

**CENTRO FEDERAL DE EDUCAÇÃO TECNOLÓGICA DE MINAS GERAIS
CAMPUS TIMÓTEO**

Sávio Rafael Assis Carmo

**SIMULAÇÃO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO COM RASTREIO
DE MÁXIMA POTÊNCIA SOB CONDIÇÕES DE SOMBREAMENTO
PARCIAL**

Timóteo

2018

Sávio Rafael Assis Carmo

**SIMULAÇÃO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO COM RASTREIO
DE MÁXIMA POTÊNCIA SOB CONDIÇÕES DE SOMBREAMENTO
PARCIAL**

Monografia apresentada à Coordenação de Engenharia de Computação do Campus Timóteo do Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais para obtenção do grau de Bacharel em Engenharia de Computação.

Orientador: Rodrigo Gaiba de Oliveira

Timóteo

2018

Sávio Rafael Assis Carmo

Simulação de um Sistema Fotovoltaico com Rastreamento de Máxima Potência sob Condições de Sombreamento Parcial

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Engenharia de Computação do Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais, campus Timóteo, como requisito parcial para obtenção do título de Engenheiro de Computação.

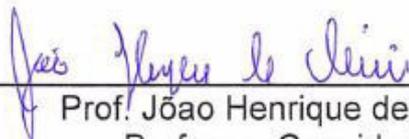
Trabalho aprovado. Timóteo, 09 de Julho de 2018:



Prof. Rodrigo Galba de Oliveira
Orientador



Prof. Elder de Oliveira Rodrigues
Professor Convidado



Prof. João Henrique de Oliveira
Professor Convidado

Timóteo
2018

À minha família
e amigos.

Agradecimentos

Agradeço à minha família, por sempre ter me proporcionado as melhores condições que uma pessoa pode ter o direito de desejar.

Agradeço ao meu orientador, Professor Rodrigo Gaiba de Oliveira, pelo apoio e incentivo com relação ao desenvolvimento do trabalho.

Sou grato ao CEFET/MG como instituição, assim como aos professores, servidores e colegas que lá conheci por terem feito parte da minha vida por tanto tempo.

*“A wizard is never late, Frodo Baggins.
Nor is he early.
He arrives precisely when he means to.”
Gandalf*

Resumo

Os esforços sociais e políticos na busca por desenvolvimento sustentável têm ganhado cada vez mais relevância ao redor do mundo. Neste contexto, a energia solar fotovoltaica se apresenta como uma das alternativas mais interessantes para atender a nova demanda por fontes de energia renováveis e geração distribuída. O rastreamento do ponto de máxima potência em sistemas fotovoltaicos é um elemento de suma importância em unidades geradoras que buscam alta eficiência energética. O caso particular de condições de sombreamento parcial representa um desafio maior para as técnicas de rastreamento convencionais, que podem ter dificuldades em identificar o ponto de máxima potência global em uma curva de potência com múltiplos picos. Tendo isso em vista, este trabalho se propôs a desenvolver uma estratégia de rastreamento capaz de identificar e seguir confiavelmente o ponto de máxima potência global durante a ocorrência de sombreamento parcial. O algoritmo implementado aliou rotinas de varredura e *perturb and observe* para alcançar este objetivo. A técnica de rastreamento foi avaliada em cima de uma simulação computacional que modelou um sistema fotovoltaico de pequeno porte conectado à rede com os principais equipamentos necessários, como inversor de frequência e sistemas de controle. Testes preliminares verificaram que o modelo computacional do módulo fotovoltaico simulado se comportou de acordo com as especificações do dispositivo real. Outros cenários de teste avaliaram o desempenho do método de rastreamento em situações com irradiação solar e temperatura de operação variáveis. Por fim, a estratégia foi testada em condições com até quatro níveis diferentes de irradiação incidindo sobre o painel. Os resultados mostraram que a técnica foi eficaz em atracar e seguir o ponto de máxima potência global em todos os casos de testes apresentados, levando a concluir que ela foi bem sucedida em atingir os objetivos propostos.

Palavras-chave: Fotovoltaico, rastreamento, máxima potência, sombreamento, parcial.

Abstract

Social and political efforts in the search for sustainable development have been gaining more relevance around the world. In this context, solar photovoltaic energy presents itself as one of the most interesting alternatives to answer the new demand for renewable energy sources and distributed generation. Maximum power point tracking in photovoltaic systems is an element of critical importance in power units that seek to achieve high energy efficiency. The particular case of partial shading conditions represents a challenge for conventional tracking techniques, which may have difficulties in identifying the global maximum power point in a power curve with multiple peaks. With that in mind, this paper proposes the development of a tracking strategy that is capable of reliably identifying and following the global maximum power point during partial shading. The implemented algorithm has combined scanning and perturb and observe routines to achieve this goal. The tracking technique was assessed in a computer simulation that sought to model a small sized grid-tied photovoltaic system with its main devices, like the power inverter and control systems. Preliminary tests verified that the computer model used to simulate the photovoltaic module behaved according to the specifications of the real device. Other test scenarios assessed the performance of the tracking method in situations with varying solar irradiation and operating temperature. Finally, the strategy was tested in conditions with up to four different levels of irradiation shining over the photovoltaic panel. The results have shown that the technique was effective in tracking and following the global maximum power point in all of the aforementioned tests, which leads to the conclusion that it was successful in achieving its goals.

Keywords: Photovoltaics, tracking, maximum power, shading, partial.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Geração de energia instalada no Brasil.	15
Figura 2 – Funcionamento de uma célula fotovoltaica.	21
Figura 3 – Dispositivos fotovoltaicos.	22
Figura 4 – Curvas I-V e P-V de um módulo fotovoltaico.	23
Figura 5 – Efeito de mudança de irradiação.	24
Figura 6 – Efeito de mudança de temperatura.	24
Figura 7 – Painéis solares expostos a sombreamento parcial.	25
Figura 8 – Painel com um módulo sombreado e diodos de <i>bypass</i>	26
Figura 9 – Curvas com dois níveis diferentes de irradiação.	27
Figura 10 – <i>Hill Climbing/P&O</i> sob condições de variação rápida.	29
Figura 11 – Fluxograma do algoritmo SA.	32
Figura 12 – Topologia do sistema fotovoltaico simulado.	35
Figura 13 – Circuito equivalente da célula fotovoltaica.	36
Figura 14 – Diagrama do modelo da fotocorrente.	39
Figura 15 – Diagrama do modelo da <i>thermal voltage</i>	39
Figura 16 – Diagrama do modelo da corrente de saturação.	40
Figura 17 – Diagrama do modelo da corrente do diodo.	41
Figura 18 – Diagrama do modelo de I_m	42
Figura 19 – Circuito equivalente do módulo fotovoltaico.	42
Figura 20 – Arranjo do painel fotovoltaico.	43
Figura 21 – Topologia do conversor <i>boost</i>	44
Figura 22 – Topologia do inversor implementado.	45
Figura 23 – Bloco SPWM.	46
Figura 24 – Filtro LC.	46
Figura 25 – Topologia da conexão do inversor.	47
Figura 26 – Referencial síncrono.	48
Figura 27 – PLL implementada.	49
Figura 28 – Malha da corrente do eixo de quadratura.	50
Figura 29 – Malha da corrente do eixo direto.	51
Figura 30 – Malha de controle da tensão do capacitor.	51
Figura 31 – Topologia do inversor com sistema de controle.	52
Figura 32 – Esquema do dispositivo MPPT.	54
Figura 33 – Unidade MPPT.	55
Figura 34 – Teste do módulo fotovoltaico.	59
Figura 35 – Teste do painel FV com quatro módulos.	60
Figura 36 – Curvas do inversor de frequência.	61
Figura 37 – Potência extraída do painel e ciclo de trabalho.	62
Figura 38 – Correntes trifásicas e potência ativa do inversor.	63
Figura 39 – Curvas P-V de painel pra cada nível de irradiação.	64

Figura 40 – Curvas do painel com irradiação homogênea variável.	65
Figura 41 – Curvas do inversor com irradiação homogênea variável.	66
Figura 42 – Curvas P-V de painel pra cada temperatura de operação.	67
Figura 43 – Curvas do painel com temperatura variável.	68
Figura 44 – Curvas do inversor com temperatura variável.	69
Figura 45 – Curva P-V do painel sob dois níveis de irradiação.	70
Figura 46 – Curvas do painel com dois níveis de irradiação.	71
Figura 47 – Curvas do inversor com dois níveis de irradiação.	72
Figura 48 – Curva P-V do painel sob três níveis de irradiação.	73
Figura 49 – Curvas do painel com três níveis de irradiação.	74
Figura 50 – Curvas do inversor com três níveis de irradiação.	75
Figura 51 – Curva P-V do painel sob quatro níveis de irradiação.	76
Figura 52 – Curvas do painel com quatro níveis de irradiação.	77
Figura 53 – Curvas do inversor com quatro níveis de irradiação.	78
Figura 54 – Curvas do painel, variação de três para dois níveis de irradiação.	79
Figura 55 – Curvas do inversor, variação de três para dois níveis de irradiação.	80
Figura 56 – Curvas do sistema, variação de três para quatro níveis de irradiação.	81

Lista de tabelas

Tabela 1 – Especificações do módulo KC200GT nas STC.	37
Tabela 2 – Parâmetros do sistema simulado.	58
Tabela 3 – Irradiação por módulo (2 Níveis).	70
Tabela 4 – Irradiação por módulo (3 Níveis).	73
Tabela 5 – Irradiação por módulo (4 Níveis).	76

Lista de abreviaturas e siglas

FV	Fotovoltaico
MPP	<i>Maximum Power Point</i> (Ponto de Máxima Potência)
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i> (Rastreamento do Ponto de Máxima Potência)
LMPP	<i>Local Maximum Power Point</i> (Ponto de Máxima Potência Local)
GMPP	<i>Global Maximum Power Point</i> (Ponto de Máxima Potência Global)
STC	<i>Standard Test Conditions</i> (Condições Padrão de Teste)
PWM	<i>Pulse Width Modulation</i> (Modulação por Largura de Pulso)
SPWM	<i>Sinusoidal Pulse Width Modulation</i> (Modulação Senoidal por Largura de Pulso)
PLL	<i>Phase Locked Loop</i>
DSP	<i>Digital Signal Processor</i>
P&O	<i>Perturb and Observe</i>
SA	<i>Simulated Annealing</i> (Recozimento Simulado)
CC	Corrente Contínua
CA	Corrente Alternada
CCM	<i>Continuous Conduction Mode</i> (Modo de Condução Contínua)
DCM	<i>Discontinuous Conduction Mode</i> (Modo de Condução Descontínua)
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
I-V	Corrente em função da tensão
P-V	Potência em função da tensão

Lista de símbolos

I_{ph}	Fotocorrente
I_{phn}	Fotocorrente nominal
I_0	Corrente de saturação do diodo
I_D	Corrente do diodo
I_{SC}	Corrente de curto-circuito
V_{OC}	Tensão de circuito aberto
P_{MP}	Potência máxima
I_{MP}	Corrente de máxima potência
V_{MP}	Tensão de máxima potência
V_{ref}	Tensão de referência
D	Ciclo de trabalho
D_{MP}	Ciclo de trabalho de máxima potência
R_S	Resistência em série
R_P	Resistência em paralelo
N_S	Número de células conectada em série no módulo
q	Carga elétrica elementar ($1,602 \times 10^{-19}$ C)
k	Constante de Boltzmann ($1,38 \times 10^{-23}$ J/K)
a	Constante de idealidade do diodo (1,3)
T	Temperatura de operação
ΔT	Diferença entre a temperatura de operação e a temperatura nominal
V_T	<i>Thermal voltage</i>
G	Irradiação atual
G_n	Irradiação nominal (1000 W/m ²)
K_I	Coeficiente de temperatura de I_{SC}
K_V	Coeficiente de temperatura de V_{OC}

P_{avg}	Potência média
P_{ant}	Potência média anterior
ΔP	Diferença de potência
ΔP_{ant}	Diferença de potência anterior
ΔD	Variação no ciclo de trabalho
F_C	Frequência da onda portadora
F_M	Frequência da onda de referência
fp	Fator de potência
φ	Diferença de fase entre a corrente e a tensão
ω	Frequência angular da rede
ωt	Ângulo da rede
E	Tensão de elo
E^*	Tensão de elo de referência
i_d	Corrente do eixo direto
i_d^*	Corrente do eixo direto de referência
i_q	Corrente de quadratura
i_q^*	Corrente de quadratura de referência
v_d^*	Tensão do eixo direto de referência
v_q^*	Tensão de quadratura de referência

Sumário

1	INTRODUÇÃO	15
1.1	Motivação	17
1.2	Objetivos	18
1.3	Limitações	18
1.4	Estrutura Textual	19
2	REFERENCIAL TEÓRICO	20
2.1	Células Fotovoltaicas	20
2.2	Ponto de Máxima Potência	23
2.3	Sombreamento Parcial	25
3	ESTADO DA ARTE	28
3.1	Métodos de Rastreo Tradicionais	28
3.1.1	Hill Climbing/P&O	28
3.1.2	Condutância Incremental	29
3.1.3	Tensão de Circuito Aberto	30
3.2	Métodos de Rastreo em Condições de Sombreamento Parcial	31
3.2.1	Recozimento Simulado	31
3.2.2	Kai Chen, Shulin Tian, Yuhua Cheng	33
3.2.3	Hiren Patel e Vivek Agarwal	34
4	MATERIAIS E MÉTODOS	35
4.1	Modelagem da Célula Fotovoltaica	35
4.1.1	Implementação do Modelo do Painel Fotovoltaico	38
4.2	Modelagem do Conversor CC/CC	43
4.3	Modelagem do Inversor de Frequência	45
4.3.1	Sistema de Controle do Inversor	47
4.3.1.1	Referencial Síncrono	48
4.3.1.2	Phase Locked Loop	49
4.3.1.3	Malhas de Controle	49
5	ESTATÉGIA MPPT PROPOSTA	53
5.1	Pressupostos	53
5.2	Esquema	54
5.3	Algoritmo	55
6	ANÁLISE DE RESULTADOS	58
6.1	Testes Preliminares	58
6.1.1	Teste do Módulo Fotovoltaico	59
6.1.2	Teste do Painel Fotovoltaico	60

6.1.3	Teste do Inversor de Frequência	60
6.2	Testes do MPPT sob Irradiação Homogênea	62
6.2.1	Teste nas STC	62
6.2.2	Teste com Irradiação Variável	64
6.2.3	Teste com Temperatura Variável	67
6.3	Testes do MPPT sob Condições de Sombreamento Parcial	70
6.3.1	Teste com Dois Níveis de Irradiação.	70
6.3.2	Teste com Três Níveis de Irradiação	73
6.3.3	Teste com Quatro Níveis de Irradiação	76
6.3.4	Teste com Sombreamento Variando de Três para Dois Níveis	79
6.3.5	Teste com Sombreamento Variando de Três para Quatro Níveis	80
7	CONCLUSÕES	82
7.1	Contribuições	83
7.2	Trabalhos Futuros	83
	REFERÊNCIAS	84

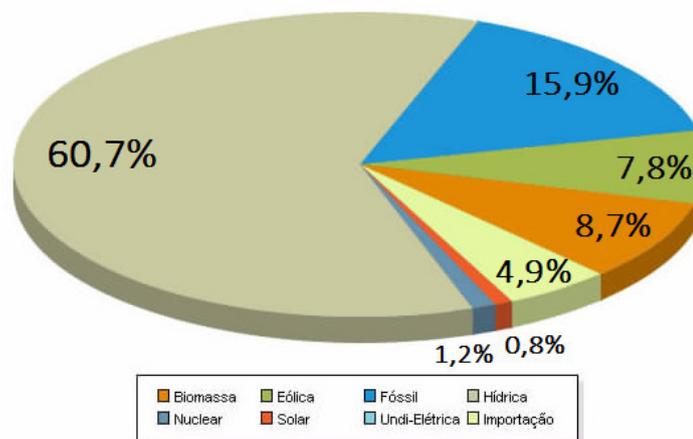
1 Introdução

A questão da responsabilidade ambiental tem se tornado cada vez mais presente na sociedade de hoje. Governos e empresas vêm adotando medidas de incentivo ao consumo consciente e à preservação dos recursos naturais, com o intuito de buscar o desenvolvimento sustentável. Seguindo essa tendência, o investimento em fontes de energia renováveis é um elemento importante no compromisso ambiental que tem sido promovido nos últimos anos.

A radiação solar é umas das principais fontes alternativas de energia disponíveis para utilização. Além de ter seu componente térmico aproveitado em aquecimento de fluidos para uso industrial e doméstico, a energia solar também pode ser convertida em energia elétrica por meio de usinas fotovoltaicas. Acompanhando a filosofia de sustentabilidade, a capacidade instalada de geração de energia fotovoltaica cresceu consideravelmente ao redor do mundo. Países como Itália e Alemanha lideram o esforço internacional para a substituição das fontes de energia tradicionais pelas renováveis, sendo que no caso da Itália, usinas solares foram responsáveis pela geração de 22TWh ainda em 2013, o que representa 7% do consumo de eletricidade anual do país (BURGER, 2014).

No Brasil, a demanda por energia elétrica em 2013 foi de 516TWh e projeções do Ministério de Minas e Energia esperam que este número chegue a 790TWh até 2024 (IEA, 2014a). A principal fonte brasileira de eletricidade são as usinas hidrelétricas, responsáveis por cerca de 61% da capacidade de geração instalada no país. Apesar de se tratar de uma fonte renovável, a dependência demasiada na energia hídrica pode comprometer a disponibilidade de eletricidade em períodos de falta de chuva, como ocorreu no racionamento de 2001 e 2002. A matriz energética brasileira ainda é composta por usinas a combustíveis fósseis e biomassa. Tratando-se de outras fontes renováveis, merece destaque a geração eólica, que já é responsável pela produção de 7,8% da energia nacional (ANEEL, 2018).

Figura 1 – Geração de energia instalada no Brasil.



