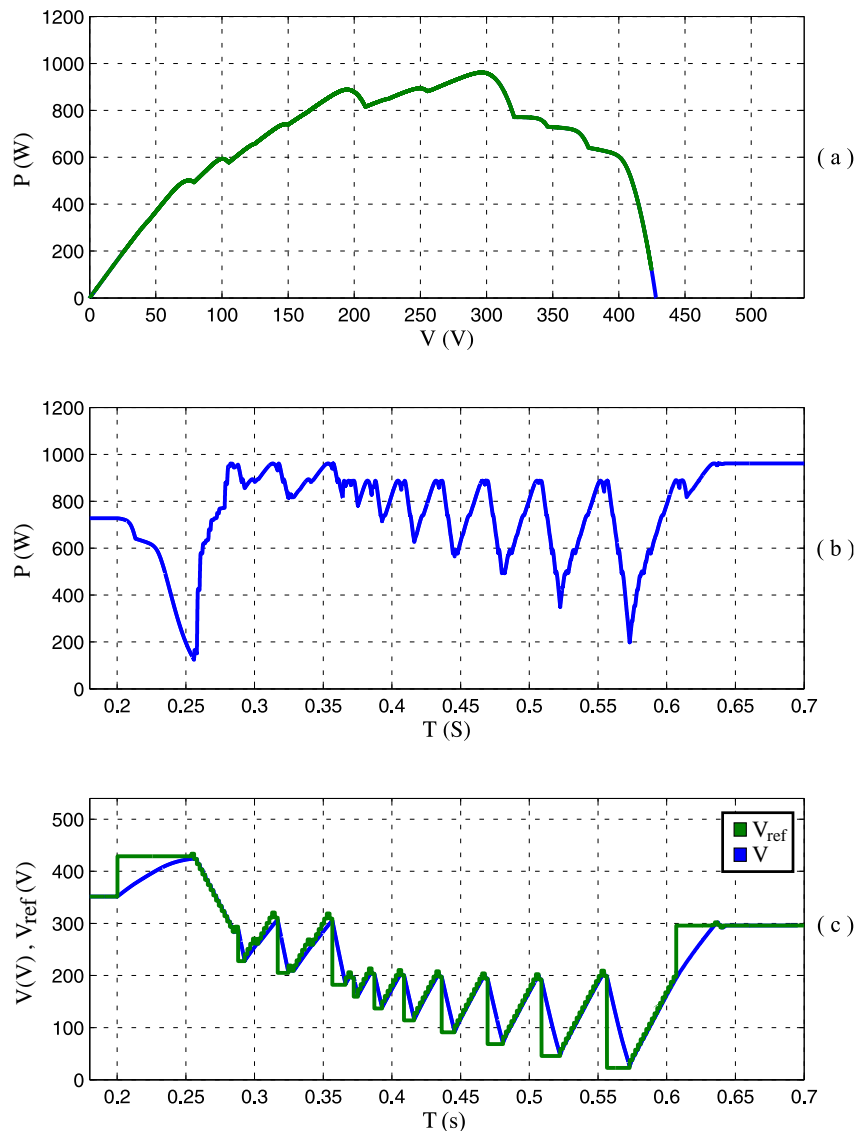
Em todos os 36 casos teste, a técnica do triângulo dos GMPPs apresentou o menor tempo de busca entre as três técnicas, tanto na contagem sem o ajuste fino da rotina Perturba & Observa, o tempo sem P.O., quanto com ele, o tempo com P.O. O parâmetro do tempo com P.O. traz consigo a informação o quão distante do ponto de máxima potência global real do arranjo a

Figura 56 – Resultados dinâmicos da técnica de Chen *et al.* para o arranjo 16x1 a 25°C com apenas duas irradiâncias diferentes: (a) curva tensão-potência, (b) curva potência-tempo, (c) curva tensão-tempo.



Fonte: próprio autor.

Figura 57 – Resultados dinâmicos da técnica de Chen *et al.* para o arranjo 16x1 a $75^{\circ}C$ com 16 irradiancias aleatórias: (a) curva tensão-potência, (b) curva potência-tempo, (c) curva tensão-tempo.



Fonte: próprio autor.

fase global do GMPPT encontrou o ponto de máxima potência global da busca. O GMPPT não amostra todos os pontos da curva. Ele faz amostragens discretas e julga qual o ponto de máxima potência dentre as amostragens que fez. Assim, no fim da fase global, o algoritmo leva o ponto de operação para próximo do ponto de máxima potência global real. O quanto mais próximo, menos tempo será necessário para o ajuste fino da rotina Perturba & Observa na volta à fase local.

Pode-se perceber que, para ambos os parâmetros de tempo de busca, as técnicas do Triângulo dos GMPPs e de Boztepe *et al.* foram competitivas. Os 22 vetores de irradiancias aleatórias para o arranjo 16x1 à $25^{\circ}C$ estão ordenados pelas zonas do plano tensão-potência onde

Tabela 8 – resultados para o arranjo 16x1 a 25°C.