Adaptado de (ANEEL, 2018).

Como pode ser observado na Fig. 1, a energia elétrica solar ainda não tem participação considerável no Brasil. Apesar disso, o país possui um elevado potencial de geração fotovoltaica que se deve, principalmente, à extensão territorial localizada em baixas latitudes, que proporcionam altos índices de irradiação solar ao longo do ano. A média anual de Irradiação Global na Horizontal (IGH) disponível no território brasileiro é de 1800 quilowatt-hora por metro quadrado (kWh/m^2), sendo que a região onde essa incidência ocorre com maior intensidade é o planalto central, onde a IGH pode atingir 2300kWh/m^2 (SOLARGIS, 2016).

Um dos motivos pelos quais o potencial energético solar ainda não é bem aproveitado no Brasil pode ser atribuído ao alto custo do investimento inicial. Mesmo entre as fontes renováveis, a energia fotovoltaica é a mais cara em relação à potência fornecida, chegando a custar até 15000 reais por cada quilowatt instalado (RANGEL; BORGES; SANTOS, 2016). Várias pesquisas têm sido desenvolvidas ao redor do mundo com o objetivo de aprimorar a tecnologia utilizada nas células fotovoltaicas visando, entre outras coisas, aumentar sua eficiência e reduzir seu custo de fabricação. Além disso, alguns governos adotam políticas de incentivo ao uso de fontes alternativas, que vão desde isenções fiscais até subsídios financeiros. No caso da energia solar fotovoltaica, estes incentivos, aliados ao desenvolvimento na tecnologia de produção das células, contribuíram para que o preço de módulos fotovoltaicos fosse dividido por cinco entre 2008 e 2012 na Itália (IEA, 2014b).

Em abril de 2012, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) aprovou a Resolução Normativa n° 482/2012, que regulamenta a geração de energia elétrica pelo consumidor brasileiro. Essa resolução estabelece condições necessárias para a mini e microgeração distribuída, assim como estipula os critérios de compensação por parte das companhias elétricas. Se em um determinado mês o consumidor injetar mais energia na rede do que consumir, serão atribuídos a ele créditos que poderão ser usados para abater o valor de contas futuras. Outra possibilidade de geração é a chamada “geração compartilhada”, onde múltiplos consumidores podem se organizar em consórcios ou cooperativas para gerar energia de forma conjunta. Neste caso, os créditos concedidos pela distribuidora são divididos entre os cooperados. Uma vantagem dessa modalidade, é a redução do investimento individual que cada membro deve fazer para a instalação da unidade geradora.

Conforme destacado pela (ANEEL, 2015), a mini e microgeração distribuída trazem uma série de benefícios, dentre os quais é possível citar:

- Baixo impacto ambiental;
- Redução no carregamento da rede;
- Minimização de perdas;
- Diversificação da matriz energética.

1.1 Motivação

Considerando a relevância atual do desenvolvimento e difusão da energia solar fotovoltaica, bem como o potencial energético ainda inexplorado disponível no Brasil, se mostra de interesse do consumidor envolvido e da sociedade em geral que pesquisas sejam realizadas no sentido de aprimorar a eficiência da geração fotovoltaica distribuída.

Os módulos fotovoltaicos são fontes de potência em corrente contínua, que apresentam uma curva I-V não linear, isto é, a tensão e a corrente fornecidas não variam linearmente quando as condições de operação mudam. Ao longo da curva I-V, existe um ponto de operação específico a partir do qual é possível extrair a potência máxima do módulo FV, é o chamado ponto de máxima potência (MPP). Normalmente, este ponto não é constante e oscila em função de variações de fatores externos, como o nível de irradiação solar e a temperatura ambiente. O rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT) é uma parte importante na construção de sistemas fotovoltaicos que buscam alta eficiência energética (FARANDA; LEVA, 2008).

Uma situação em particular pode causar efeitos indesejáveis, mesmo em sistemas que tenham uma solução MPPT. São as denominadas condições de sombreamento parcial. Estas condições são caracterizadas por um painel fotovoltaico que tenha parte de seus módulos encobertos ou com insolação reduzida em relação aos demais. Essa diferença de irradiação faz com que a curva P-V do painel apresente múltiplos picos de potência, sendo que apenas um é ponto de máxima potência global (GMPP), com os outros sendo classificados como pontos de máxima potência locais (LMPP). Identificar o GMPP em meio a outros picos pode ser desafiador para técnicas MPPT que, se não forem apropriadas para essa situação, podem ficar presas em máximos locais, extraindo menos potência do que o ideal.

Várias estratégias de MPPT foram propostas e desenvolvidas ao longo dos anos, cada uma com suas particularidades no que diz respeito a precisão, velocidade de convergência e necessidade de medições, sendo que algumas estratégias, inclusive, são capazes de rastrear o GMPP em condições de sombreamento parcial (ESRAM; CHAPMAN, 2007). Em produtos comerciais encontrados no mercado hoje, o algoritmo MPPT geralmente vem embarcado em algum componente do sistema. Para sistemas fotovoltaicos usados para alimentar cargas remotas ou conectados a baterias, o dispositivo responsável pelo rastreamento geralmente é o controlador de carga, enquanto que para sistemas conectados à rede, o caso abordado neste trabalho, o MPPT normalmente se encontra embutido no inversor de frequência (PINHO; GALDINO, 2014).

Uma unidade geradora fotovoltaica que não implemente uma solução MPPT adequada estará alheia às variações externas de irradiação e temperatura. Esta ausência pode fazer com que as células trabalhem em um ponto de tensão e corrente diferente do ideal para aquelas condições, desperdiçando o potencial energético disponível. A longo prazo, esta falta de eficiência pode acarretar perdas econômicas significativas em sistemas conectados à rede de distribuição, onde existe uma bonificação financeira para a energia fornecida.

1.2 Objetivos

No contexto da importância que a energia fotovoltaica vem angariando nos últimos anos e considerando os benefícios proporcionados pela geração distribuída, este trabalho tem como objetivo estudar os efeitos de uma técnica MPPT aplicada em um sistema de geração fotovoltaica, por meio de uma simulação computacional. Mais especificamente, o trabalho visa modelar os componentes necessários para um sistema de geração distribuída conectado à rede, como o inversor de frequência e os blocos de controle. A simulação irá verificar como as variações nos níveis de temperatura e irradiação afetam a potência produzida pelo painel fotovoltaico, além de testar se a estratégia MPPT proposta é efetiva durante sombreamento parcial. Desse modo, é possível listar os seguintes objetivos específicos deste trabalho:

- Estudar o modelo físico e matemático que rege o comportamento da célula fotovoltaica;
- Implementar o modelo computacional do inversor de frequência e do filtro passa-baixa;
- Implementar o modelo computacional da *Phase Locked Loop* (PLL) responsável por fornecer o ângulo da tensão da rede;
- Desenvolver as malhas de controle de corrente e tensão necessárias para que se injete potência ativa na rede;
- Implementar o modelo computacional do conversor CC/CC que irá controlar o ponto de operação do módulo fotovoltaico;
- Implementar a estratégia MPPT que seja capaz de lidar com sombreamento parcial;
- Simular o sistema com todos os seus componentes e avaliar o efeito da estratégia MPPT sob condições variáveis de temperatura e irradiação;
- Simular o sistema e avaliar o desempenho do MPPT sob condições de sombreamento parcial.

1.3 Limitações

O escopo proposto para o trabalho abrange especificamente os sistemas FV conectados à rede, não sendo abordados os sistemas isolados ou que fazem uso de baterias para armazenamento de energia. Outra particularidade está relacionada à magnitude das grandezas envolvidas. Com a intenção de aumentar a velocidade da simulação, será utilizado um número reduzido de módulos FV, limitando a potência do sistema simulado à, aproximadamente, 800W.

Não é objetivo do trabalho modelar mecanismos de segurança que seriam necessários em um sistema real, como a função anti-ilhamento e circuitos de proteção para condições anormais de operação. Por fim, vale ressaltar que por se tratar de uma simulação geral do sistema, não foi dado foco especial em nenhum dispositivo que não seja o MPPT. As implementações de alguns componentes são simplificadas e modelam apenas suas características mais salientes.

1.4 Estrutura Textual

Este trabalho é estruturado em sete capítulos diferentes. O conteúdo abordado em cada capítulo pode ser consultado na descrição a seguir:

- No Capítulo 1, o tema do trabalho é introduzido e o contexto do problema é apresentado. Este capítulo introdutório também descreve qual é a motivação e quais são os objetivos e limitações do trabalho;
- O Capítulo 2 traz a fundamentação teórica relevante para a compreensão do assunto abordado no trabalho. Os conceitos que envolvem dispositivos fotovoltaicos, ponto de máxima potência e sombreamento parcial são descritos e aprofundados;
- A Estado da Arte é discutido no Capítulo 3. Este capítulo apresenta as principais técnicas referentes ao rastreamento do ponto de máxima potência, bem como discute trabalhos recentes que propõem estratégias de MPPT para condições de sombreamento parcial;
- No Capítulo 4, os procedimentos metodológicos usados no desenvolvimento da simulação são descritos. O texto detalha as equações matemáticas que foram usadas para modelar o comportamento dos módulos fotovoltaicos, além de abordar como cada componente do sistema foi modelado e implementado;
- O Capítulo 5 traz a descrição da técnica MPPT proposta. Também são apresentados as suposições e os princípios que justificaram a abordagem escolhida. O algoritmo desenvolvido para rastrear o ponto de máxima potência durante sombreamento parcial é analisado;
- O Capítulo 6 mostra os resultados obtidos a partir das simulações realizadas. Cada cenário de teste é analisado e discutido;
- Por fim, o Capítulo 7 traz as conclusões e considerações finais, bem como propostas de trabalhos futuros no mesmo tema.

2 Referencial Teórico

2.1 Células Fotovoltaicas

As células fotovoltaicas são dispositivos que convertem energia luminosa em energia elétrica. Esta conversão ocorre em virtude do efeito fotoelétrico, fenômeno descoberto em 1839 pelo francês Edmond Becquerel, que descreve como a radiação eletromagnética consegue gerar elétrons livres ao ser absorvida por certos tipos de materiais (GHENSEV, 2006).

As células FV são constituídas de material semicondutor, o qual pode se comportar tanto como um isolante quanto como um condutor propriamente dito. Esta distinção está atrelada ao nível de energia dos elétrons do material. Normalmente, os elétrons podem se encontrar em duas bandas de energia: na de valência ou na de condução. Nos semicondutores, a banda de condução é desprovida de elétrons em temperaturas próximas ao zero absoluto e o material se comporta como um isolante, porém à medida que a energia térmica ou luminosa é absorvida, os elétrons que anteriormente estavam na banda de valência saltam para a banda de condução, aumentando a condutividade elétrica do material. A quantidade de energia que deve ser absorvida para que um elétron seja promovido para a banda de condução é a separação energética entre as duas bandas, chamada *bandgap*. O *bandgap* pode atingir até 3eV nos semicondutores, sendo que um valor acima disso passaria a classificar o material como um isolante (PINHO; GALDINO, 2014).

Vários elementos químicos têm propriedades semicondutoras, entre eles o Carbono, Germânio, Arsênio e o mais utilizado na fabricação de células FV, o Silício. Quando puro, os átomos de Silício se organizam numa rede cristalina através de ligações covalentes, onde seus quatro elétrons da camada de valência são compartilhados com os átomos vizinhos. Quando o material semicondutor é submetido a níveis consideráveis de energia térmica ou luminosa, as ligações covalentes vão sendo quebradas e os elétrons vão passando da banda de valência para a banda de condução. No lugar dos elétrons que foram cedidos surgem lacunas, e os átomos de Silício, que antes eram eletricamente neutros, passam a ter carga líquida positiva (PINHO; GALDINO, 2014).

No entanto, apenas elevar elétrons para a banda de condução não é suficiente para a geração de energia elétrica. Para isso, é necessário submeter as cargas elétricas a uma diferença de potencial, o que pode ser alcançado alterando-se a estrutura cristalina de Silício. Uma técnica amplamente utilizada na indústria eletrônica para manipular as propriedades elétricas de um semicondutor é a dopagem. Esta técnica consiste na inserção de impurezas na rede cristalina do Silício, com a intenção desestabilizar as ligações covalentes e proporcionar cargas livres que possam facilmente ser excitadas para a banda de condução (GHENSEV, 2006).

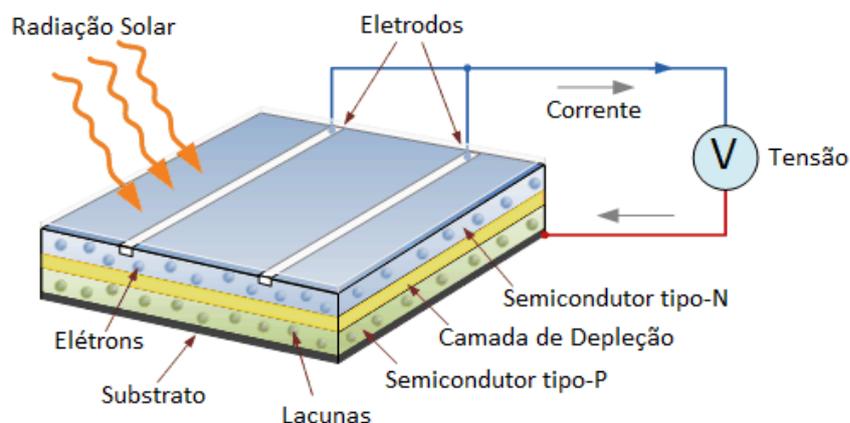
Dois tipos de impurezas são utilizadas na dopagem do Silício. Elementos que possuem cinco elétrons na camada de valência, como o Fósforo, são considerados dopantes doadores,

isso porquê ao se ligarem aos átomos de Silício, existirá um elétron em excesso fracamente ligado aos átomos. Este elétron pode passar para a banda de condução à temperatura ambiente, deixando os átomos de origem com carga líquida positiva. Dopantes doadores também são conhecidos como dopantes tipo N (PINHO; GALDINO, 2014).

A introdução na rede cristalina de elementos que possuem apenas três elétrons de valência, como o Boro, faz com que as ligações covalentes com os átomos de Silício ocorram com um elétron faltante. À temperatura ambiente, elétrons de ligações vizinhas têm energia suficiente para se deslocarem e preencher essa lacuna, o que pode ser visto como a lacuna, ou uma carga positiva, se movimentando no sentido contrário. Esse movimento de cargas faz com que os átomos destes elementos tenham uma carga líquida negativa. Dopantes que recebem elétrons são denominados aceitadores ou dopantes tipo P (PINHO; GALDINO, 2014).

Ao se posicionar uma região com dopantes do tipo N ao lado de uma região contendo dopantes do tipo P, tem-se a chamada junção PN. Esta junção é parte essencial de dispositivos eletrônicos, tais como diodos, transistores e as próprias células fotovoltaicas. A região tipo N tem elétrons em excesso e, à temperatura ambiente, estes elétrons tendem a se difundir para a região tipo P, onde existem lacunas que são aceitadoras de elétrons. O movimento também pode ser percebido como se as lacunas estivessem se movendo do lado P para o lado N. Conforme a difusão de cargas acontece, o lado N começa a apresentar carga líquida positiva devido aos elétrons dados, enquanto que o lado P apresenta carga líquida negativa em função dos elétrons recebidos. Essa difusão só é interrompida quando o acúmulo de cargas positivas e negativas em lados opostos gera um campo elétrico, cujo sentido é contrário ao movimento original das cargas. Eventualmente a junção PN atinge o equilíbrio elétrico e a diferença de potencial estabelecida entre as duas regiões do material é estabilizada (ARAMIZU, 2010).

Figura 2 – Funcionamento de uma célula fotovoltaica.



Adaptado de (AET, 2016).

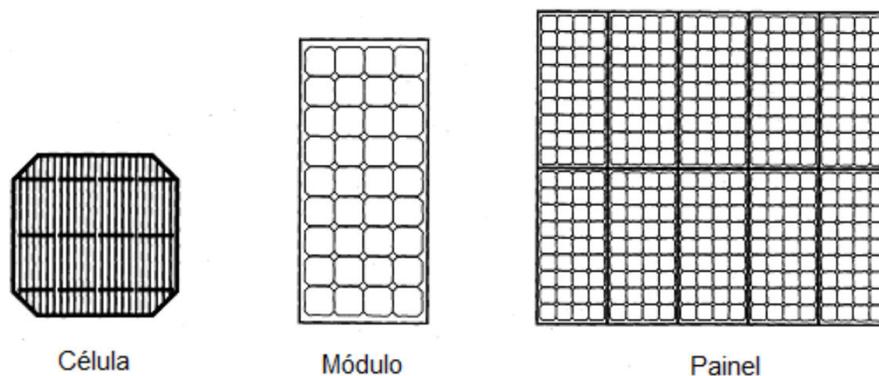
Quando um elétron é excitado para a banda de condução, ele sofre a influência da diferença de potencial elétrico e é acelerado, dando origem à geração de energia elétrica. Como

pode ser observado na Fig. 2, na célula FV as extremidades da junção PN são os terminais entre os quais existe a tensão estabelecida. Ao se conectar a célula a um circuito externo na presença de irradiação luminosa, a tensão irá induzir uma corrente elétrica e, conseqüentemente, a célula FV fornecerá potência (PINHO; GALDINO, 2014).

Uma única célula fotovoltaica geralmente proporciona tensões em torno de 0,7V e correntes entre 3 e 5A, dependendo do nível de irradiação solar e temperatura. Por este motivo, as células normalmente são agrupadas de modo que a potência fornecida possa ser utilizada para fins práticos. Células associadas em série elevam a tensão fornecida, enquanto que células associadas em paralelo elevam a corrente (ARAMIZU, 2010).