caso		Chen <i>et al.</i>	Boztepe et al.	triângulo dos GMPP
Vetor 1	Tempo sem P.O. (s)	0,3850	0,2394	0,0720
	Tempo com P.O. (s)	0,3930	0,2794	0,1120
	Energia perdida (J)	124,3644	71,2598	25,1361
	Menor tensão rastreada (V)	-	44,4984	110,4560
	Caminho de tensão (V)	1552,4950	1094,9320	438,7688
Vetor 2	Tempo sem P.O. (s)	0,4260	0,1788	0,0528
	Tempo com P.O. (s)	0,4340	0,2188	0,0928
	Energia perdida (J)	151,8205	60,3546	22,4210
	Menor tensão rastreada (V)	-	66,0495	154,3560
	Caminho de tensão (V)	2133,6236	1042,3602	373,2971
Vetor 3	Tempo sem P.O. (s)	0,3544	0,1878	0,0620
	Tempo com P.O. (s)	0,3624	0,2278	0,1020
	Energia perdida (J)	102,2107	44,1273	17,1406
	Menor tensão rastreada (V)	-	65,2219	125,7560
	Caminho de tensão (V)	1699,0270	1022,3768	436,2140
Vetor 4	Tempo sem P.O. (s)	0,4426	0,1538	0,0566
	Tempo com P.O. (s)	0,4506	0,2038	0,0966
	Energia perdida (J)	132,7228	27,4190	14,6157
	Menor tensão rastreada (V)	-	113,2547	147,7560
	Caminho de tensão (V)	2373,4739	932,9787	418,9020
Vetor 5	Tempo sem P.O. (s)	0,3752	0,1180	0,0626
	Tempo com P.O. (s)	0,3832	0,1580	0,1026
	Energia perdida (J)	105,6931	14,4545	12,3261
	Menor tensão rastreada (V)	-	94,2132	147,5560
	Caminho de tensão (V)	2002,5964	822,3251	457,4581
Vetor 6	Tempo sem P.O. (s)	0,5636	0,1456	0,0738
	Tempo com P.O. (s)	0,5716	0,1856	0,1138
	Energia perdida (J)	101,4671	16,1748	8,6316
	Menor tensão rastreada (V)	-	108,2395	136,4560
	Caminho de tensão (V)	3008,3271	864,3606	513,9925
Vetor 7	Tempo sem P.O. (s)	0,6282	0,1180	0,0632
	Tempo com P.O. (s)	0,6362	0,1680	0,1032
	Energia perdida (J)	175,1083	24,4068	12,2554
	Menor tensão rastreada (V)	-	129,0851	173,7560
	Caminho de tensão (V)	3835,5246	774,0746	460,1100
Vetor 8	Tempo sem P.O. (s)	0,4830	0,1022	0,0590
	Tempo com P.O. (s)	0,4910	0,1422	0,0990
	Energia perdida (J)	192,6193	21,9650	10,7318
	Menor tensão rastreada (V)	-	133,8664	182,7560
	Caminho de tensão (V)	2794,1714	716,5439	447,0302

Fonte: próprio autor.

caso		Chen <i>et al.</i>	Boztepe et al.	triângulo dos GMPPT
Vetor 9	Tempo sem P.O. (s)	0,4718	0,1140	0,0712
	Tempo com P.O. (s)	0,4798	0,1740	0,1112
	Energia perdida (J)	169,9732	35,4293	18,8849
	Menor tensão rastreada (V)	-	100,4874	163,0560
	Caminho de tensão (V)	2538,7423	737,5961	482,2243
Vetor 10	Tempo sem P.O. (s)	0,5152	0,0868	0,0562
	Tempo com P.O. (s)	0,5232	0,1268	0,0962
	Energia perdida (J)	238,8331	25,1982	19,2668
	Menor tensão rastreada (V)	-	117,1360	217,3560
	Caminho de tensão (V)	3173,1716	676,0200	404,4645
Vetor 11	Tempo sem P.O. (s)	0,5352	0,1046	0,0544
	Tempo com P.O. (s)	0,5432	0,1546	0,0944
	Energia perdida (J)	192,93722	23,0405	9,6766
	Menor tensão rastreada (V)	-	168,5180	209,4600
	Caminho de tensão (V)	3328,5492	719,2250	419,9767
Vetor 12	Tempo sem P.O. (s)	0,7998	0,0798	0,0512
	Tempo com P.O. (s)	0,8078	0,1198	0,0912
	Energia perdida (J)	278,4878	10,7458	6,9352
	Menor tensão rastreada (V)	-	212,2281	235,7560
	Caminho de tensão (V)	5175,9556	584,4778	398,6199
Vetor 13	Tempo sem P.O. (s)	0,7954	0,0730	0,0562
	Tempo com P.O. (s)	0,7994	0,1130	0,0962
	Energia perdida (J)	319,4843	20,9952	13,9011
	Menor tensão rastreada (V)	-	161,5026	226,9600
	Caminho de tensão (V)	5027,1261	557,4583	414,3218
Vetor 14	Tempo sem P.O. (s)	0,5240	0,1278	0,1162
	Tempo com P.O. (s)	0,5300	0,1778	0,1562
	Energia perdida (J)	88,5939	11,6611	9,6572
	Menor tensão rastreada (V)	-	110,0177	132,9560
	Caminho de tensão (V)	2762,2495	712,5422	634,2732
Vetor 15	Tempo sem P.O. (s)	0,4758	0,0976	0,0830
	Tempo com P.O. (s)	0,4838	0,1376	0,1230
	Energia perdida (J)	133,5089	7,2405	5,5113
	Menor tensão rastreada (V)	-	162,9449	183,3560
	Caminho de tensão (V)	2793,0815	631,1738	543,0293
Vetor 16	Tempo sem P.O. (s)	0,5256	0,1498	0,1244
	Tempo com P.O. (s)	0,5316	0,1898	0,1644
	Energia perdida (J)	118,8265	16,6503	14,4679
	Menor tensão rastreada (V)	-	104,3495	126,9560
	Caminho de tensão (V)	2400,6510	767,1275	643,7477
Vetor 17	Tempo sem P.O. (s)	0,6216	0,0736	0,0666
	Tempo com P.O. (s)	0,6296	0,1136	0,1066
	Energia perdida (J)	314,5561	17,1670	14,1897
	Menor tensão rastreada (V)	-	215,1627	237,1560
	Caminho de tensão (V)	3900,3895	504,6748	454,3770