Um módulo fotovoltaico é um agrupamento de várias células FV conectadas em série ou paralelo. Módulos são as unidades geradoras comumente disponíveis para compra no mercado, e as especificações técnicas fornecidas pelo fabricante normalmente são referentes a eles. Assim como as células, módulos FV também podem ser agrupados em série ou em paralelo para ganhos em tensão e corrente respectivamente. Um conjunto de módulos é conhecido como painel solar (ARAMIZU, 2010). A Fig. 3 exibe uma representação dos componentes FV mencionados.

Figura 3 – Dispositivos fotovoltaicos.



Fonte: (PATEL, 2005).

As principais especificações técnicas de um módulo FV são as seguintes:

- Tensão de circuito aberto (V_{OC}): Diferença de potencial entre os terminais do módulo quando não existe corrente circulando. É a tensão máxima que o módulo pode produzir;
- Corrente de curto-circuito (I_{SC}): Corrente fornecida pelo módulo quando a impedância conectada entre os terminais é zero. É a maior corrente que o módulo consegue produzir;
- Potência máxima (P_{MP}): Potência fornecida pelo módulo quando este está operando no ponto de máxima potência (MPP);
- Tensão de máxima potência (V_{MP}): Tensão entre os terminais do módulo quando ele está operando no MPP;

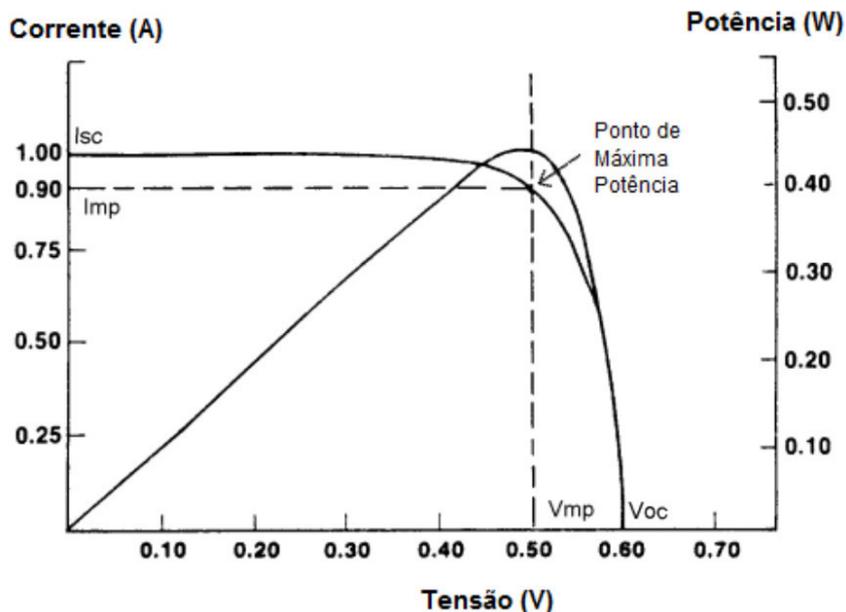
- Corrente de máxima potência (I_{MP}): Corrente circulando através do módulo quando ele está operando no MPP.

É importante ressaltar que essas especificações são referentes às Condições Padrão de Teste (STC), que normalmente assumem irradiação de $1000\text{W}/\text{m}^2$ e temperatura de 25°C .

2.2 Ponto de Máxima Potência

Os módulos FV são fontes de potência não lineares. A curva que define a relação entre a tensão e corrente fornecidas possui duas regiões bastante distintas. Em uma, a tensão é aproximadamente constante, mesmo quando a carga conectada ao módulo sofre variações, enquanto que na outra, é a corrente que tende a permanecer constante. Estas duas regiões dão a forma característica para a curva I-V de um módulo fotovoltaico. Tal curva descreve todos os possíveis pontos de operação que o módulo FV pode assumir, sendo que um destes pontos em especial, é o que maximiza a potência fornecida pelo módulo (FARANDA; LEVA, 2008). Graficamente, encontrar o ponto de máxima potência na curva I-V, significa encontrar para quais valores de tensão e corrente a área abaixo do ponto é máxima. Devido ao formato característico da curva, o MPP geralmente fica localizado na região de transição entre as duas regiões descritas anteriormente. Na Fig. 4 é possível observar as curvas I-V, P-V e o MPP de um módulo fotovoltaico.

Figura 4 – Curvas I-V e P-V de um módulo fotovoltaico.

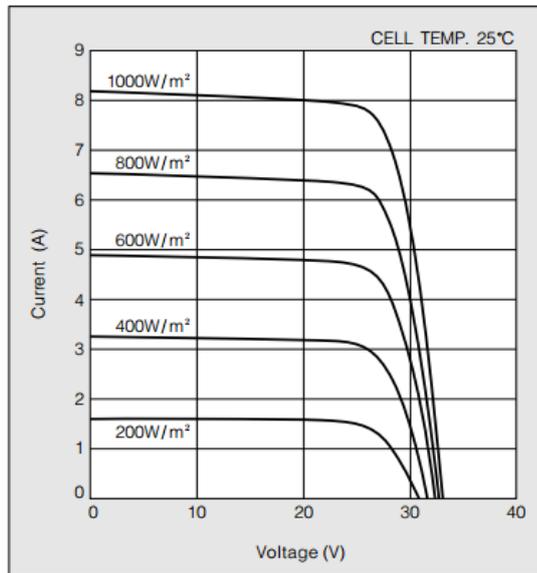


Adaptado de (CRESESB, 2006).

O desempenho da célula FV é altamente dependente de nível de irradiação solar e da temperatura de operação. Quanto mais energia luminosa estiver incidindo sobre o módulo, maior será a potência fornecida. Já um aumento na temperatura de operação acarreta uma queda de potência. A corrente é mais sensível a alterações nos níveis de irradiação solar do

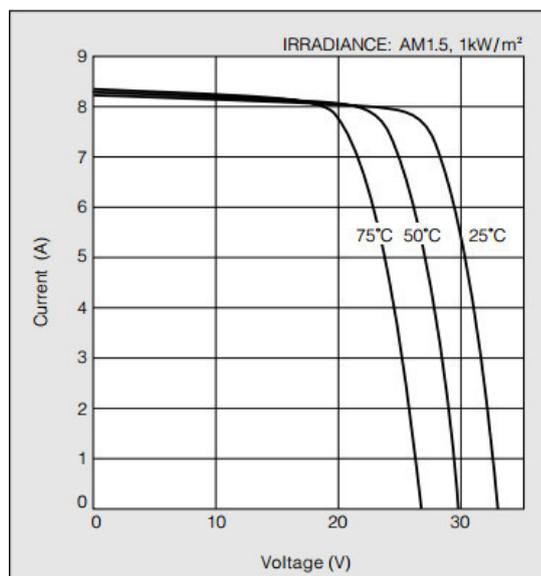
que a tensão, que é pouco influenciada por esta grandeza, no entanto, a tensão cai rapidamente com o aumento da temperatura do módulo FV (PINHO; GALDINO, 2014). Os efeitos que a variação destes fatores tem sobre a curva I-V do módulo KC200GT podem ser observado nas Fig. 5 e Fig. 6:

Figura 5 – Efeito de mudança de irradiação.



Fonte: (KYOCERA, 2007).

Figura 6 – Efeito de mudança de temperatura.



Fonte: (KYOCERA, 2007).

Uma vez que as curvas I-V são modificadas para cada nível de temperatura e irradiação, naturalmente o ponto de máxima potência também sofrerá influência destas condições externas. Ao longo de um período de tempo, o MPP provavelmente não permanecerá estático

e irá oscilar em torno de algum valor à medida que a nebulosidade ou o ângulo de incidência do sol variam. Deste modo, o rastreamento dinâmico do MPP se mostra necessário para que os módulos operem o mais próximo possível deste ponto.

A tarefa de identificar e seguir o MPP é o chamado rastreamento do ponto de máxima potência. Sistemas fotovoltaicos modernos geralmente fazem uso de equipamentos que implementam alguma solução MPPT, como controladores de carga e inversores de frequência. O dispositivo MPPT pode ser dividido em duas partes: o bloco de controle e o bloco de potência. O bloco de controle é o responsável por executar o algoritmo MPPT em si. Utilizando dados de entrada, como os valores de tensão e corrente medidos no módulo FV, o algoritmo irá gerar um sinal de controle de acordo com a estratégia escolhida. A implementação do bloco de controle pode ser realizada de forma analógica ou digital, neste segundo caso, através de microcontroladores ou DSP's. A seção de potência, por sua vez, normalmente consiste em um conversor CC/CC em modo chaveado, cujo ciclo de trabalho é manipulado pelo bloco de controle. O ajuste do ciclo de trabalho permite que a tensão de operação do painel FV seja controlada por meio do conversor. Através da ação conjunta dos dois blocos, o dispositivo MPPT consegue efetivamente rastrear e seguir MPP, aumentando a eficiência do sistema (PINHO; GALDINO, 2014).

2.3 Sombreamento Parcial

Um caso particular de curva I-V do sistema fotovoltaico ocorre quando este está sujeito a condições de sombreamento parcial. Esta situação é caracterizada por diferenças no nível de irradiação solar recebida por cada módulo que compõe um mesmo painel FV. Diversos fatores podem levar a essa diferença de irradiação, sendo comumente causada por sombras de obstáculos que podem bloquear parcialmente a incidência luminosa, como pode ser visto na Fig. 7. Outras circunstâncias classificadas como sombreamento parcial, são o acúmulo de poeira em módulos específicos e curvaturas na superfície do painel FV, que acarretam diferenças no ângulo de incidência dos raios solares sobre cada módulo (CHEN et al., 2014).

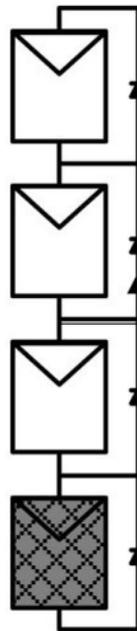
Figura 7 – Painéis solares expostos a sombreamento parcial.



Fonte: (BRUENDLINGER et al., 2006).

Para entender as consequências do sombreamento parcial é necessário observar como o painel fotovoltaico é arranjado. Quando os módulos estão conectados em série, as tensões individuais de cada um deles são somadas para fornecer a tensão total do painel, no entanto, a corrente total do painel é a mesma que atravessa cada módulo. Quando o nível de irradiação sobre um dos módulos diminui em relação aos demais, a corrente fornecida pelo painel fotovoltaico passa a ser limitada por este módulo específico. Essa limitação pode polarizar reversamente as células FV que estão sombreadas, fazendo com que elas dissipem a energia produzida pelas que estão iluminadas adequadamente (CHEN et al., 2014). Além de reduzir drasticamente a potência que o painel consegue produzir, esta condição leva ao surgimento de *hotspots* nos módulos sombreados, sobreaquecendo as células que estão polarizadas inversamente, o que pode danificar os módulos em situações mais extremas.

Figura 8 – Painel com um módulo sombreado e diodos de *bypass*.

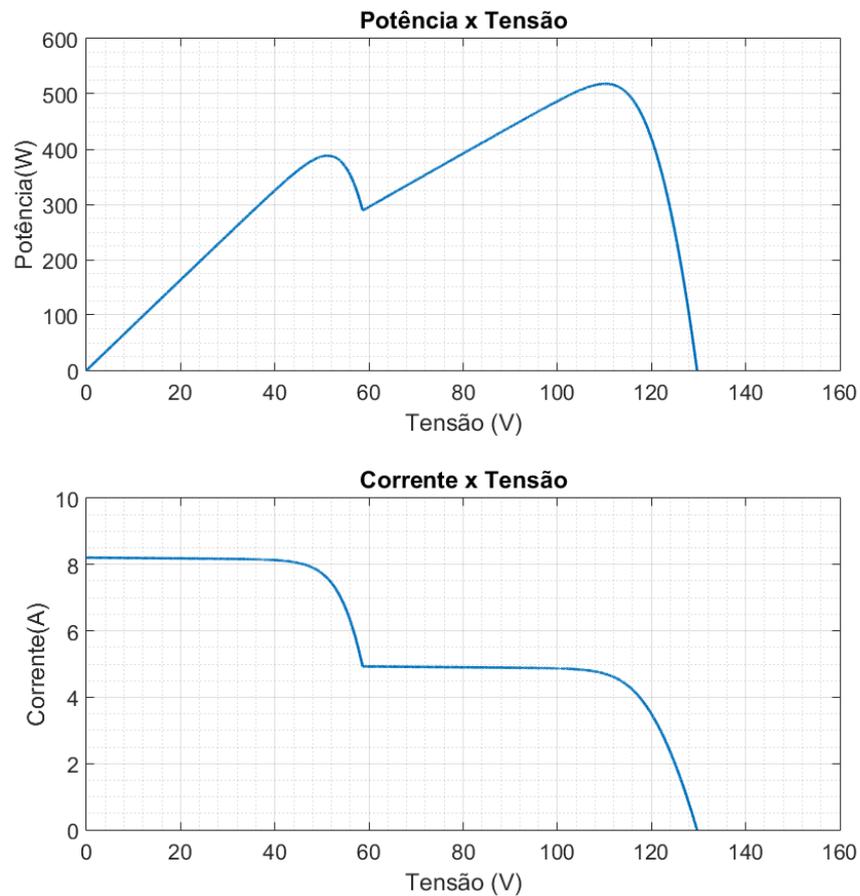


Fonte: (CHEN et al., 2014).

Para contornar estes efeitos indesejáveis, diodos de *bypass* são instalados paralelamente aos módulos conforme ilustrado na Fig. 8. Estes diodos proporcionam um caminho adicional para que a corrente flua quando o nível de irradiação no módulo fica abaixo dos demais. Embora os diodos de *bypass* evitem o sobreaquecimento das células fotovoltaicas e aumente a eficiência do painel quando ele está submetido a condições de sombreamento parcial, eles acabam introduzindo uma particularidade nas curvas de potência do sistema. Sob irradiação solar homogênea, a curva de P-V do painel apresenta apenas um pico e, conseqüentemente, um MPP. Porém, enquanto o painel está sujeito a sombreamento parcial, os diodos acarretam múltiplos picos na curva, que passa a ter vários LMPP's e apenas um GMPP. A curva I-V também sofre alterações expressivas e começa a exibir múltiplos degraus em seu formato característico. O número de picos na curva de potência e o número de degraus na curva I-V são

iguais à quantidade de níveis diferentes de irradiação aos quais o painel está exposto, como observado na Fig. 9 (PATEL; AGARWAL, 2008).

Figura 9 – Curvas com dois níveis diferentes de irradiação.



Fonte: Elaborado pelo autor.

A presença de máximos locais torna o rastreamento do MPP mais desafiador, uma vez que algoritmos convencionais tendem a seguir o primeiro pico encontrado, ficando alheios à possibilidade de um máximo global em um pico vizinho. Assim como no caso de um único pico, diversos algoritmos foram propostos para lidar com a existência de LMPP's, possibilitando o rastreamento do GMPP mesmo em condições de sombreamento parcial.

3 Estado da Arte

Diversos algoritmos e estratégias para rastreamento de ponto de máxima potência foram propostos e desenvolvidos ao longo do tempo. Eles diferem em aspectos como complexidade, velocidade de convergência, precisão, necessidade de sensores e custo de implementação (ESRAM; CHAPMAN, 2007). Uma classificação básica leva em consideração se a técnica é ou não capaz de rastrear o MPP sob condições de sombreamento parcial. A princípio serão descritas as técnicas tradicionais, usadas para rastreamento em curvas com um único pico, e mais adiante serão estudadas estratégias que conseguem identificar o máximo global em meio a máximos locais.

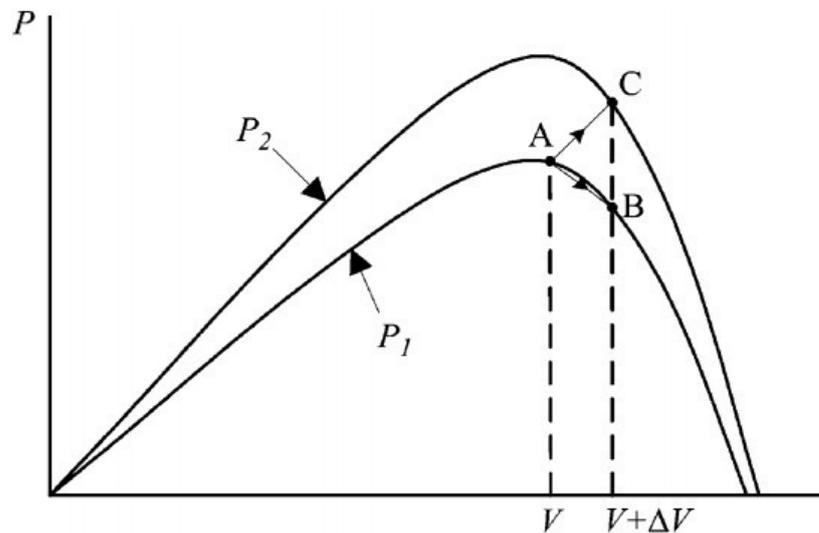
3.1 Métodos de Rastreamento Tradicionais

Os métodos de rastreamento tradicionais ou convencionais, são aqueles que conseguem identificar e seguir o ponto de máxima potência verdadeiro apenas quando a curva P-V possui um único pico. Na presença de sombreamento parcial, estes algoritmos podem ficar presos em um LMPP, deixando de obter a potência disponível no GMPP. Apesar dessa limitação inicial, estas técnicas podem ser adaptadas para lidar com múltiplos picos e também podem servir de base para estratégias mais avançadas (ESRAM; CHAPMAN, 2007). A seguir estão as descrições das principais técnicas MPPT tradicionais encontradas na literatura.

3.1.1 Hill Climbing/P&O

Duas das técnicas convencionais mais difundidas e utilizadas ao longo dos anos, *Hill Climbing* e *Perturb and Observe* têm o mesmo princípio de funcionamento. Ambas provocam uma pequena variação em alguma grandeza envolvida com o conversor CC/CC e avaliam se a perturbação resultou num aumento de potência ou não. Caso afirmativo, uma nova perturbação no mesmo sentido é realizada, caso contrário, o sentido da perturbação seguinte é invertido. Esse processo é repetido até que o MPP seja alcançado. Enquanto *Hill Climbing* emprega variações no ciclo de trabalho do conversor, *P&O* perturba a tensão de operação do módulo FV (ESRAM; CHAPMAN, 2007).

Uma das desvantagens dessas duas técnicas é que, a princípio, elas não atingem o MPP de fato, e sim oscilam ao redor dele, uma vez que o algoritmo continua tentando encontrar ganhos de potência por meio de perturbações. Uma possível maneira de amenizar essa situação é utilizar passos pequenos nas variações do ciclo de trabalho, o que implicaria oscilações de amplitude reduzida em torno do MPP. Porém, essa medida introduz o problema de que o algoritmo demorará mais para convergir quando as condições externas mudarem. Uma solução mais complexa seria usar passos de tamanho variável que se tornam cada vez menores à medida que o ponto de operação se aproxima do MPP, como foi feito por (XIAO; DUNFORD, 2004) e (FEMIA et al., 2005).

Figura 10 – *Hill Climbing/P&O* sob condições de variação rápida.

Fonte: (ESRAM; CHAPMAN, 2007).

Outra situação indesejada associada às técnicas *Hill Climbing/P&O* acontece quando as condições climáticas se alteram muito rapidamente. Na Fig. 10, considerando que A seja o ponto de operação inicial e que as condições climáticas estejam aproximadamente constantes, o algoritmo irá realizar uma perturbação na tensão do módulo FV, movendo o ponto de operação de A para B. A potência disponível em B é menor do que em A, dessa forma, o MPPT irá inverter o sentido da próxima perturbação, o que está de acordo com o princípio do algoritmo. No entanto, assumindo-se que os índices de irradiação estejam variando muito rapidamente, a curva de potência pode se alterar de P_1 para P_2 entre os períodos de amostragem. Ao realizar a perturbação do ponto A para o ponto C, o MPPT irá observar um ganho de potência, alheio ao fato de que este ponto se encontrar além do MPP. Se a irradiação solar continuar subindo neste ritmo, o algoritmo continuará realizando perturbações no mesmo sentido, mesmo que essas perturbações afastem o ponto de operação do MPP verdadeiro. Em (FEMIA et al., 2005)], a taxa de amostragem é otimizada para contornar este problema e em (XIAO; DUNFORD, 2004), o método de *Hill Climbing* original é adaptado para evitar que o ponto de operação divirja do MPP.

3.1.2 Condutância Incremental

Outra estratégia MPPT tradicional, a Condutância Incremental é uma evolução das técnicas *Hill Climbing/P&O*, que utiliza a taxa de variação da potência em relação à tensão para deduzir em qual direção na curva de potência está o MPP. Caso dP/dV seja positiva, o ponto de operação está à esquerda do MPP, caso seja negativa, está à direita. Se dP/dV for igual zero, significa que o ponto de operação atual é o MPP (ESRAM; CHAPMAN, 2007). Essas suposições só são válidas se a curva de potência não possuir múltiplos picos e, conseqüentemente, máximos locais.

Partindo dos pressupostos:

$$dP/dV = 0, \text{ no MPP}$$

$$dP/dV > 0, \text{ à esquerda do MPP}$$

$$dP/dV < 0, \text{ à direita do MPP}$$

E utilizando a aproximação:

$$\frac{dP}{dV} = \frac{d(IV)}{dV} = I + V \frac{dI}{dV} \cong I + V \frac{\Delta I}{\Delta V} \quad (3.1)$$

Chega-se ao seguinte resultado:

$$\Delta I/\Delta V = -I/V, \text{ no MPP}$$

$$\Delta I/\Delta V > -I/V, \text{ à esquerda do MPP}$$

$$\Delta I/\Delta V < -I/V, \text{ à direita do MPP}$$

O rastreamento do MPP pode ser realizado comparando a condutância instantânea (I/V) com a condutância incremental ($\Delta I/\Delta V$). Caso o ponto de operação atual esteja à esquerda do MPP, a tensão de referência, na qual o módulo FV é forçado a operar, é incrementada. Estando à direita, a tensão de referência é decrementada. Ao atingir o MPP, a tensão é mantida constante até que uma variação na corrente do módulo seja detectada, indicando mudanças nas condições atmosféricas (ESRAM; CHAPMAN, 2007).

3.1.3 Tensão de Circuito Aberto

Este é um método que assume que a tensão de máxima potência V_{MP} é aproximadamente proporcional à tensão de circuito aberto V_{OC} , conforme a relação:

$$V_{MP} \approx kV_{OC} \quad (3.2)$$

Para a utilização deste método, é necessário realizar testes empíricos para medir V_{MP} e V_{OC} sob diferentes condições de irradiação e temperatura para um módulo fotovoltaico específico. A partir dos dados coletados, a constante de proporcionalidade k do módulo testado é estimada. O valor dessa constante geralmente fica entre 0,71 e 0,78 na maioria dos casos (ESRAM; CHAPMAN, 2007).

Uma vez que k tenha sido definida, V_{MP} pode ser estimada a partir da medição de V_{OC} . Para medir a tensão de circuito aberto enquanto o módulo está operando, o conversor CC/CC pode ser temporariamente desconectado a fim de que não haja corrente circulando através do módulo. Essa alternativa, no entanto, acarreta perda de potência. Uma possível solução, documentada em (HART; BRANZ; III, 1984), seria utilizar células FV piloto que ficariam sempre desconectadas e a partir das quais, a medição de V_{OC} poderia ser realizada. O valor de V_{OC} medido para a célula poderia ser extrapolado para todo o módulo, caso a escolha desta tenha sido adequada.

3.2 Métodos de Rastreo em Condições de Sombreamento Parcial

Alguns métodos de MPPT para condições de sombreamento parcial são discutidos a seguir. Estas estratégias têm o objetivo de identificar o ponto de máxima potência verdadeiro, mesmo na presença de máximos locais. Assim como os algoritmos convencionais utilizados para rastrear um único pico, os algoritmos usados em sombreamento parcial também têm suas particularidades com relação ao tempo de convergência, precisão e necessidade de sensores.

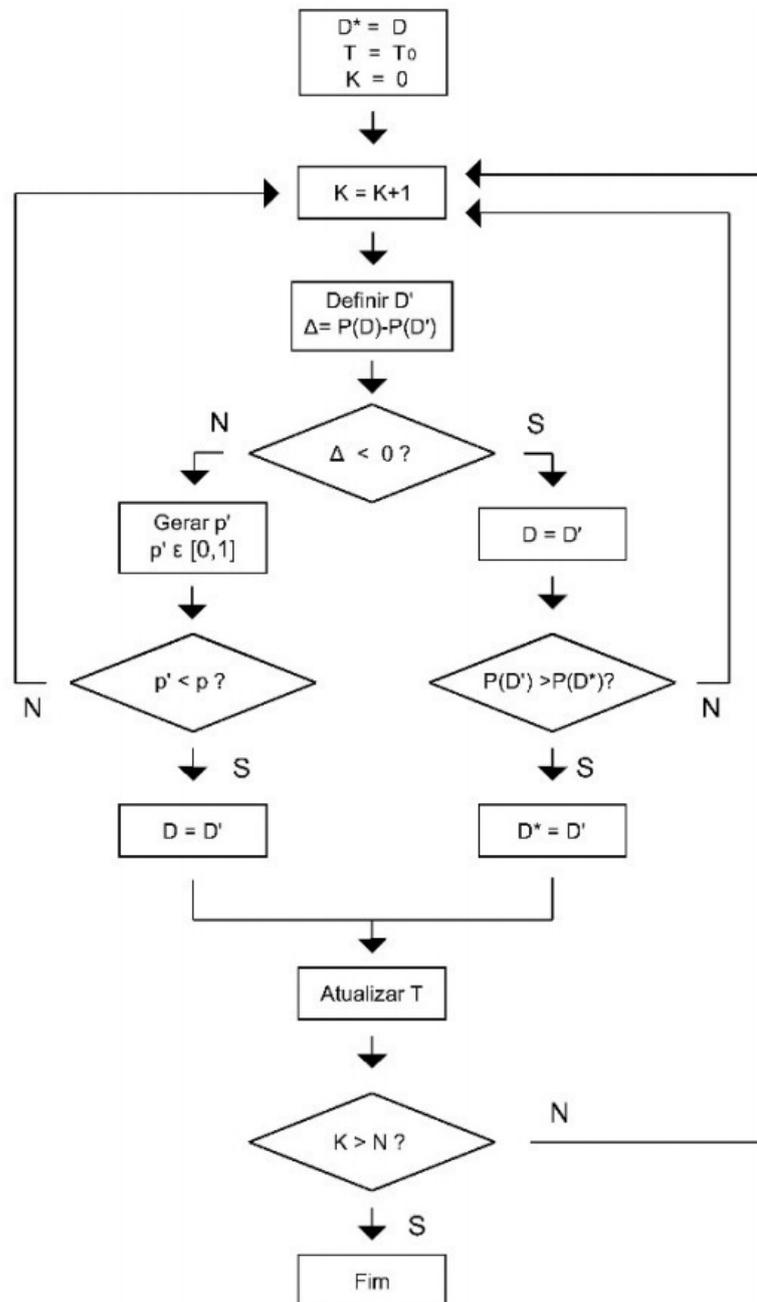
3.2.1 Recozimento Simulado

A técnica de Recozimento Simulado (SA) tem inspiração nos processos de recozimento da indústria siderúrgica. O recozimento é um tipo de tratamento térmico usado para modificar as propriedades mecânicas do aço com base no tempo de resfriamento do material. Após ser aquecido, o aço tem suas moléculas em grande estado de agitação, mas ao ser resfriado de forma gradual, as moléculas têm tempo de atingir um estado de energia mínima, se organizando numa estrutura uniforme. O conceito fundamental empregado pelo SA é causar uma quebra no estado atual do processo para que se possa maximizar ou minimizar uma função gradualmente (CHAVES et al., 2016).

No contexto do MPPT, a função a ser maximizada é a potência P fornecida pelo painel e a variável que deve ser ajustada é o ciclo de trabalho D do conversor CC/CC ou a tensão de operação do painel. À medida que o algoritmo é executado, perturbações são feitas em D alterando o estado anterior para um estado vizinho. A potência resultante é comparada com a potência anterior, e caso seja maior, o novo estado é mantido. A diferença do SA para um algoritmo de P&O tradicional está no fato de que o SA admite uma possibilidade de piora na potência do novo estado, com a expectativa de encontrar um máximo global fora do pico atual.

A probabilidade de se aceitar uma piora é controlada pela variável de temperatura T , que não é a temperatura de operação da célula, mas sim uma analogia com a temperatura do procedimento siderúrgico. A variável T é inicializada com um valor pré-definido que é decrementado a cada iteração do algoritmo. No início da execução, quando a temperatura está elevada, é mais provável que um novo ciclo de trabalho D' seja aceito, mesmo que acarrete uma potência menor. Conforme o processo vai se “resfriando”, essa probabilidade diminui e o algoritmo fica mais seletivo com relação à função objetivo. Eventualmente, espera-se que a solução convirja para um máximo global (CHAVES et al., 2016).

Figura 11 – Fluxograma do algoritmo SA.



Fonte: (CHAVES et al., 2016).

Na Fig. 11 está o fluxograma do algoritmo SA proposto por (CHAVES et al., 2016). Neste algoritmo, à medida que os possíveis estados são visitados, a melhor solução encontrada até então é armazenada em D^* , que representa o ciclo de trabalho que maximiza a função de potência P . A variável K é um iterador que é incrementado a cada passagem do algoritmo, funcionando também como condição de parada. Como mencionado, T representa a temperatura do processo e é utilizada para calcular a probabilidade de aceitação de piora p . Caso a potência de D' seja inferior à anterior, um número aleatório p' é gerado. Se este número ficar abaixo de p , o novo estado é mantido mesmo com uma potência menor.

Ainda de acordo com (CHAVES et al., 2016), o algoritmo de Recozimento Simulado além de conseguir rastrear o ponto de máxima potência global, apresentou a vantagem de exibir pouca ondulação na potência quando operando no GMPP. Uma desvantagem apontada pelos mesmos pesquisadores, é a necessidade de geração de números aleatórios para o funcionamento da técnica, uma vez que as funções usadas para gerar estes números normalmente precisam de uma semente como parâmetro, um tipo de informação que não está sempre presente em sistemas embarcados.

3.2.2 Kai Chen, Shulin Tian, Yuhua Cheng

A solução proposta por (CHEN et al., 2014) procura evitar uma busca periódica total na curva de potência por meio de uma técnica que consegue detectar a presença de sombreamento parcial e, então, estimar em que região da curva P-V está localizado o pico com o GMPP. Uma vez que o ponto de máxima potência global tenha sido atracado, uma rotina de P&O convencional é chamada para continuar o seguimento do ponto.

Quando o painel está recebendo irradiação solar homogênea, a tensão em cada módulo é a mesma. Para identificar a presença de sombreamento parcial, a técnica conta com medidores de tensão individuais em cada um dos módulos. Se um dos módulos for sombreado em algum momento, sua tensão cairá em relação à dos demais e o algoritmo usa essa queda de tensão como um indício da ocorrência de sombreamento parcial. Caso o sombreamento seja suficientemente alto, a corrente do painel será superior à corrente que o módulo sombreado é capaz de produzir. Nessa situação, o módulo deixa de fornecer potência e a corrente o contorna através do diodo do *bypass*, ocasionando uma diferença de potencial de aproximadamente -0,7V entre os terminais do módulo. Em ambos os casos, é possível detectar a presença de sombreamento parcial com base nessa queda de tensão de um módulo específico.

A grandeza usada para ajustar a potência do painel FV é sua tensão de operação, que por sua vez, é controlada por uma tensão de referência (V_{ref}). O valor de V_{ref} é inicializado com 85% de V_{OC} . Em seguida, a rotina P&O rastreia o MPP ainda alheia à existência ou não de condições de sombreamento parcial. Após certo período de tempo, a tensão de cada módulo é comparada como descrito anteriormente. Se for constatada a presença de sombreamento em um dos módulos, a rotina de rastreamento do GMPP é iniciada.

O algoritmo exemplificado no trabalho é específico para uma situação com dois níveis diferentes de irradiação e, conseqüentemente, dois picos na curva P-V. O princípio utilizado por ele consiste em identificar em qual dos picos o ponto de operação atual está localizado. Caso seja no pico da esquerda, V_{ref} é colocado em 80% de V_{OC} numa tentativa de estimar a localização do outro pico. Se for detectado que o ponto de operação atual está no pico da direita, o seguinte cálculo é realizado para estimar a tensão do pico da esquerda:

$$V_{ref} = 0,8(1 - M/N)V_{OC} \quad (3.3)$$

onde N é o numero de módulos no painel e M é o numero de módulos na região da curva P-V definida pelo algoritmo.

O critério utilizado para decidir em qual dos dois picos está o ponto de operação atual se baseia na existência ou não de módulos com tensão abaixo de zero (sendo contornados pelos diodos). À medida que o algoritmo é executado, a potência do último MPP visitado é armazenada pra ser posteriormente comparada com as potências dos MPP's seguintes. A tensão do ponto de maior potência é então atribuída a V_{ref} , ajustando a tensão de operação do painel de modo a alcançar o GMPP.

Apesar de conseguir identificar confiavelmente a presença de sombreamento parcial, esta técnica tem a desvantagem de precisar de medidores de tensão individuais para cada módulo. De acordo com os autores, os resultados obtidos mostraram que o algoritmo foi capaz rastrear o GMPP mesmo sob irradiação solar variável. No mesmo trabalho, os autores também descrevem como a técnica pode ser modificada para conseguir lidar com mais de dois níveis diferentes de irradiação.

3.2.3 Hiren Patel e Vivek Agarwal

O trabalho apresentado por (PATEL; AGARWAL, 2008) faz uma série de observações relevantes com relação ao rastreo do ponto de máxima potência sob condições de sombreamento parcial. Uma delas é que na presença de múltiplos níveis de irradiação solar, os picos da curva P-V se organizam em ordem crescente de seus respectivos máximos até o pico do GMPP. A partir daí, os picos subsequentes são cada vez menores. Essa observação traz a vantagem de que não é necessário fazer uma varredura completa da curva P-V para identificar o ponto de máxima potência global, uma vez que ao primeiro sinal de um pico com potência inferior à do anterior, pode-se concluir que o GMPP já foi visitado.

A estratégia MPPT proposta por (PATEL; AGARWAL, 2008) é semelhante à descrita por (CHEN et al., 2014) e também envolve utilizar uma rotina P&O em conjunto com uma rotina de rastreo do máximo global. Uma diferença está no fato de que a solução de (PATEL; AGARWAL, 2008) não compara as tensões individuais dos módulos para detectar o sombreamento parcial e apenas chama o algoritmo de rastreo do GMPP quando uma diferença de potência ΔP suficientemente alta é percebida entre uma iteração e outra, indicando uma variação súbita nas condições de irradiação.