caso		Chen <i>et al.</i>	Boztepe et al.	triângulo dos GMPPT
Vetor 18	Tempo sem P.O. (s)	0,6856	0,1488	0,1398
	Tempo com P.O. (s)	0,7996	0,1888	0,1798
	Energia perdida (J)	97,0163	13,9502	12,8475
	Menor tensão rastreada (V)	-	110,3268	121,6560
	Caminho de tensão (V)	3346,9001	725,7326	679,0450
Vetor 19	Tempo sem P.O. (s)	0,4402	0,0978	0,0916
	Tempo com P.O. (s)	0,4482	0,1378	0,1316
	Energia perdida (J)	148,947827277419	11,5216	14,1624
	Menor tensão rastreada (V)	-	139,9718	175,2560
	Caminho de tensão (V)	2390,1037	636,2292	555,5868
Vetor 20	Tempo sem P.O. (s)	0,5092	0,1010	0,0966
	Tempo com P.O. (s)	0,5172	0,1510	0,1366
	Energia perdida (J)	151,4182	12,5636	10,6163
	Menor tensão rastreada (V)	-	161,1898	178,0560
	Caminho de tensão (V)	2912,7750	613,3554	578,9024
Vetor 21	Tempo sem P.O. (s)	0,7998	0,0308	0,0214
	Tempo com P.O. (s)	0,7998	0,0908	0,0614
	Energia perdida (J)	518,0597	6,3604	1,9209
	Menor tensão rastreada (V)	-	338,0259	375,6560
	Caminho de tensão (V)	5176,1926	268,9399	187,4497
Vetor 22	Tempo sem P.O. (s)	0,7122	0,0780	0,0732
	Tempo com P.O. (s)	0,7202	0,1180	0,1132
	Energia perdida (J)	337,0102	23,5230	17,1719
	Menor tensão rastreada (V)	-	212,4052	241,5560
	Caminho de tensão (V)	4441,7369	512,3806	475,7354
Vetor 23	Tempo sem P.O. (s)	0,1382	0,1324	0,0818
	Tempo com P.O. (s)	0,1462	0,1724	0,1218
	Energia perdida (J)	80,7161	44,9770	23,4743
	Menor tensão rastreada (V)	-	196,2862	217,1600
	Caminho de tensão (V)	833,3994	561,1130	503,9062
Vetor 24	Tempo sem P.O. (s)	0,1178	0,1232	0,0806
	Tempo com P.O. (s)	0,1258	0,1632	0,1206
	Energia perdida (J)	46,2948	47,9324	24,4912
	Menor tensão rastreada (V)	-	201,8898	226,1560
	Caminho de tensão (V)	699,4679	524,6982	496,8185
Vetor 25	Tempo sem P.O. (s)	0,0362	0,0690	0,0252
	Tempo com P.O. (s)	0,0422	0,1192	0,0752
	Energia perdida (J)	1,9844	12,3890	3,2456
	Menor tensão rastreada (V)	-	206,2450	262,8600
	Caminho de tensão (V)	289,3742	572,7559	260,2860
Vetor 26	Tempo sem P.O. (s)	0,0286	0,0580	0,0162
	Tempo com P.O. (s)	0,0366	0,0980	0,0662
	Energia perdida (J)	1,0798	9,6060	8,8736
	Menor tensão rastreada (V)	-	224,9802	374,6600
	Caminho de tensão (V)	170,5783	499,6261	149,2204

estão localizados, sendo que estas zonas estão ordenadas em ordem crescente de tensão. Assim, pode-se aferir que para vetores de ordem maiores, que têm pontos de máxima potência globais com tensões maiores, os tempos de busca das técnicas do Triângulo dos GMPP e de Boztepe *et al.* foram ainda mais próximos. Isto se deve ao fato de que a busca, na técnica de Boztepe *et al.*, vai primeiro para o limite mínimo da faixa, depois para o limite máximo da faixa e depois toma o caminho de volta final para o ponto de máxima potência rastreado. Quão mais próximo do limite superior da faixa de busca, que é sempre fixo, estiver o ponto de máxima potência rastreado, menor é este caminho de volta final. Para a técnica do Triângulo dos GMPP, a busca tem o sentido contrário. Primeiro a busca vai para o limite máximo da faixa de tensão de busca, depois para o limite mínimo da faixa de tensão e depois toma o caminho de volta final para o ponto de máxima potência rastreado. Assim, para esta técnica, quanto mais distante do limite inferior da faixa de busca estiver o ponto de máxima potência rastreado, maior este caminho de volta final. Portanto, quão maior for a tensão do ponto de máxima potência global, maior o tempo de busca para a técnica do Triângulo dos GMPP e menor o tempo de busca para a técnica de Boztepe *et al.*, aproximando o tempo de busca de ambas. No entanto, para qualquer tensão do ponto de máxima potência global, a primeira é mais rápida que a segunda.

Para estes 22 primeiros vetores da Tabela 8, a técnica de Chen *et al.* foi pouco competitiva, apresentando tempos cerca de uma ordem de grandeza maiores que as demais técnicas. Esta lentidão é motivada pelo excesso de rotinas Perturba & Observa rodadas na fase global, principalmente para o arranjo 16x1 com 16 irradiâncias distintas. Pois, neste caso, a divisão dos módulos em grupos de irradiância, gera geralmente mais de 10 grupos, causando mais de 10 chamadas da rotina Perturba & Observa.

No entanto, outro resultado é conseguido pela técnica de Chen *et al.* para os últimos quatro vetores da Tabela 8, vetores com apenas duas irradiâncias distintas. Nestes casos, a técnica de Chen *et al.* foi competitiva e chegou a ser mais rápida que a técnica de Boztepe *et al.* em três dos quatro casos. Esta competitividade acontece porque, com apenas dois grupos de irradiâncias distintas, apenas duas rotinas Perturba & Observa são rodadas na fase global. Além disso, curvas com duas irradiâncias tem apenas dois picos. Caso o ponto de máxima potência global de uma curva como esta esteja no pico de menor tensão, como a busca da técnica de Chen *et al.* primeiro segue para o lado de maior tensão para depois evoluir para o lado de menor tensão, ao rastrear o pico de menor tensão e julgá-lo como máximo global, não é necessário voltar para o pico de maior tensão. Isto seria necessário se o máximo global estivesse no pico de maior tensão. Assim, a técnica de Chen *et al.* é mais rápida que a de Boztepe *et al.* para os vetores 25 e 26 de duas irradiâncias, que geram curvas com o máximo no pico de menor tensão.