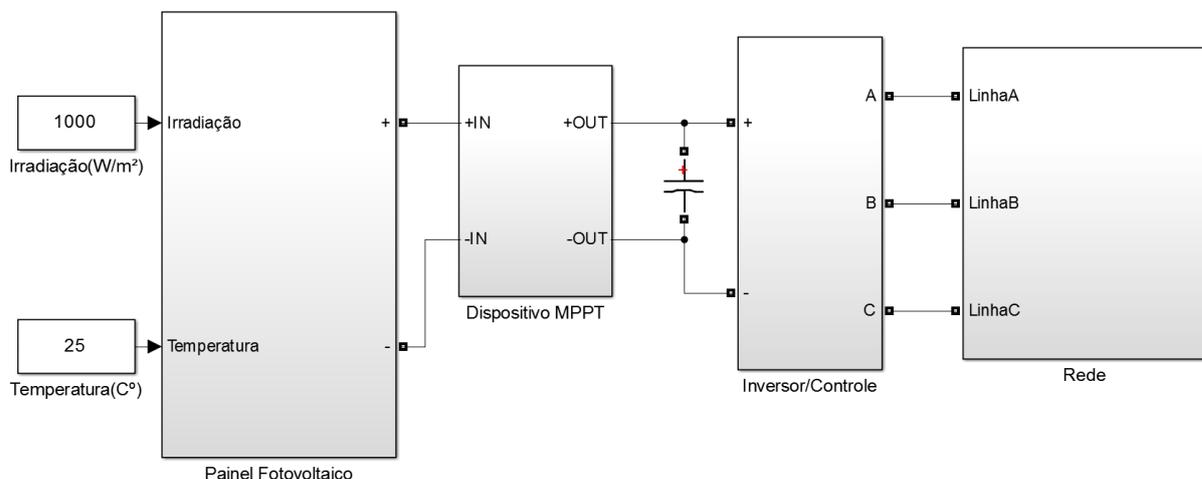
O valor de tensão referente ao GMPP é eventualmente colocado em V_{ref} , que por sua vez é usada como referência por um controlador de tensão proposto no mesmo trabalho. Usando uma malha *feedforward*, o controlador consegue ajustar a tensão de operação do painel em função de alterações em V_{ref} . Segundo os autores, o tempo de resposta do controlador proposto é inferior ao dos convencionais e contribui para que o algoritmo MPPT consiga rastrear o ponto de máxima potência global de maneira rápida e eficiente.

4 Materiais e Métodos

A simulação desenvolvida ao longo deste trabalho foi realizada no software MATLAB[®] da MathWorks[®]. Utilizou-se o ambiente Simulink[®], que permite a modelagem de sistemas dinâmicos através de estruturas de diagramas de bloco, mais especificamente, os componentes de biblioteca Simscape[™], Specialized Technology.

O sistema fotovoltaico simulado é do tipo conectado à rede ou *grid-tied*. Para simular este tipo de sistema, é preciso modelar além dos módulos fotovoltaicos, toda a estrutura de controle e condicionamento de potência necessária para a injeção de energia na rede de distribuição. Componentes como o inversor de frequência, filtro passa baixa, conversor CC/CC e blocos de controle foram implementados de acordo com metodologias estabelecidas. O sistema MPPT foi desenvolvido e testado sobre essa estrutura com o objetivo de proporcionar um ambiente de simulação mais representativo de um cenário real. Ao longo dos testes, as condições de irradiação e temperatura podem ser alteradas dinamicamente, por meio de curvas pré-estabelecidas ou por entrada manual do usuário. A topologia geral do sistema fotovoltaico simulado está detalhada a seguir:

Figura 12 – Topologia do sistema fotovoltaico simulado.

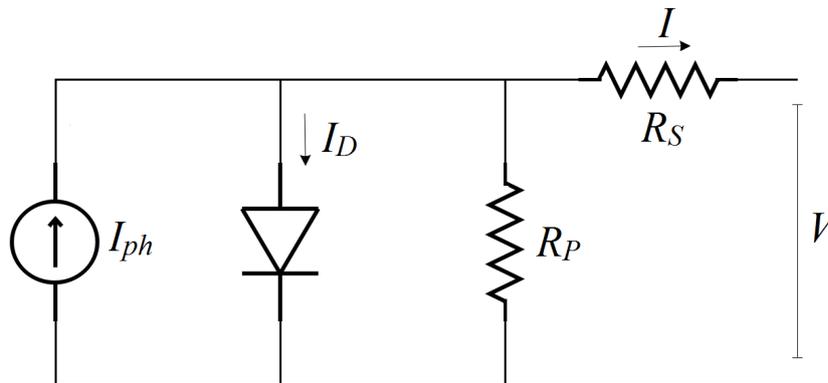


Fonte: Elaborado pelo autor.

4.1 Modelagem da Célula Fotovoltaica

Como explicado na seção 2.1, as células fotovoltaicas são dispositivos eletrônicos que produzem energia elétrica na presença de irradiação solar. Para o desenvolvimento da simulação, primeiro é necessário definir o modelo físico a ser utilizado para representar o comportamento da célula FV. Conforme descrito por (VILLALVA; GAZOLI; FILHO, 2009), o circuito da Fig. 13 modela as principais características elétricas da célula FV e foi o modelo utilizado neste trabalho.

Figura 13 – Circuito equivalente da célula fotovoltaica.



Fonte: Elaborado pelo autor.

O circuito possui quatro componentes básicos: uma fonte de corrente, um diodo e dois resistores. A fonte é responsável por gerar a corrente I_{ph} , denominada fotocorrente, que é a corrente gerada em decorrência direta da incidência luminosa sobre a célula FV e sua magnitude é proporcional ao nível de irradiação solar. O diodo colocado em paralelo à fonte modela as características da junção PN que constitui a célula. A corrente I_D que o percorre o diodo é definida pela equação de Shockley, descrita mais adiante. A tensão e a corrente produzidas pela célula são representados por V e I , respectivamente.

Para o caso de uma célula FV ideal, a fonte de corrente e o diodo seriam suficientes para modelar seu comportamento. No entanto, as células reais possuem resistências internas que dissipam parte da potência gerada. Para representar tais perdas de energia, resistores são adicionados em série (R_S) e em paralelo (R_P) à fonte de corrente. Por ter um valor consideravelmente elevado, R_P é omitido em alguns trabalhos por não afetar significativamente o resultado final, simplificando o modelo da célula FV. No trabalho aqui apresentado, optou-se pela inclusão de R_P com o intuito de aumentar a fidelidade do modelo ao comportamento de uma célula real.

A equação nodal do circuito de uma célula ideal é a seguinte:

$$I = I_{ph} - I_0 \left[\exp\left(\frac{qV}{akT}\right) - 1 \right] \quad (4.1)$$

onde I_0 é a corrente de saturação do diodo, q a carga elétrica elementar ($1,602 \times 10^{-19}$ C), k a constante de Boltzmann ($1,38 \times 10^{-23}$ J/K), a a constante de idealidade do diodo e T a temperatura de operação da célula (K).

O circuito da célula FV pode ser estendido para um módulo com várias células conectadas em série através de algumas considerações. Em um módulo com N_S células conectadas em série, os valores da tensão de circuito aberto e de ambos os resistores devem ser multiplicados por N_S . Por outro lado, a corrente de curto-circuito e a fotocorrente têm a mesma magnitude no módulo e em cada célula individual. Como a modelagem neste trabalho foi rea-

lizada em nível do módulo fotovoltaico, daqui em diante, os parâmetros V_{OC} , R_S , R_P , I_{SC} e I_{ph} serão referentes ao módulo.

A equação da corrente do diodo também deve ser adaptada para considerar múltiplas células ligadas em série. O quantidade N_S deve ser inserida no denominador do expoente na equação de Shockley, tornando-o qV/N_SakT . O termo N_SkT/q também é chamado de *thermal voltage* (V_T) e representa a tensão produzida dentro das junções PN devido à ação da temperatura.

Após a adição das resistências em série e paralelo, e com a expressão da corrente do diodo adaptada, a equação nodal para o circuito de um módulo fotovoltaico se torna:

$$I = I_{ph} - I_0 \left[\exp\left(\frac{V + R_S I}{aV_T}\right) - 1 \right] - \frac{V + R_S I}{R_P} \quad (4.2)$$

Uma vez que o modelo computacional do módulo FV tenha sido definido, é necessário determinar os valores de seus diversos parâmetros. Alguns parâmetros, como V_{OC} e I_{SC} , são fornecidos pelo fabricante do módulo fotovoltaico. A Tabela 1 traz as especificações técnicas do KC200GT, que foi o módulo FV simulado neste trabalho. Merecem destaque a potência máxima de aproximadamente 200W, a tensão de máxima potência V_{MP} de 26,3V e a corrente de máxima potência I_{MP} de 7,61A. Outros parâmetros importantes, como I_{ph} , R_S e R_P , não são sempre fornecidos pelo fabricante e devem ser encontrados experimentalmente. Para isso, foram utilizados os métodos e resultados obtidos por (VILLALVA; GAZOLI; FILHO, 2009).

Tabela 1 – Especificações do módulo KC200GT nas STC.

Parâmetro	Valor
I_{MP}	7,61A
V_{MP}	26,3V
P_{MP}	200,143W
I_{SC}	8,21A
V_{OC}	32,9V
K_V	-0,123V/K
K_I	0,0032A/K
N_S	54

Fonte: (KYOCERA, 2007).

O primeiro passo é definir o valor da fotocorrente nominal I_{phn} , que é a fotocorrente fornecida pelo módulo nas Condições Padrão de Teste (STC), com irradiação de 1000W/m² e temperatura de 25°C. O resultado proposto por (VILLALVA; GAZOLI; FILHO, 2009) assume que $I_{phn} \approx I_{SC}$, porque o valor de R_S é baixo, enquanto que o de R_P é relativamente alto. Para o módulo KC200GT, R_S foi definido em 0,221Ω e R_P em 415,405Ω seguindo os resultados do mesmo trabalho.

Com I_{phn} determinado, o próximo passo é estabelecer como as variações de irradiação solar e temperatura afetam a fotocorrente. A seguinte equação descreve essa relação:

$$I_{ph} = (I_{phn} + K_I \Delta T) \frac{G}{G_n} \quad (4.3)$$

onde G é o nível de irradiação atual, G_n é o nível de irradiação nominal de 1000W/m^2 e ΔT é a diferença entre a temperatura atual e a temperatura nominal de $25\text{ }^\circ\text{C}$. K_I é o coeficiente de temperatura de I_{SC} , que define a taxa de variação da corrente de curto-circuito do módulo em função da temperatura. Este coeficiente é fornecido pelo fabricante, assim como o coeficiente de temperatura da tensão de circuito aberto K_V , análogo ao anterior para V_{OC} . Ambos os coeficientes do módulo KC200GT estão listados na Tabela 1.

A corrente de saturação do diodo também é altamente dependente da temperatura de operação. O efeito que variações de temperatura têm sobre I_0 pode ser expresso da seguinte maneira:

$$I_0 = \frac{I_{SC} + K_I \Delta T}{\exp(V_{OC} + K_V \Delta T / a V_T) - 1} \quad (4.4)$$

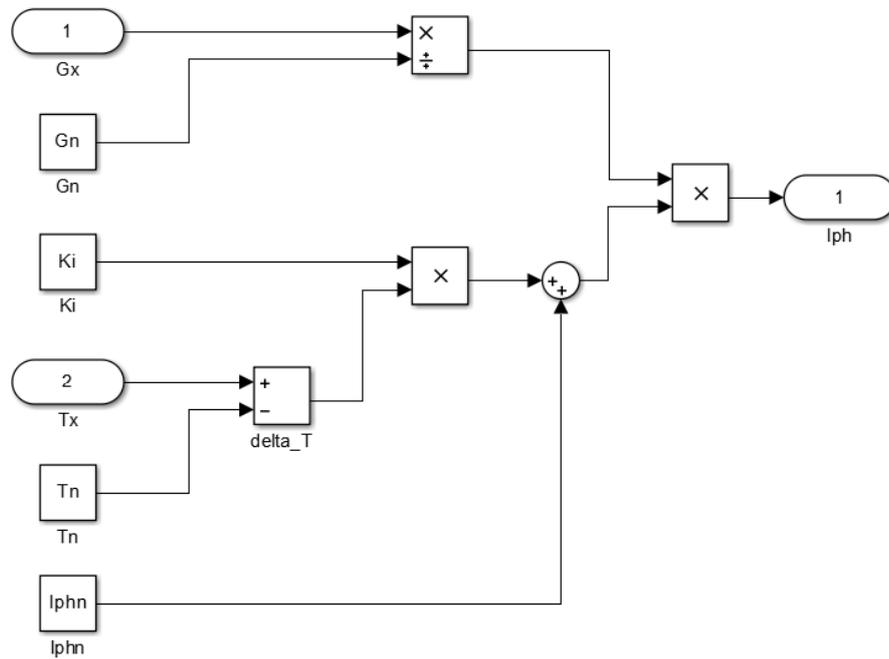
O objetivo da expressão acima é ajustar os valores de I_{SC} e V_{OC} para que eles fiquem mais próximos dos valores experimentais em uma ampla faixa de temperatura. Outra vantagem trazida por essa equação, é que ela cancela os erros do modelo nas em regiões da curva I-V próximas à tensão de circuito aberto (VILLALVA; GAZOLI; FILHO, 2009).

A constante de idealidade do diodo a é outro parâmetro que deve ser especificado. Muitos autores discutem a melhor maneira de determinar essa constante, sendo que, normalmente, seu valor fica entre 1 e 1,5. Por se tratar de um dado empírico, pode-se escolher um valor inicial para a e, em seguida, ajustá-lo com base nos testes do modelo computacional. Na simulação realizada neste trabalho, decidiu-se por um valor de 1,3 para a , ainda com base nos resultados de (VILLALVA; GAZOLI; FILHO, 2009).

4.1.1 Implementação do Modelo do Painel Fotovoltaico

Inicialmente, foi implementado um bloco que modela a fotocorrente I_{ph} e como ela é afetada pelas variações de irradiação e temperatura de acordo com a equação 4.3. A Fig. 14 exibe o diagrama deste bloco. Nela, é possível observar como I_{ph} é construída em função de seus parâmetros de entrada, incluindo I_{phn} que foi previamente definido com o valor de I_{SC} do módulo.

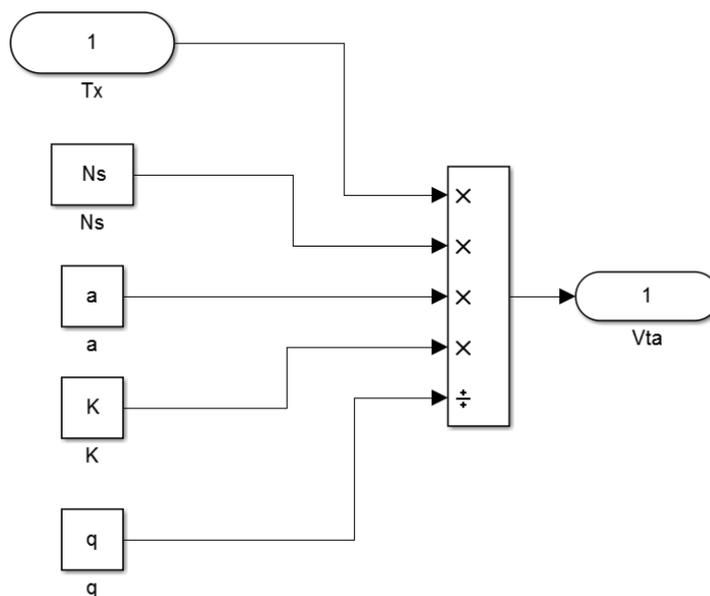
Figura 14 – Diagrama do modelo da fotocorrente.



Fonte: Elaborado pelo autor.

A definição da *thermal voltage* V_T foi colocada em um bloco separado. Posteriormente, seu valor será usado no cálculo de I_0 e I_D . A Fig. 15 demonstra a formação de V_{ta} , que além de ter os fatores inerentes à *thermal voltage*, N_s , q , k e T , também tem a constante de idealidade do diodo a embutida, já que esses fatores aparecem agrupados na equação de Shockley.

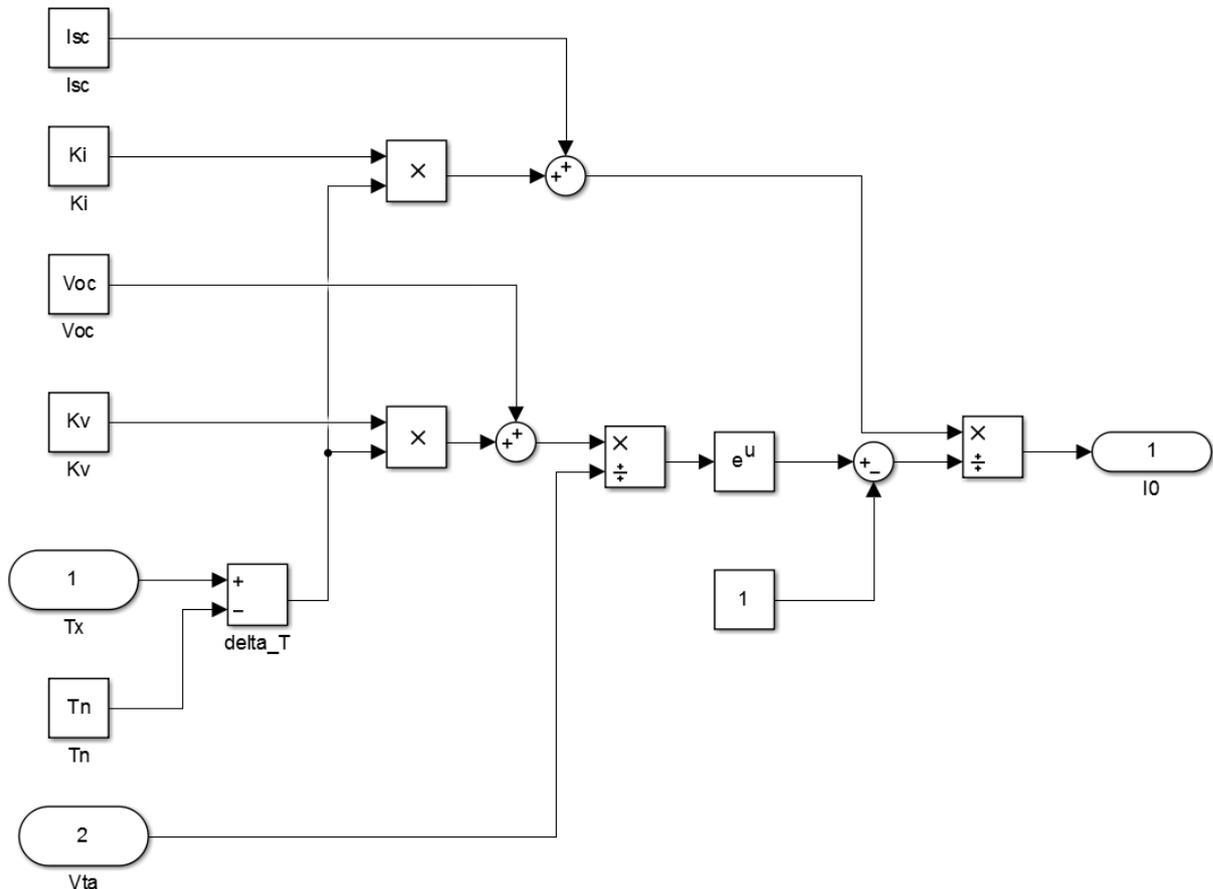
Figura 15 – Diagrama do modelo da *thermal voltage*.



Fonte: Elaborado pelo autor.

O próximo passo foi construir o bloco responsável por gerar a corrente de saturação do diodo I_0 seguindo a equação 4.4. O interior do bloco, bem como seus parâmetros de entrada, está representado na Fig. 16. Assim como no diagrama da fotocorrente, T_x e T_n são respectivamente a temperatura atual e a temperatura nominal do módulo FV.

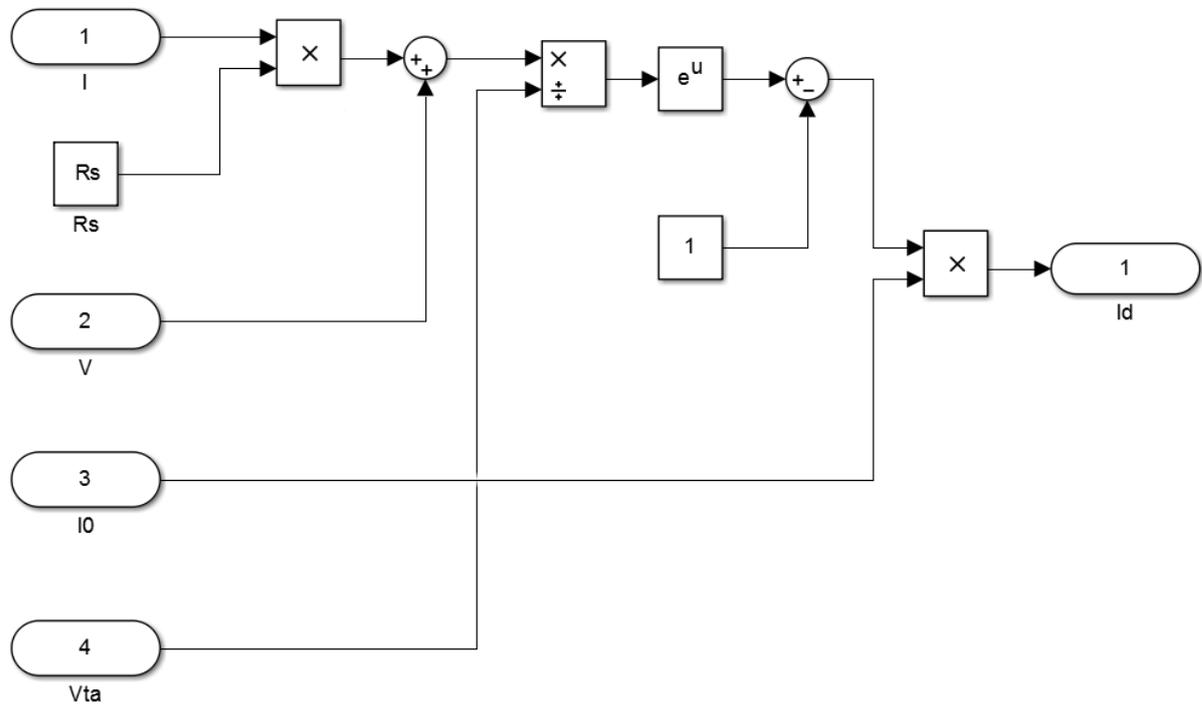
Figura 16 – Diagrama do modelo da corrente de saturação.



Fonte: Elaborado pelo autor.

A corrente do diodo I_D é modelada pelo diagrama da Fig. 17, que por sua vez, foi obtido a partir da equação 4.2. Nesse bloco, a tensão e a corrente do módulo fotovoltaico são realimentadas para que seja feito o cálculo de I_D . Esse laço descreve as características não lineares inerentes ao diodo e à célula fotovoltaica, e pode causar problemas de convergência na simulação caso não seja quebrado.

Figura 17 – Diagrama do modelo da corrente do diodo.

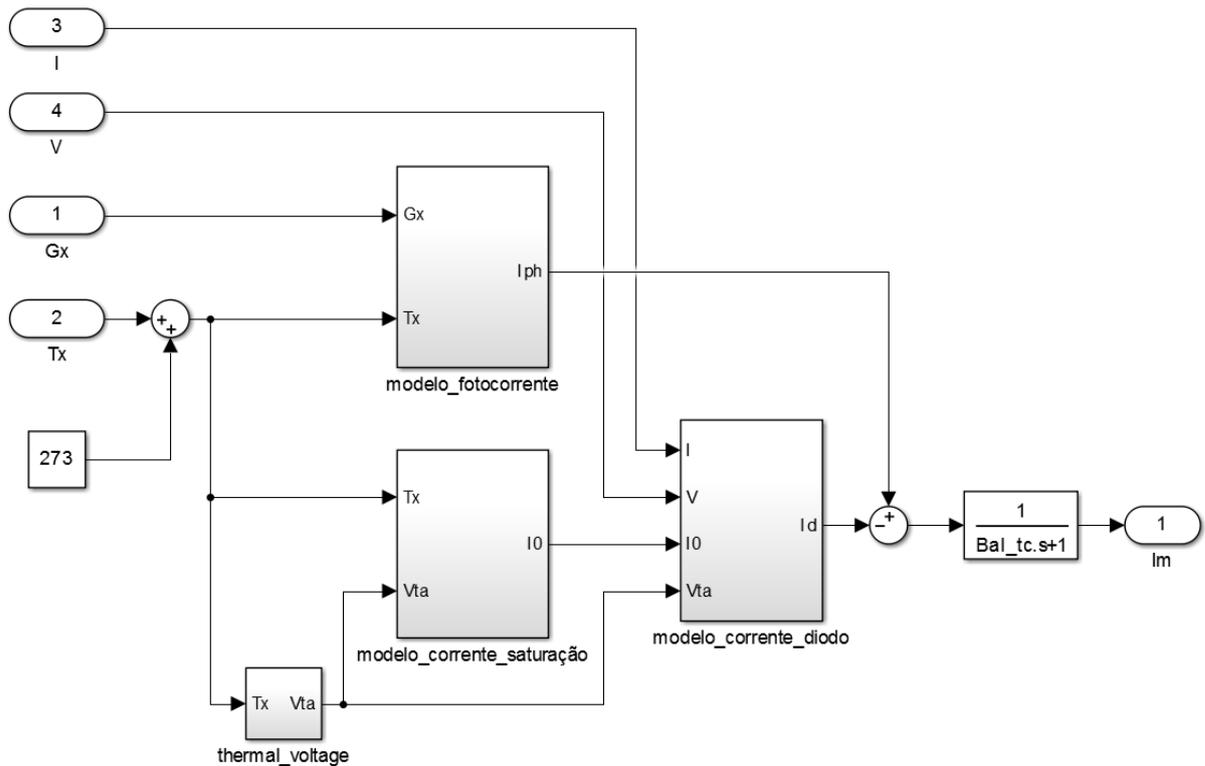


Fonte: Elaborado pelo autor.

Os blocos descritos anteriormente foram organizados num bloco de nível superior de acordo com o esquema da Fig. 18. É possível notar como as grandezas estão relacionadas entre si na maneira definida pela equação 4.2. Os dados de entrada consistem na tensão, corrente, nível de irradiação e temperatura do módulo. I_m é a corrente equivalente a $I_{ph} - I_D$, ou seja, é a corrente líquida produzida em decorrência da incidência luminosa, descontando a corrente que circula pelo diodo. A função de transferência inserida na saída do bloco tem apenas o objetivo de quebrar o laço algébrico de I e V , e não tem impacto apreciável no resultado da simulação.

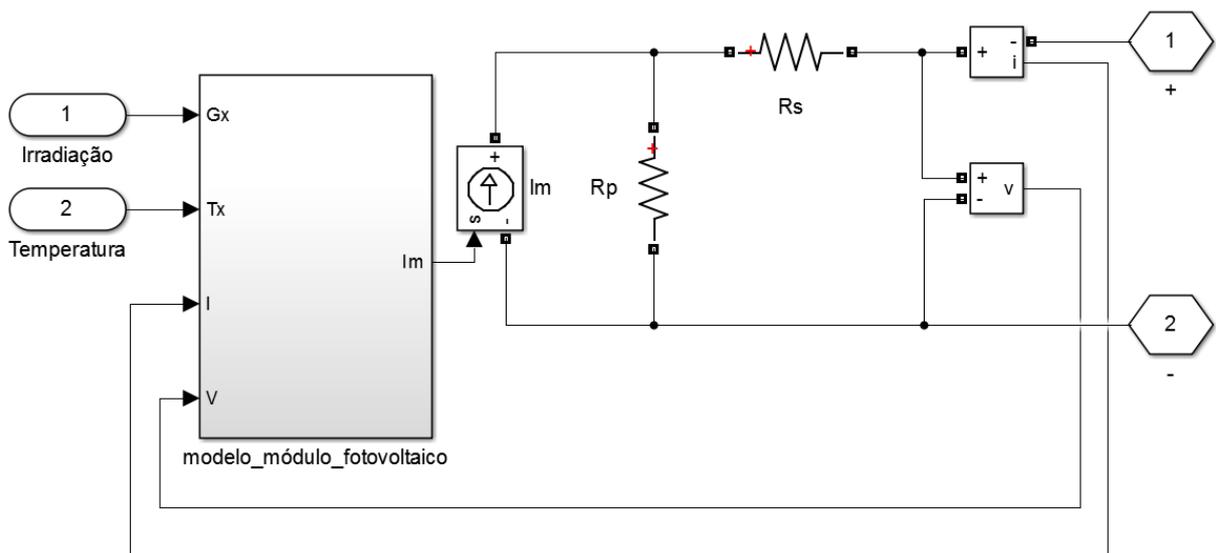
A corrente I_m é utilizada para alimentar a fonte de corrente controlada no circuito da Fig. 19. Essa é a implementação do circuito equivalente do módulo fotovoltaico, onde I_m modela as características de I_{ph} e do diodo. Os dois resistores têm o valor de R_s e R_p obtidos para o módulo KC200GT, que são respectivamente $0,221\Omega$ e $415,405\Omega$. A tensão e a corrente do módulo são medidas e realimentadas para o bloco que modela I_m , enquanto que a irradiação e a temperatura são obtidos externamente.

Figura 18 – Diagrama do modelo de I_m .



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 19 – Circuito equivalente do módulo fotovoltaico.

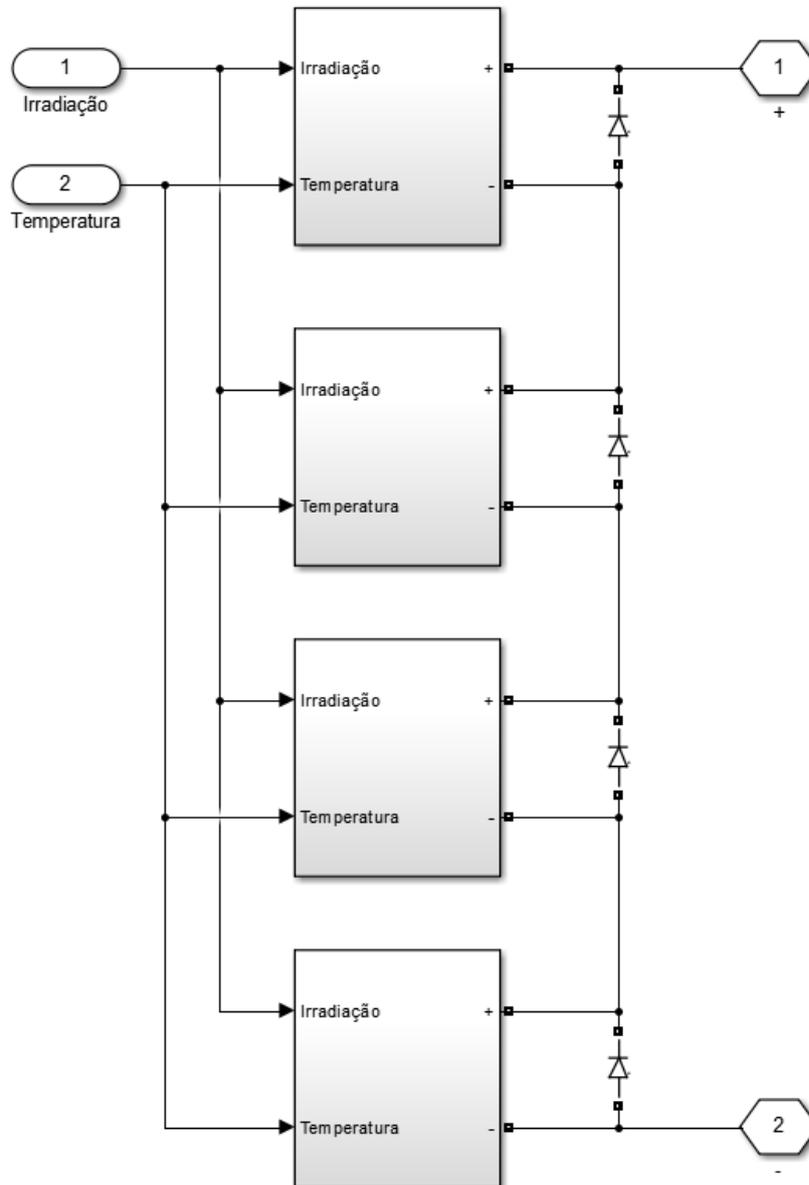


Fonte: Elaborado pelo autor.

Finalmente, quatro instâncias do módulo KC200GT são arranjadas em série com os diodos de *bypass* em paralelo conforme a Fig. 20. Este é o arranjo do painel fotovoltaico si-

mulado, cuja potência máxima nas STC é aproximadamente 800W. A irradiação e temperatura externas são fornecidas a cada um dos módulos.

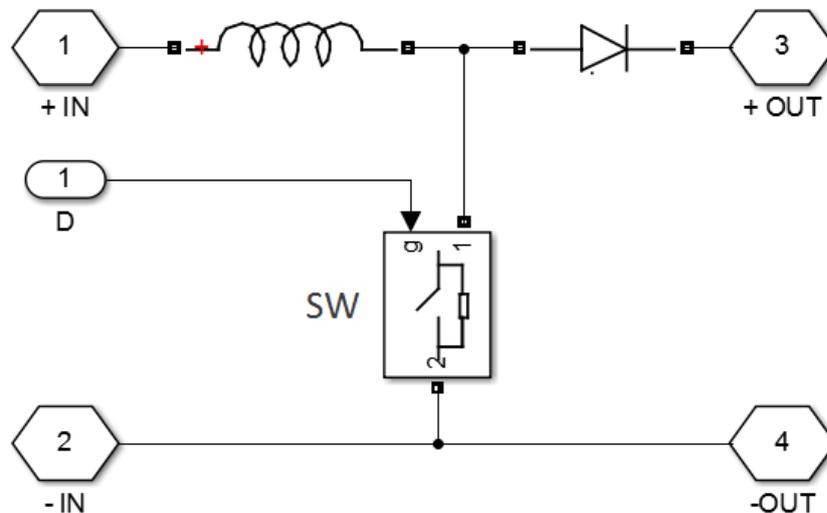
Figura 20 – Arranjo do painel fotovoltaico.



Fonte: Elaborado pelo autor.

4.2 Modelagem do Conversor CC/CC

O bloco de potência do MPPT geralmente faz uso de um conversor CC/CC em modo chaveado, que pode trabalhar como abaixador ou elevador de tensão. Para sistemas fotovoltaicos de baixa potência, o conversor utilizado normalmente é do tipo *boost*, ou elevador de tensão, cujo modelo usado neste trabalho é o seguinte:

Figura 21 – Topologia do conversor *boost*.

Fonte: Elaborado pelo autor.

O conversor *boost* pode trabalhar em dois modos de operação: o Modo de Condução Contínua (CCM) ou o Modo de Condução Descontínua (DCM). Ao operar no CCM, a corrente que passa pelo indutor do circuito nunca chega a zero e a taxa de conversão V_{out}/V_{in} depende exclusivamente do ciclo de trabalho D da chave SW. Para o caso de um conversor *boost* ideal, desconsiderando as resistências internas e as perdas de chaveamento, a taxa de conversão é dada pela seguinte expressão:

$$\frac{V_{out}}{V_{in}} = \frac{1}{1 - D} \quad (4.5)$$

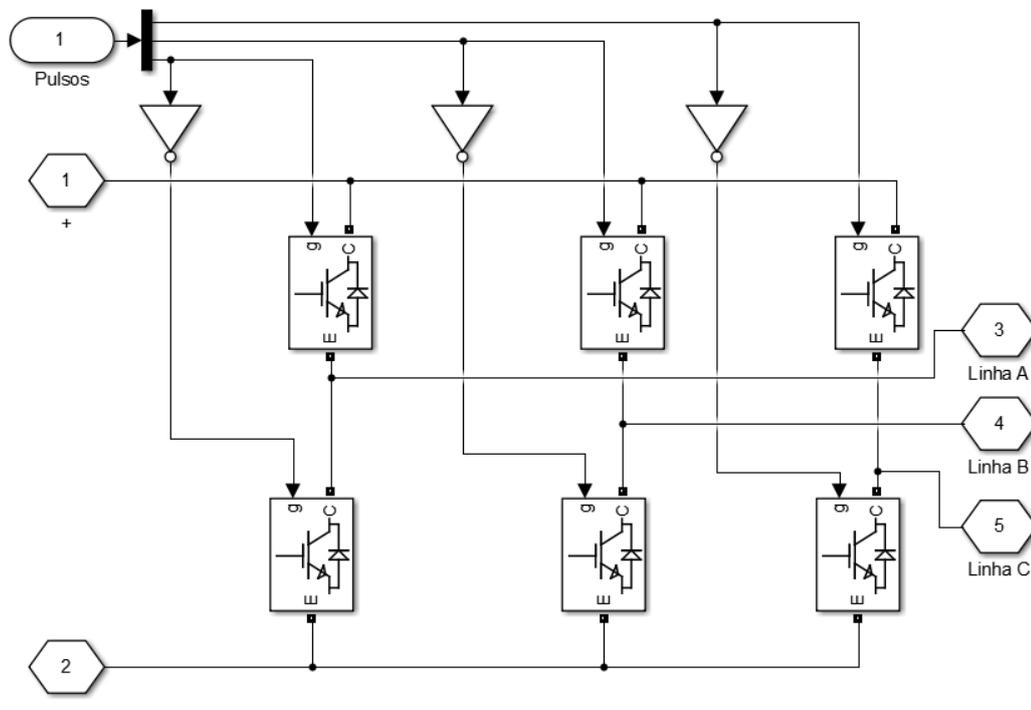
Quando o conversor está trabalhando na DCM, a corrente no indutor pode ser nula em algum instante ou ter seu sentido invertido. Neste caso, a taxa de conversão depende, além do ciclo de trabalho D , da indutância do indutor L e da impedância da carga conectada ao conversor. Em ambos os casos, CCM ou DCM, a taxa de conversão pode ser controlada manipulando-se o ciclo de trabalho do conversor CC/CC (YAO, 2012).