Os resultados comparativos do tempo de busca para os casos teste das demais tabelas seguem comportamento similar ao comentado para os 22 casos com vetores de irradiâncias aleatórias da Tabela 8. A técnica do Triângulo dos GMPP sempre é mais rápida, mas tendo a técnica de Boztepe *et al.* competitiva, e a técnica de Chen *et al.* sempre é lenta e pouco

competitiva. Com menos módulos em série, o algoritmo de Chen *et al.* divide os módulos em menos grupos e, assim, menos rotinas Perturba & Observa são chamadas, o que faz a diferença na sua rapidez comparada com as demais técnicas diminuir para os arranjos 8x2 e 4x4. Mesmo assim, não é uma diminuição capaz de tornar a técnica competitiva.

A potência média durante uma busca é uma característica influenciada por como o algoritmo GMPPT faz a busca da curva passar repetidamente, no aumento e no decrescimento da tensão do barramento c.c., por uma faixa de tensão com maior ou menor potência. No entanto, a distribuição da potência ao longo da faixa de tensão é uma característica muito específica de cada sombreamento. Desta forma, embora seja influenciada por cada forma de busca e por cada curva específica, a energia gerada durante a busca se mostra predominantemente mais influenciada pelo tempo de busca. Consequentemente, esta energia é menor para a técnica do Triângulo dos GMPPT em todos os 34 casos com vetores de irradiâncias distintas. A técnica de Boztepe *et al.* tem, para estes 34 casos, energia perdida na busca um pouco maior. E a técnica de Chen *et al.* tem energia perdida na busca algumas ordens de grandeza maior para estes 34 casos.

No entanto, para os quatro casos com duas irradiâncias repetidas dos vetores 23 a 26, este resultado foi completamente diferente, com a energia perdida sendo menor para a técnica

Tabela 9 – resultados para o arranjo 8x2 a 25°C.

caso		Chen <i>et al.</i>	Boztepe et al.	triângulo dos GMPPT
Vetor 27	Tempo sem P.O. (s)	0,1136	0,0330	0,0120
	Tempo com P.O. (s)	0,1216	0,0730	0,0520
	Energia perdida (J)	28,3937	4,3907	2,7126
	Menor tensão rastreada (V)	-	55,7396	73,9800
	Caminho de tensão (V)	802,3801	450,8127	209,2320
Vetor 28	Tempo sem P.O. (s)	0,1366	0,0276	0,0110
	Tempo com P.O. (s)	0,1446	0,0676	0,0510
	Energia perdida (J)	36,8018	6,8128	2,0418
	Menor tensão rastreada (V)	-	73,6473	93,3800
	Caminho de tensão (V)	1071,9669	389,6237	205,1930
Vetor 29	Tempo sem P.O. (s)	0,1350	0,0158	0,0148
	Tempo com P.O. (s)	0,1430	0,0558	0,0548
	Energia perdida (J)	64,9605	3,2250	2,3583
	Menor tensão rastreada (V)	-	113,0356	128,4800
	Caminho de tensão (V)	1084,7123	234,2513	219,2647
Vetor 30	Tempo sem P.O. (s)	0,0898	0,0300	0,0190
	Tempo com P.O. (s)	0,0978	0,0700	0,0590
	Energia perdida (J)	12,3726	1,6984	1,5955
	Menor tensão rastreada (V)	-	31,6854	38,5800
	Caminho de tensão (V)	582,9692	355,3124	257,7603

Fonte: próprio autor.

Tabela 10 – resultados para o arranjo 4x4 a 25°C.

caso		Chen <i>et al.</i>	Boztepe <i>et al.</i>	triângulo dos GMPP
Vetor 31	Tempo sem P.O. (s)	0,0440	0,0100	0,0032
	Tempo com P.O. (s)	0,0520	0,0600	0,0432
	Energia perdida (J)	7,1455	1,9113	0,5394
	Menor tensão rastreada (V)	-	25,8172	28,8800
	Caminho de tensão (V)	391,5600	242,6248	132,7321
Vetor 32	Tempo sem P.O. (s)	0,0444	0,0082	0,0068
	Tempo com P.O. (s)	0,0524	0,0482	0,0468
	Energia perdida (J)	8,8301	1,3287	1,0315
	Menor tensão rastreada (V)	-	33,5544	37,3800
	Caminho de tensão (V)	383,5503	180,6544	167,5104
Vetor 33	Tempo sem P.O. (s)	0,0646	0,0040	0,0036
	Tempo com P.O. (s)	0,0726	0,0440	0,0436
	Energia perdida (J)	25,1667	1,4230	1,0872
	Menor tensão rastreada (V)	-	61,1484	67,3800
	Caminho de tensão (V)	540,5787	123,2749	121,3597
Vetor 34	Tempo sem P.O. (s)	0,0482	0,0046	0,0046
	Tempo com P.O. (s)	0,0562	0,0446	0,0446
	Energia perdida (J)	9,4158	0,7176	0,7454
	Menor tensão rastreada (V)	-	34,7797	38,2800
	Caminho de tensão (V)	410,0488	132,0867	124,9283

Fonte: próprio autor.

de Chen *et al.* entre as três técnicas. A técnica do Triângulo dos GMPP, para estes quatro casos, fica com uma energia perdida um pouco maior que a de Chen *et al.* e um pouco menor que a de Boztepe *et al.* Isto comprova que a técnica de Chen *et al.* é construída especificamente para sombreamentos com duas irradiâncias diferentes, pois ela é bastante competitiva para estes casos enquanto é muito pouco competitiva para sombreamentos mais complexos.