A tensão de saída V_{out} do conversor *boost* é mantida fixa através da malha de controle da tensão do capacitor de elo. Como V_{out} é fixada, ao se alterar o ciclo de trabalho D e, conseqüentemente, a taxa de conversão do conversor, a tensão de entrada V_{in} será alterada. Dessa maneira, o dispositivo MPPT consegue controlar o ponto de operação do módulo FV, manipulando o ciclo de trabalho D com base no algoritmo aplicado. O circuito da Fig. 21 não possui o capacitor que normalmente está presente no conversor *boost*. Isso acontece porque esta função é cumprida pelo capacitor de elo C_{elo} , que é externo ao bloco e está conectado em paralelo ao conversor. O indutor usado no modelo tem uma indutância de $500\mu\text{H}$, enquanto que C_{elo} é de $4500\mu\text{F}$.

4.3 Modelagem do Inversor de Frequência

A simulação desenvolvida neste trabalho trata de um sistema fotovoltaico conectado à rede de distribuição e, por isso, deve contar com um estágio de conversão de potência CC para potência CA. Classicamente, isso é alcançado através do uso de um inversor de frequência trifásico, cuja topologia é mostrada na Fig. 22. O inversor implementado nessa simulação possui seis transistores IGBT's organizados em três pernas. Três sinais pulsantes são usados para controlar o chaveamento dos transistores, sendo que os transistores conectados na mesma perna nunca ficam ativados ao mesmo tempo, o que resultaria num curto-circuito entre V_+ e V_- . Os transistores usados na simulação têm uma pequena resistência de $1\text{ m}\Omega$ quando ativados.

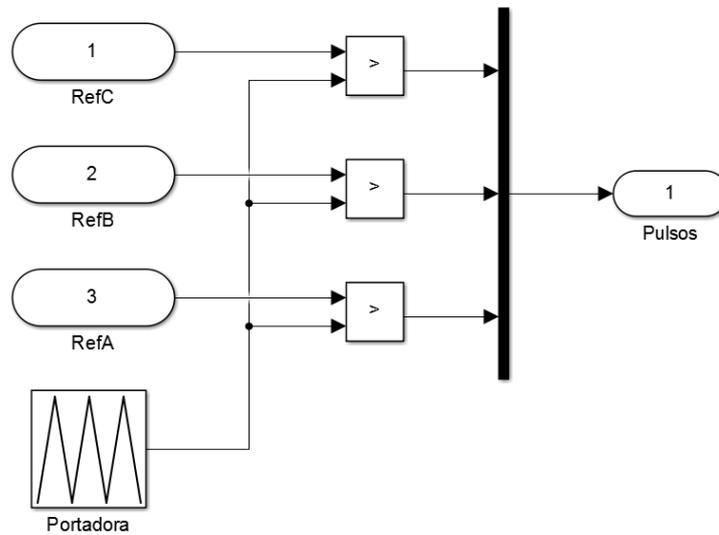
Figura 22 – Topologia do inversor implementado.



Fonte: Elaborado pelo autor.

O sinal de modulação que controla o chaveamento dos IGBT's é gerado por um bloco que implementa *Sinusoidal Pulse Width Modulation* (SPWM), cujo sinal de referência é fornecido pelo sistema de controle. A técnica SPWM compara a magnitude de uma onda portadora triangular de alta frequência (F_C) com um sinal de referência senoidal de baixa frequência (F_M). Caso o valor do sinal de referência seja maior que o da onda portadora, o sinal de controle pulsante é colocado em nível alto, caso contrário, em nível baixo. De acordo com (GOLE, 2000), frequências entre 2kHz e 15kHz são apropriadas para F_C , e a escolha de F_C de modo que $F_C/F_M = 3K (K \in N)$, elimina os harmônicos dominantes da onda resultante. Como o sinal de referência é proveniente da rede, F_M é 60Hz, sendo que F_C foi definido em 14940Hz. A Fig. 23 mostra como o bloco SPWM foi modelado. Por se tratar de um sistema trifásico, os sinais de referência são defasados em 120° entre si.

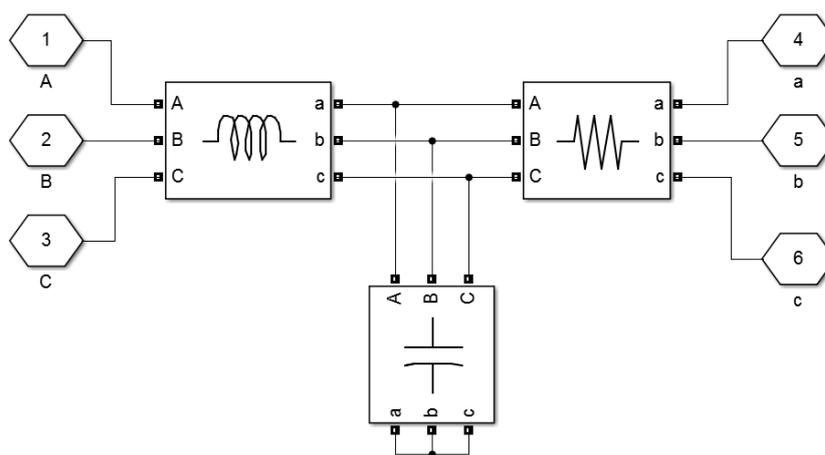
Figura 23 – Bloco SPWM.



Fonte: Elaborado pelo autor.

O inversor discutido acima produz uma forma de onda quadrada. Para que sejam geradas ondas senoidais apropriadas para conexão com a rede, é necessário submeter a saída do inversor a um filtro passa-baixa. Tal filtro tem a função de eliminar os harmônicos de alta frequência, idealmente deixando apenas a componente na frequência fundamental da rede. Para este propósito, utilizou-se um filtro LC trifásico com um indutor L de 5mH , um capacitor C de $35\mu\text{F}$ e um resistor R de 1Ω , valores, os quais, foram obtidos por tentativa e erro executando-se a simulação do sistema. A Fig. 24 ilustra o modelo do filtro utilizado.

Figura 24 – Filtro LC.



Fonte: Elaborado pelo autor.

4.3.1 Sistema de Controle do Inversor

Apenas converter a potência CC proveniente do painel fotovoltaico em potência CA não é suficiente para que a energia seja injetada na rede de maneira adequada. A creditação do consumidor por parte da companhia elétrica é feita com base na potência ativa fornecida, cuja expressão para uma corrente I e uma tensão V é a seguinte:

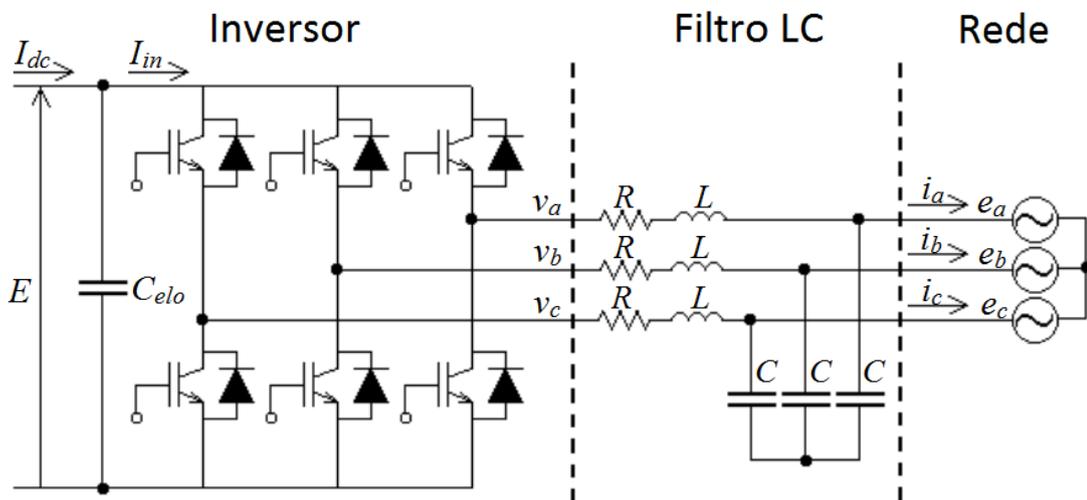
$$P = IV \cos \varphi = IV \cos \varphi \tag{4.6}$$

onde $\cos \varphi$ é o fator de potência e φ é o ângulo da diferença de fase entre a corrente e a tensão.

Dessa forma, para que o fluxo de potência ativa no inversor seja máximo, é necessário que o fator de potência seja unitário, ou em outras palavras, que as correntes injetadas estejam alinhadas com a tensão da rede. Além disso, o sistema de controle também é responsável por controlar a tensão no capacitor de elo que fica entre o conversor CC/CC e o inversor, de modo a mantê-la fixada num valor de referência. Isso é importante porque a estratégia MPPT que envolve o conversor CC/CC assume que a tensão de entrada do inversor seja constante.

A Fig. 25 mostra a topologia da conexão de inversor com a rede. A tensão no capacitor de elo C_{elo} é representada por E . I_{dc} é a corrente proveniente do barramento CC e I_{in} é a corrente de entrada no inversor. Também tem-se que $v_{<a, b, c>}$, $i_{<a, b, c>}$ e $e_{<a, b, c>}$ são, respectivamente para cada uma das três fases, a tensão de saída do inversor, a corrente injetada na rede e a tensão de fase da rede.

Figura 25 – Topologia da conexão do inversor.



Adaptado de (OLIVEIRA, 2004).

As equações que descrevem a dinâmica do capacitor e o laço de cada fase são as seguintes:

$$I_{dc} = C_{elo} \frac{dE}{dt} + I_{in} \tag{4.7}$$

$$v_{\langle a,b,c \rangle} = Ri_{\langle a,b,c \rangle} + L \frac{di_{\langle a,b,c \rangle}}{dt} + e_{\langle a,b,c \rangle} \quad (4.8)$$

4.3.1.1 Referencial Síncrono

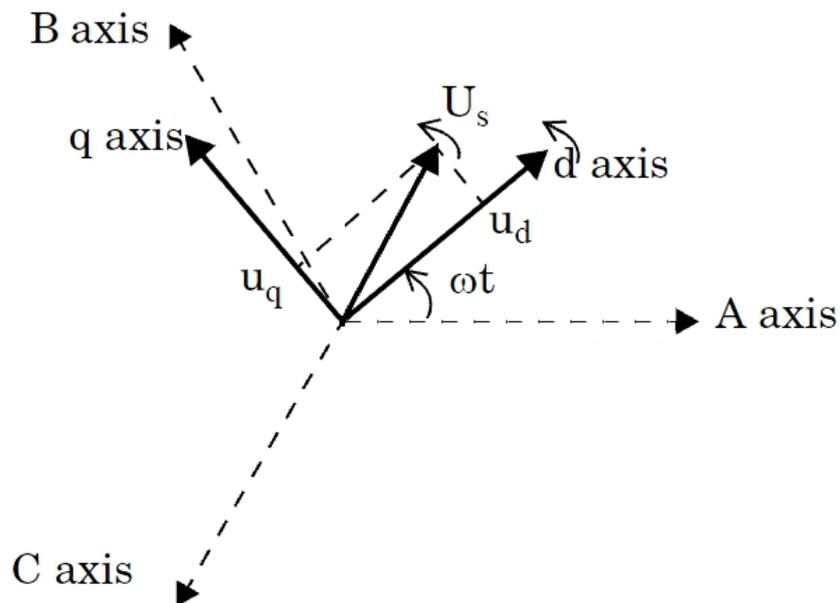
Como o objetivo de simplificar o controle do sistema, as variáveis de tensão e corrente trifásicas são convertidas para o referencial síncrono. Essa operação, denominada transformação de Park ou transformação dq0, visa converter três grandezas CA, como as correntes trifásicas do inversor, em duas grandezas CC. Isso é realizado através da matriz de transformação mostrada em 4.9.

$$\begin{bmatrix} d \\ q \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\omega t) & \cos(\omega t - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\omega t + \frac{2\pi}{3}) \\ -\text{sen}(\omega t) & -\text{sen}(\omega t - \frac{2\pi}{3}) & -\text{sen}(\omega t + \frac{2\pi}{3}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} a \\ b \\ c \end{bmatrix} \quad (4.9)$$

onde ωt representa o ângulo da tensão da rede no instante t e é usado para orientar o novo referencial, que gira em sincronismo com a rede com velocidade ω .

O novo referencial possui dois eixos ortogonais, o direto (d) e o de quadratura (q), orientados conforme a Fig. 26. As variáveis de saída, d e q , representam as grandezas originais em termos de suas componentes nos eixos direto e de quadratura, respectivamente. Trabalhar com as variáveis no referencial síncrono reduz a complexidade do sistema e traz a vantagem de eliminar o erro no estado permanente.

Figura 26 – Referencial síncrono.

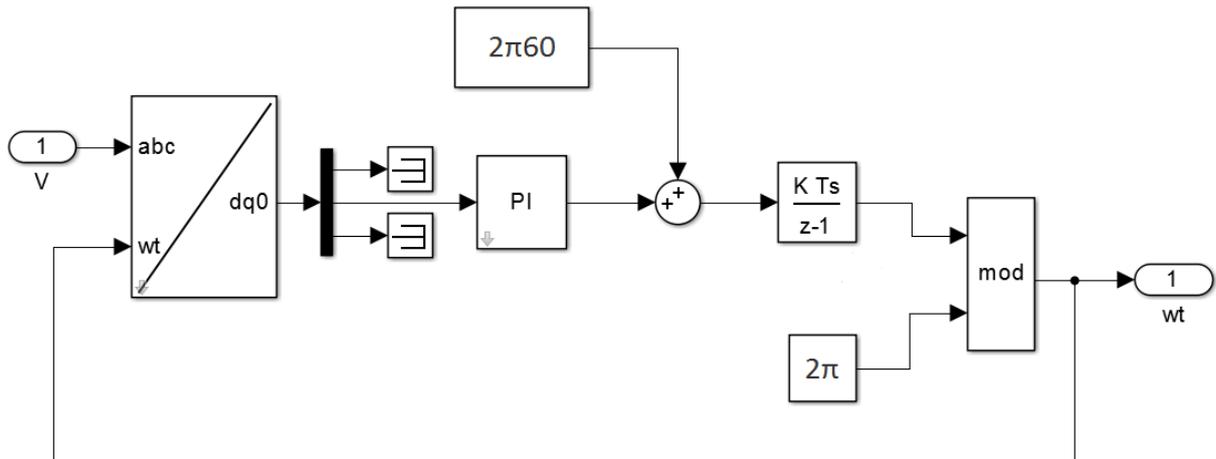


Adaptado de (MATHWORKS, 2013).

4.3.1.2 Phase Locked Loop

A *Phase Locked Loop* (PLL) é o dispositivo responsável por fornecer o ângulo ωt da tensão da rede. A PLL trifásica implementada neste trabalho é do tipo SRF (*Synchronous Reference Frame*), por fazer uso da transformação das grandezas trifásicas para o referencial síncrono (ÖGREN, 2010). Seu diagrama de blocos pode ser observado na Fig. 27

Figura 27 – PLL implementada.



Fonte: Elaborado pelo autor.

O princípio do esquema acima é trazer a componente de quadratura v_q da tensão da rede para zero, pois uma vez que isso aconteça, o referencial síncrono estará alinhado com o eixo direto e o ângulo ωt realimentado será o ângulo correto da rede. Primeiramente, a PLL recebe a tensão trifásica da rede e a converte para o referencial síncrono, obtendo a componente de quadratura. Em seguida, v_q passa por um controlador PI com ganhos proporcional e integral unitários obtidos empiricamente. A frequência padrão da rede é alimentada após o controlador, de modo que quando v_q chegar a zero, a frequência ficará estabilizada em 60Hz.

Por fim, a frequência passa por um integrador discreto para que se obtenha ωt , o ângulo da rede. O ângulo ωt é então submetido a uma função que fornece o resto da divisão por 2π . Isso faz com que ωt se torne periódico, limitado a valores entre 0 e 2π .