Outro parâmetro avaliado é a tensão mínima de busca, que indica o tamanho da faixa de busca de cada busca. Esta parâmetro não foi avaliado para a técnica de Chen *et al.*, uma vez que, para os casos com irradiâncias aleatórias, ele sempre é $0,85V_{oc,STC,modulo}$, uma tensão mínima muito baixa que quase não restringe a faixa de busca. Como o limite superior da faixa de tensão de busca das técnicas do Triângulo dos GMPPs e de Boztepe *et al.* é fixo e igual, quanto maior o limite mínimo da faixa de busca, menor é esta faixa de busca. Para todas os 36 casos, a tensão mínima de busca para a técnica do Triângulo dos GMPPs é maior em relação à técnica de Boztepe *et al.* Assim, comprova-se a maior restrição da faixa de busca realizada pela técnica do Triângulo dos GMPP em relação à técnica de Boztepe *et al.* Esta maior redução na faixa de tensão de busca era esperada uma vez que até chegar à referência, estabelecida no limite inferior de faixa tensão de busca, a busca necessariamente irá passar pelo ponto de máxima potência global. Assim, a maior potência da curva causará a maior restrição de faixa possível. Além disso,

Tabela 11 – resultados para o arranjo 16x1 a 75°C.

Caso		Chen <i>et al.</i>	Boztepe <i>et al.</i>	triângulo dos GMPP
Vetor 35	Tempo sem P.O. (s)	0,4332	0,0984	0,0520
	Tempo com P.O. (s)	0,4412	0,1384	0,0920
	Energia perdida (J)	127,6830	15,2183	15,0435
	Menor tensão rastreada (V)	-	78,1018	133,9600
	Caminho de tensão (V)	2339,8717	684,3550	351,4544
Vetor 36	Tempo sem P.O. (s)	0,4880	0,0740	0,0654
	Tempo com P.O. (s)	0,4960	0,1140	0,1054
	Energia perdida (J)	137,2029	11,5724	10,9124
	Menor tensão rastreada (V)	-	141,8564	159,8600
	Caminho de tensão (V)	2803,9396	483,7978	418,0520
Vetor 37	Tempo sem P.O. (s)	0,4376	0,0812	0,0688
	Tempo com P.O. (s)	0,4456	0,1212	0,1088
	Energia perdida (J)	103,8809	11,0818	9,5962
	Menor tensão rastreada (V)	-	88,6549	128,9600
	Caminho de tensão (V)	2410,0313	546,5151	438,2577
Vetor 38	Tempo sem P.O. (s)	0,5810	0,0590	0,0292
	Tempo com P.O. (s)	0,5890	0,0990	0,0692
	Energia perdida (J)	210,3212	6,7489	2,5218
	Menor tensão rastreada (V)	-	183,8898	210,7600
	Caminho de tensão (V)	3744,6255	467,5225	259,7459

Fonte: próprio autor.

a inclinação menor da hipotenusa da técnica do Triângulo dos GMPP em relação à hipotenusa da técnica de Boztepe *et al.* por si só já levaria a faixa de tensão de busca a ser menor.

É interessante ressaltar que o caminho da tensão de busca e a faixa de tensão de busca são diferentes. O Caminho da tensão de busca é a dinâmica da tensão do ponto de operação ao longo da faixa de busca, percorrendo a faixa de busca de forma crescente e decrescente em tensão. A tensão, em seu caminho de busca, percorre pelo menos uma vez a faixa de busca completa. Para a técnica do Triângulo dos GMPPs, por exemplo, a tensão começa seu caminho na tensão onde ocorre o sombreamento, percorre a faixa de forma crescente até seu limite máximo, depois percorre toda a faixa de forma decrescente até seu limite mínimo e em seguida percorre a faixa de forma crescente novamente até a tensão salva para o ponto de máxima potência global. Para a técnica de Boztepe *et al.*, a tensão começa seu caminho na tensão onde ocorre o sombreamento, percorre a faixa de forma decrescente até seu limite mínimo, depois percorre toda a faixa de forma crescente até seu limite máximo e em seguida percorre a faixa de forma crescente novamente até a tensão salva para o ponto de máxima potência global.

Por fim, em relação ao caminho de tensão percorrido, uma questão merece ser levantada: com todas as considerações pertinentes com a realidade dinâmica dos controladores de um

sistema fotovoltaico consideradas, uma modificação do algoritmo de Boztepe *et al.* poderia ser proposta de modo que ela estabelecesse referências de tensão apenas nos limites da faixa de tensão de busca, da mesma forma que a técnica do Triângulo dos GMPPs. Ou seja, embora a técnica construa de forma bastante inteligente os passos de tensão de carregamento do barramento c.c., estes passos perdem o sentido se o que determina a velocidade de varredura da faixa de tensão é uma corrente limitada carregando um capacitor. Com a referência de tensão o mais longe possível dentro da faixa onde a busca ainda é necessária a corrente de referência na saída do controlador de tensão do barramento c.c. fica saturada por mais tempo, causando uma maior velocidade de varredura da curva. Mas, se a técnica de Boztepe *et al.* fosse modificada como comentado, qual técnica seria mais rápida? Seria a do Triângulo dos GMPPs com seu caminho inicialmente crescente até o limite fixo máximo da faixa, depois decrescente até o limite inferior da faixa, constantemente atualizado, e depois de volta o V_{GMPP} ? Ou seria a de Boztepe *et al.* com seu caminho inicialmente decrescente até o limite mínimo da faixa determinado pelo POT_{STC} , depois crescente até o limite máximo da faixa de busca, e depois de volta o V_{GMPP} ?

Assim, o caminho de tensão percorrido é um parâmetro que serve para avaliar a rapidez das técnicas deixando de lado considerações sobre a dinâmica. Se duas técnicas tem capacidades equivalentes de percorrer um caminho de tensão na mesma velocidade, ou seja, de carregar e descarregar o capacitor na mesma velocidade, a que percorre o menor caminho é a mais rápida. Desta forma, observando as tabelas, o caminho de tensão percorrido é menor para a técnica do Triângulo dos GMPP para todos os 36 casos estudados em relação às demais técnicas. Em dois dos quatro casos com duas irradiâncias, a técnica de Chen *et al.* teve menor caminho em relação à técnica de Boztepe *et al.* Estes dois casos foram os casos já comentados onde o máximo de uma curva de dois picos está no pico de menor tensão. No entanto, novamente, para os 34 casos com irradiâncias aleatórias, a técnica de Chen *et al.* apresentou caminhos uma ordem de grandeza mais longos, muito mais longos, inclusive, que duas vezes a tensão de circuito aberto do arranjo na *STC*, o que daria para percorrer toda a curva de ida e volta várias vezes.

5 Conclusões e Trabalhos Futuros

Este trabalho tem como objetivo o estudo de técnicas de seguimento do ponto de máxima potência global (GMPPT) em sistemas fotovoltaicos expostos a um sombreamento parcial, a proposta de uma técnica inédita e a avaliação desta técnica inédita em comparação às demais técnicas estudadas.

No Capítulo 2, primeiramente foi realizada uma revisão bibliográfica sobre as curvas características do sombreamento parcial e sobre as distribuições características, obtidas estatisticamente, dos pontos de máxima potência globais destas curvas características no plano tensão-corrente. A partir dos questionamentos levantados, um extenso estudo estatístico foi realizado a fim de obter conclusões sobre as características do sombreamento parcial no plano tensão-potência que pudessem servir como base para a construção de uma técnica inédita de GMPPT. O principal viés deste estudo estatístico foi estudar profundamente como os pontos de máxima potência globais se distribuíam no plano tensão-potência. Num primeiro momento, o estudo estatístico a partir de situações com sombreamentos complexos, gerados aleatoriamente, para uma mesma temperatura gerou distribuições com regiões concentradas de presença dos pontos separadas por regiões com total ausência de pontos. Em um segundo momento, a generalização do estudo estatístico para toda uma faixa de temperaturas viável em nosso planeta, resultou numa distribuição sem mais regiões concentradas intercaladas por regiões vazias. Com a generalização para toda uma faixa de temperaturas, a distribuição dos pontos de máxima potência de milhares de simulações com irradiâncias aleatórias preencheu completamente uma região triangular. Todo esse estudo foi realizado para três configurações série-paralelo de 16 módulos. E, pode-se concluir que, normalizando o eixo das tensões do plano tensão-potência pelo número de módulos em série de cada conexão, as distribuições dos GMPPs para irradiâncias aleatórias para a faixa de temperatura escolhida se tornavam iguais para os três arranjos. Por fim, neste capítulo, realizou-se um estudo com os mesmos três arranjos expostos apenas a diversos pares de duas irradiâncias distintas, variando o número de módulos com cada irradiância. Os resultados levaram a conclusões sobre a relação da hipotenusa que delimita a região triangular e a corrente máxima que um ponto de máxima potência global pode ter com todos os módulos com irradiâncias menores ou iguais à irradiância da *STC*. Assim, o capítulo foi finalizado com a conclusão de uma região triangular do plano tensão-potência normalizado, limitada por uma reta afim com inclinação igual ao arcotangente da corrente do ponto de máxima potência do arranjo na *STC*, uma reta horizontal com a tensão de 90 % do valor da tensão de circuito aberto do arranjo na *STC* e o eixo da tensão normalizado pelo número de módulos em série do arranjo. Esta região triangular contém todos os possíveis pontos de máxima potência de qualquer arranjo fotovoltaico sobre qualquer situação de irradiâncias inferiores a $1000W/m^2$.

No capítulo 3, após uma revisão bibliográfica introdutória sobre as técnicas de GMPPT,

duas técnicas recentes baseadas no mesmo tipo de abordagem, de restrição das tensões onde o GMPPT precisa ser buscado, foram estudadas. O estudo resultou em questões a respeito do funcionamento dinâmico destas técnicas quando aplicadas a sistemas fotovoltaicos com restrições reais: correntes limitadas que levam tempo diferentes para crescer ou decrescer a tensão do barramento C.C por passos tensão diferentes. Desta forma, uma técnica inédita foi proposta. Esta técnica observa as restrições reais, faz o uso da característica real de que controladores de tensão do barramento e de GMPPT rodam num mesmo microcontrolador e, portanto, tem passos em passos de amostragem e processamentos iguais, e usa a região triangular delimitada no capítulo anterior para limitar a faixa de tensão de busca.

No capítulo 4, primeiramente foi introduzida uma metodologia de análise dinâmica usada para avaliar as três técnicas observando limites de correntes e de tempo de carga e descarga do capacitor do barramento C.C. A partir desta metodologia, uma modelagem computacional capaz de simular dinamicamente um sistema fotovoltaico controlado por seu algoritmo de MPPT, de acordo com as restrições dinâmicas reais, foi apresentada. A partir desta modelagem, foram realizadas 38 simulações de sistemas fotovoltaicos com sombreamento parcial sendo controlados por seus algoritmos de GMPPT para cada uma destas três técnicas. Das 38 simulações, 30 foram realizadas para o sistema fotovoltaico com um arranjo 16x1. Destas, 22 foram com 16 irradiâncias aleatórias diferentes a $25^{\circ}C$, quatro foram com apenas duas irradiâncias não aleatórias diferentes a $25^{\circ}C$ e quatro foram com 16 irradiâncias aleatórias diferentes a $75^{\circ}C$. Completando as 38 simulações, mais quatro simulações foram realizadas para o sistema com arranjo 8x2 e quatro foram realizadas para o sistema no arranjo 4x4. Cinco resultados gráficos dinâmicos foram expostos de forma gráfica e detalhados, sendo relacionando com os passos dos algoritmos de cada técnica.

Para analisar comparativamente as técnicas, quatro parâmetros foram escolhidos: tempo de busca, energia perdida durante a busca, menor tensão rastreada na busca e caminho de tensão percorrido na busca. Estes parâmetros foram apresentados em tabelas para as 38 simulações das três técnicas.

Em todas as simulações, a técnica do triângulo dos GMPP apresentou o menor tempo de busca entre as três técnicas, mas teve a técnica de Boztepe *et al.* com tempos sempre próximos. Pôde-se verificar que estes tempos para estas duas técnicas foram mais próximos para GMPPs localizados em tensões maiores. O que se deve ao fato do caminho de tensão percorrida aumentar para a técnica do Triângulo dos GMPPs e diminuir para a técnica de Boztepe *et al.* quando a tensão do GMPP é maior. Em relação ao tempo de busca, a técnica de Chen *et al.* só é competitiva para as simulações com apenas duas irradiâncias, sendo inclusive mais rápida que a de Boztepe *et al.* nestes casos. Em todos os casos com irradiâncias aleatórias, a técnica de Chen *et al.* é muito lenta em comparação às demais.

Um parâmetro mais preciso que o tempo de busca para avaliar a eficiência das técnicas é a energia perdida durante a busca, a energia que o sistema deixou de gerar por não estar no

seu GMPP durante a busca. Novamente, neste parâmetro predominantemente influenciado pelo tempo de busca, a técnica do Triângulo dos GMPPs apresentou os melhores resultados. Sua energia perdida durante a busca foi a menor nas 34 simulações com irradiâncias aleatórias. No entanto, para simulações com apenas duas irradiâncias, a técnica de Chen *et al.* foi a que teve menor energia perdida. Isso leva a concluir que esta técnica só é interessante para sistemas sombreados com apenas duas irradiâncias diferentes. À medida que o número de irradiâncias aumenta, a técnica de Chen *et al.* perde eficiência de forma condenável.

Outro parâmetro avaliado foi a tensão mínima de busca, indicadora do tamanho da faixa de busca de cada busca. Para este parâmetro, a técnica do Triângulo dos GMPPs apresentou tensões mínimas maiores que as demais nas 36 simulações, indicando que a faixa de tensão de busca para esta técnica foi a menor nas 36 simulações. Este resultado era previsto e foi apenas comprovado, pois a inclinação menor da hipotenusa da técnica do Triângulo dos GMPPs em relação à hipotenusa da técnica de Boztepe *et al.* já leva naturalmente à maior restrição da faixa para um determinado valor de potência máxima salva durante a busca. Além disso, enquanto a técnica de Boztepe *et al.* só limita a faixa de busca efetivamente uma vez, comparando sua hipotenusa com a potência amostrada na entrada da fase global do algoritmo, a técnica do Triângulo dos GMPPs sempre limita a faixa comparando sua hipotenusa com o ponto de máxima potência global buscado por ela.

Por fim, como a técnica de Boztepe *et al.* foi originalmente apresentada para um sistema que não considerava limites de corrente e dinâmicas de carga e descarga do barramento C.C., pode-se questionar se o fato da técnica do Triângulo dos GMPPs ter apresentado melhores resultados nestes três primeiros parâmetros avaliados se deve à vantagem dinâmica de percorrer a faixa de tensão de busca de forma mais rápida, pois ao estabelecer uma só referência de tensão, o mais longe possível, o controle da tensão do barramento tende a aplicar referências de corrente maiores do que redefinindo pequenos passos de tensão durante a varredura da curva. Assim foi criado o parâmetro caminho de tensão percorrido na busca, que desacopla a eficiência da técnica de sua capacidade de carregar ou descarregar o capacitor do barramento mais rápido. Novamente, a técnica do Triângulo dos GMPPs obteve o melhor resultado para este parâmetro para as 36 simulações destas três técnicas. Desta forma, caso sempre carregassem e descarregassem o capacitor na mesma velocidade em (V/s), a técnica do Triângulo dos GMPPs realizaria todo seu caminho de busca em menos tempo, pois esse caminho foi sempre menor em relação às demais técnicas.

Desta forma, como a técnica do Triângulo dos GMPPs apresentou majoritariamente melhor performance para todos os parâmetros, esta pode ser avaliada como a melhor entre as três técnicas. O fato da técnica de Chen *et al.* ter menor energia perdida para situações com duas irradiâncias não torna ela mais atraente que a do Triângulo dos GMPPs, pois além de apresentar ser extremamente lenta para um maior número de irradiâncias, esta ainda necessita de um sistema com um voltímetro por módulo. Isto causa um custo adicional que não se traduz numa maior

energia gerada.

Por fim, é importante observar que o caminho de tensão percorrido na busca é influenciado pela tensão inicial onde ocorre o sombreamento, tanto quanto é influenciado pela faixa de tensão de busca e pela tensão onde o GMPP está localizado para cada evento de irradiâncias. Assim, embora as técnicas tenham sido testadas para diversos valores de tensão do GMPP bem distribuídos, todos os testes se iniciaram com o sombreamento acontecendo na mesma tensão normalizada. Testes com sombreamentos iniciados em tensões diversas faixa também podem ser realizados, simulando a situação de mudança entre dois sombreamentos parciais diferentes.

5.1 Trabalhos Futuros

Em seguida, são enumeradas algumas sugestões de trabalhos futuros relacionadas com o tema desta dissertação:

1. Estudar e simular mais técnicas de GMPPT para sistemas centralizados, baseadas em tipos diferentes de abordagens do problema, a fim de obter uma comparação com maior número de técnicas e, portanto, mais abrangente na definição da melhor tecnologia;
2. Investigar as situações em que o sombreamento e, portanto, a entrada na fase global do algoritmo acontecer em diferentes tensões. Assim, pode-se avaliar a performance dinâmica em buscas após uma mudança entre dois eventos de sombreamento.

Referências

- ALAJMI, N.; AHMED, K. H.; FINNEY, S. J. A maximum power point tracking technique for partially shaded photovoltaic systems in microgrids. *IEEE Transactions On Industrial Electronics*, v. 60, p. 1596–1606, 2013. Citado na página 65.
- ANEEL. *AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa 482/2012*. Brasília, Brasil, 2012. Citado na página 20.
- ANEEL. *AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Banco de informações de geração elétrica: capacidade de geração do Brasil*. 2016. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 26 fev. 2016. Citado na página 19.
- BIDRAM, A.; DAVOUDI, A.; BALOG, R. S. Control and circuit techniques to mitigate partial shading effects in photovoltaic arrays. *IEEE Journal Of Photovoltaics*, v. 2, p. 532–546, 2012. Citado 3 vezes nas páginas 31, 40 e 59.
- BOZTEPE, M. et al. Maximum power point tracking scheme for pv systems operating under partially shaded conditions. *IEEE Transactions On Industrial Electronics*, v. 61, p. 3302–3312, 2014. Citado 12 vezes nas páginas 8, 10, 31, 32, 33, 34, 35, 40, 66, 71, 72 e 75.
- CHEN, K. et al. An improved mppt controller for photovoltaic system under partial shading condition. *IEEE Transactions On Sustainable Energy*, v. 5, p. 978–985, 2014. Citado 4 vezes nas páginas 10, 40, 66 e 68.
- CONFAZ. *CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA FAZENDÁRIA. Convênio 016/2015: isenção do ICMS incidente sobre a energia elétrica para sistema de compensação*. Brasília, Brasil, 2015. Citado na página 20.
- DINÇER, F. The analysis on photovoltaic electricity generation status, potential and policies of the leading countries in solar energy. *ELSEVIER Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 15, p. 713–720, 2011. Citado 2 vezes nas páginas 19 e 20.
- DORADO, E. D. et al. Influence of the shadows in photovoltaic systems with different configurations of bypass diodes. *International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion*, v. 1, p. 134–139, 2010. Citado na página 25.
- EPE. *EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Projeção da demanda de energia elétrica para os próximos 10 anos*. Rio de Janeiro, Brasil, 2012. Citado na página 19.
- EPE. *EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Inserção da geração fotovoltaica distribuída no Brasil: condicionantes e impactos*. Rio de Janeiro, Brasil, 2014. Citado 2 vezes nas páginas 19 e 20.
- FARIAS, A. M. *Técnicas de modulação para inversores fotovoltaicos sem transformador conectados à rede elétrica*. Dissertação (Dissertação de Mestrado) — Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, Brasil, 2011. Citado na página 23.

FEMIA, N. et al. Distributed maximum power point tracking of photovoltaic arrays: novel approach and system analysis. *IEEE Transactions On Industrial Electronics*, v. 55, p. 2610–2621, 2008. Citado na página 65.

HERRMANN, W.; WIESNER, W.; VAANEN, W. Hot spot investigations on pv modules: new concepts for a test standard and consequences for module. *Photovoltaic Specialists Conference*, v. 1, p. 1129–1132, 1997. Citado na página 25.

HUA, C.; LIN, J.; SHEN, C. Implementation of a dsp-controlled photovoltaic system with peak power tracking. *IEEE Transactions On Industrial Electronics*, v. 45, p. 99–107, 1998. Citado na página 66.

IEA. *INTERNACIONAL ENERGY AGENCY. Trends 2015 in photovoltaic applications*. Paris, França, 2015. Citado na página 19.

ISHAQUE, K.; SALAM, Z. A deterministic particle swarm optimization maximum power point tracker for photovoltaic system under partial shading condition. *IEEE Transactions On Industrial Electronics*, v. 60, p. 3195–3206, 2013. Citado 2 vezes nas páginas 40 e 65.

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, p. 184–190, 2012. Citado na página 40.

KYOCERA. *KC200GT high efficiency multicrystal photovoltaic module*. 2016. Disponível em: <<http://www.kyocerasolar.com/assets/001/5195.pdf>>. Citado 2 vezes nas páginas 21 e 37.

NGUYEN, D.; LEHMAN, B. An adaptive solar photovoltaic array using model-based reconfiguration algorithm. *IEEE Transactions On Industrial Electronics*, v. 55, p. 2644–2654, 2008. Citado na página 65.

PATEL, H.; AGARWAL, V. Maximum power point tracking scheme for pv systems operating under partially shaded conditions. *IEEE Transactions On Industrial Electronics*, v. 55, p. 1689–1698, 2008. Citado 5 vezes nas páginas 8, 31, 32, 40 e 59.

PODGURSKI, R. P.; PERREAULT, D. J. Submodule integrated distributed maximum power point tracking for solar photovoltaic applications. *IEEE Transactions On Power Electronics*, v. 28, p. 2957–2967, 2013. Citado na página 40.

SILVA, E. A. *Técnicas de estimação de parâmetros de módulos fotovoltaicos*. Dissertação (Dissertação de Mestrado) — Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, Brasil, 2015. Citado 4 vezes nas páginas 8, 35, 36 e 37.

SYAFARUDDIN; KARATEPE, E.; HIYAMA, T. Artificial neural network-polar coordinated fuzzy controller based maximum power point tracking control under partially shaded conditions. *IET Renewable Power Generation*, v. 3, p. 239–253, 2009. Citado na página 65.

TEY, K. S.; MEKHILEF, S. Modified incremental conductance algorithm for photovoltaic system under partial shading conditions and load variation. *IEEE Transactions On Industrial Electronics*, v. 61, p. 5384–5392, 2014. Citado 3 vezes nas páginas 31, 59 e 65.

VEMURU, S.; SINGH, P.; NIAMAT, M. Modeling impact of bypass diodes on photovoltaic cell performance under partial shading. *IEEE Transactions On Industrial Electronics*, v. 59, p. 1768–1776, 2012. Citado 2 vezes nas páginas 24 e 25.

VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R. *Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações*. 1. ed. Rio de Janeiro: Érica, 2012. Citado na página 19.

XIAO, W.; DUNFORD, W. G.; CAPEL, A. A novel modeling method for photovoltaic cells. *IEEE 35th Annual Power Electronics Specialists Conference*, v. 3, p. 1950–1956, 2004. Citado na página 21.