4.3.1.3 Malhas de Controle

O sistema de controle do inversor possui três malhas: a malha da corrente no eixo direto, a da corrente no eixo de quadratura e a de controle da tensão do capacitor. Ambas as malhas de corrente possuem um controlador PI apenas com ganho proporcional, enquanto que a malha de tensão do capacitor possui ganhos proporcionais e integrais (OLIVEIRA, 2004). Com a transformação das grandezas trifásicas para o referencial síncrono, a equação de laço 4.8 se torna

$$v_d = -\omega L i_q + R i_d + L \frac{di_d}{dt} + e_d \quad (4.10)$$

$$v_q = \omega Li_d + Ri_q + L \frac{di_q}{dt} + e_q \quad (4.11)$$

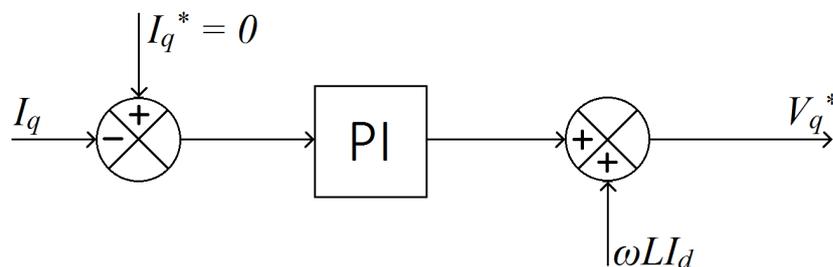
Separada em suas componentes de eixo direto e de quadratura, onde L é a indutância do filtro. Os termos $-\omega Li_q$ e ωLi_d são denominados termos de acoplamento por representarem o efeito que uma componente de um eixo específico tem na equação do outro eixo, tornando ambos eixos síncronos acoplados. O acoplamento pode afetar o desempenho das malhas de controle, e por isso os termos devem ser compensados (MILOSEVIC, 2003). O desacoplamento foi realizado com base em (OLIVEIRA, 2004).

Uma vez que os termos tenham sido desacoplados, a função de transferência G do inversor, tanto para o eixo direto quanto para o de quadratura, é a seguinte:

$$G(s) = \frac{i_d(s)}{v_d(s)} = \frac{i_q(s)}{v_q(s)} = \frac{1}{Ls + R} \quad (4.12)$$

Tendo em vista a função de transferência acima, e usando as metodologias de controle descritas em (OLIVEIRA, 2004), os seguintes blocos de controle foram implementados.

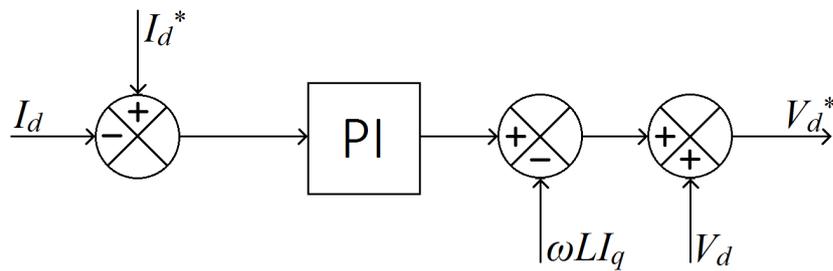
Figura 28 – Malha da corrente do eixo de quadratura.



Fonte: Elaborado pelo autor.

O diagrama na Fig. 28 descreve a malha de controle da corrente no eixo de quadratura i_q . Como o referencial utilizado está sincronizado com a tensão da rede, e o objetivo é que se tenha fluxo de potência ativa, a componente de quadratura de referência i_q^* deve ser zero. Uma vez que i_q chegue a zero, as correntes trifásicas injetadas estarão sincronizadas com a tensão de rede e o fator de potência será unitário. O controlador PI utilizado nessa malha foi calibrado experimentalmente por tentativa e erro com um ganho proporcional de 24. Também pode-se observar a compensação do termo de acoplamento ωLi_d . O sinal resultante dessa malha de controle é a referência da tensão do inversor no eixo de quadratura v_q^* .

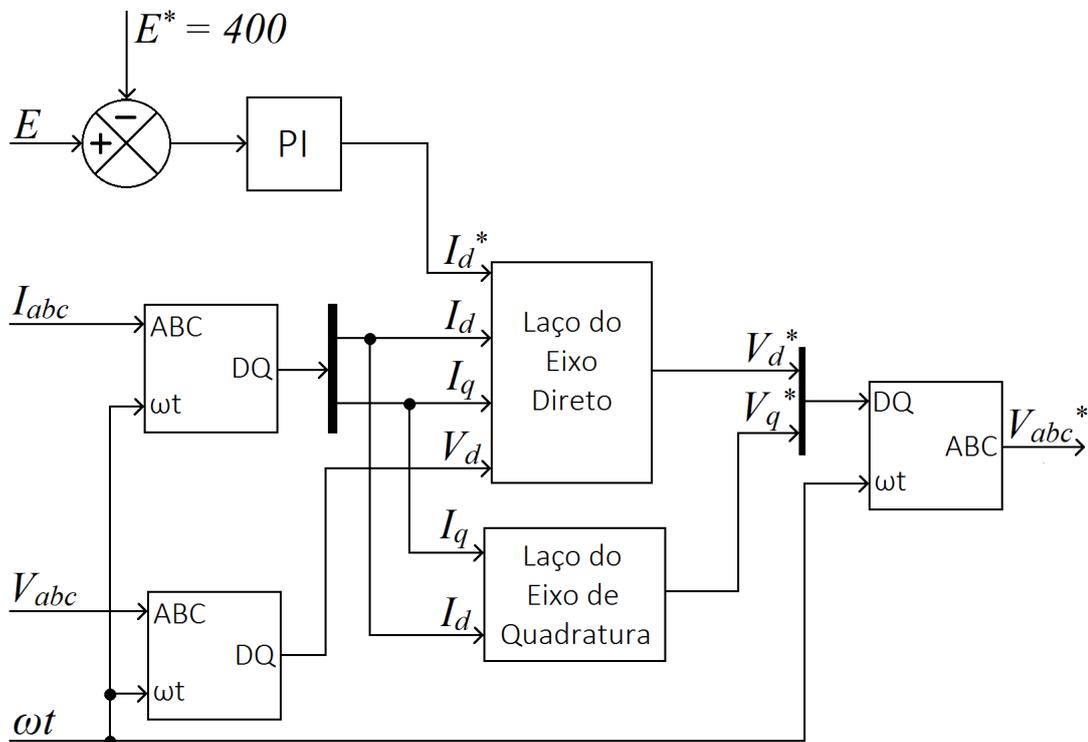
Figura 29 – Malha da corrente do eixo direto.



Fonte: Elaborado pelo autor.

De forma semelhante à malha anterior, a malha da corrente do eixo direto exibida na Fig. 29 também conta com um controlador PI com o ganho proporcional de 24 obtido da mesma maneira. Uma diferença está na referência do eixo direto i_d^* , que não é constante e é obtida externamente a partir da malha de controle do capacitor de elo. Além do termo de acoplamento $-\omega L i_q$, a tensão da rede também é compensada para reduzir o impacto de distúrbios (OLIVEIRA, 2004). Analogamente à anterior, esta malha fornece a referência da tensão do inversor no eixo direto v_d^* .

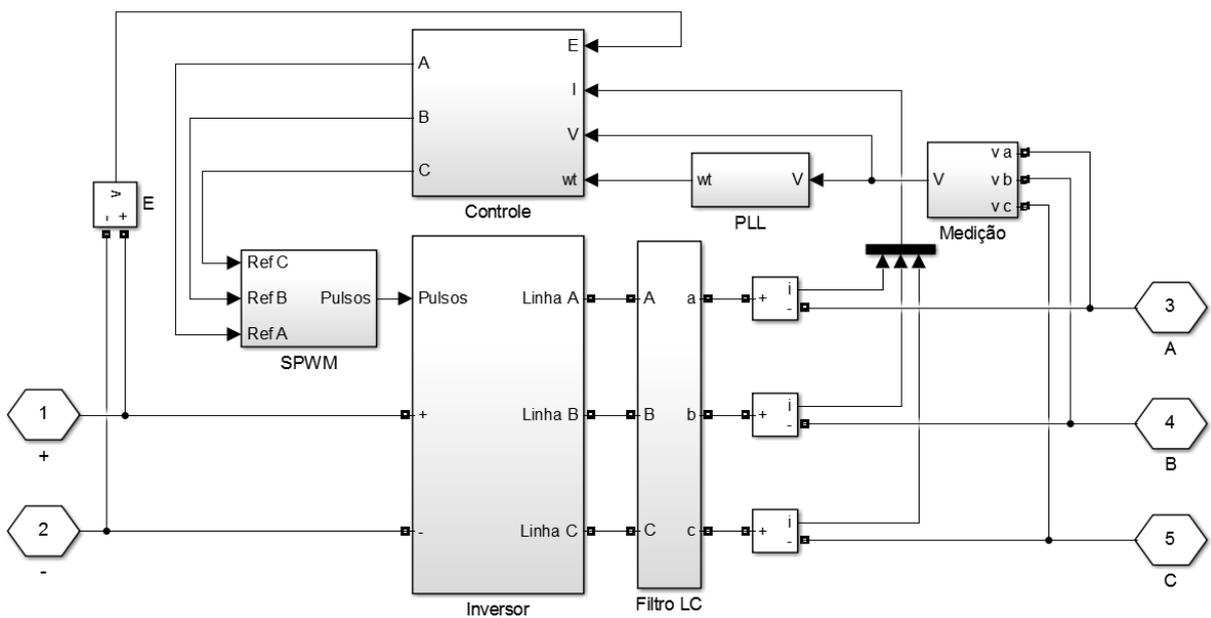
Figura 30 – Malha de controle da tensão do capacitor.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Os blocos anteriores foram organizados da maneira mostrada na Fig. 30. Neste diagrama também se encontra a malha de controle da tensão no capacitor, que fornece a referência da corrente do eixo direto. O controlador PI dessa malha tem um ganho proporcional de 0,3 e um ganho integral de 0,1 obtidos experimentalmente. A tensão de referência E^* do capacitor de elo é de 400V. A equação 4.7 descreve como a tensão E no capacitor varia em função da corrente que circula no inversor, logo, através do controle da magnitude de i_d é possível que E seja controlada. Após a geração dos sinais de referência para a tensão do inversor, as componentes do eixo direto e de quadratura, v_d^* e v_q^* , são convertidas de volta para grandezas trifásicas e fornecem a referência para o SPWM.

Figura 31 – Topologia do inversor com sistema de controle.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Por fim, os blocos e componentes mencionados anteriormente são arranjados conforme a topologia da Fig. 31. A PLL fornece o ângulo da tensão da rede para o bloco de controle, que por sua vez fornece as tensões de referência para o SPWM. O diagrama acima está agrupado no bloco denominado *Inversor/Controle* na Fig. 12, que mostra toda a topologia do sistema simulado. Já o bloco intitulado *Dispositivo MPPT*, na mesma figura, representa a solução MPPT proposta e será discutido mais detalhadamente no capítulo seguinte.

5 Estratégia MPPT Proposta

A técnica de rastreamento do ponto de máxima potência proposta neste trabalho tem o objetivo de ser capaz de identificar e seguir o GMPP durante condições de sombreamento parcial. O princípio da técnica desenvolvida se baseia numa varredura periódica da curva P-V, aliada a uma rotina de P&O para realizar a identificação e o seguimento contínuo do MPP. A opção pelo método de varredura se deu em função da simplicidade de sua implementação e de sua efetividade demonstrada nos trabalhos apresentados por (PATEL; AGARWAL, 2008) e (CHEN et al., 2014) discutidos anteriormente.

Observações feitas pelos trabalhos supracitados foram levadas em consideração para aumentar a velocidade da varredura de potência. Como o método proposto não busca identificar a ocorrência de sombreamento parcial, a rotina de varredura é chamada periodicamente em intervalos configuráveis de tempo. Esta decisão elimina a necessidade de sensores individuais usados para detectar diferenças nas tensões dos módulos, e simplifica o algoritmo de rastreamento. No entanto, tais simplificações vêm ao custo de perdas de intermitentes de potência que ocorrem enquanto a varredura está sendo executada.

Tendo em vista as considerações acima, a técnica desenvolvida visa utilizar uma rotina de varredura que seja rápida e que ocorra em intervalos razoáveis de tempo, de modo a encontrar um compromisso entre a precisão de rastreamento do GMPP e a potência perdida durante as varreduras.

5.1 Pressupostos

A escolha por uma rotina de varredura periódica foi embasada nos seguintes pressupostos:

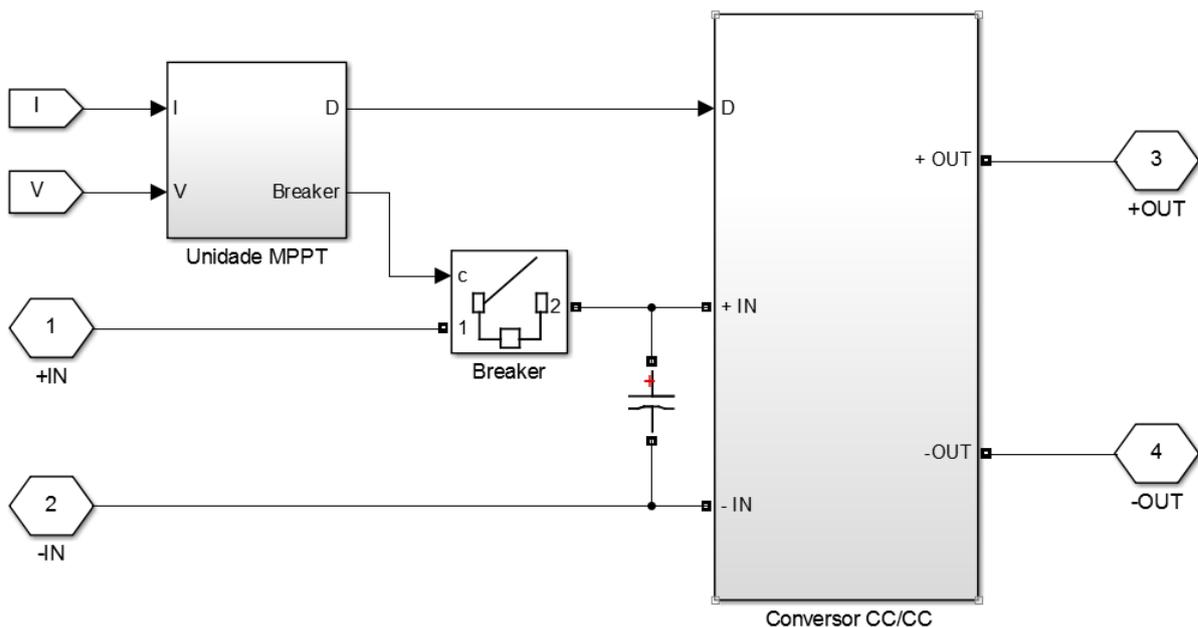
- Os fatores que provocam sombreamento parcial não sofrem variações rápidas;
- Uma vez que o GMPP tenha sido rastreado, ele continuará sendo o GMPP enquanto os fatores que provocam o sombreamento parcial não sejam alterados.

O primeiro pressuposto pode ser justificado com base na natureza das causas de sombreamento parcial. Além de sombras propriamente ditas, essa condição também pode ocorrer devido ao acúmulo de poeira nos módulos ou em função de curvaturas na superfície do painel FV (CHEN et al., 2014). Estes dois últimos fatores tendem a sofrer pouca ou nenhuma variação ao longo de um dia, enquanto as sombras, apesar de serem mais inconsistentes, também variam pouco quando são causadas por objetos estáticos. O segundo pressuposto está ligado à consideração de que para que um pico deixe de ser o GMPP, o impacto do sombreamento teria que variar consideravelmente sobre o painel. Estas suposições são importantes porque trazem a possível implicação de que não é necessário realizar a varredura com muita frequência, uma vez que o formato da curva P-V não se altera rapidamente.

5.2 Esquema

O diagrama do dispositivo MPPT implementado pode ser observado na Fig. 32. O conversor CC/CC *boost* está incluso no bloco por ser responsável por ajustar a tensão de operação do painel fotovoltaico. Os terminais de saída do conversor estão conectadas externamente ao capacitor de elo, cuja tensão é mantida constante em aproximadamente 400V através das malhas de controle do inversor. Como a tensão de saída é fixada, a manipulação do ciclo de trabalho do conversor, por parte do algoritmo MPPT, faz com que a tensão de entrada seja alterada.

Figura 32 – Esquema do dispositivo MPPT.

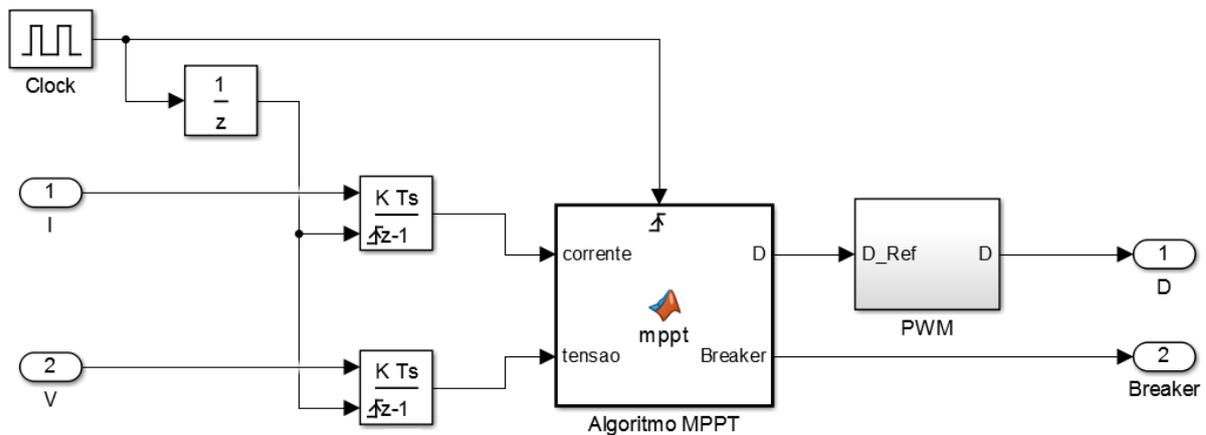


Fonte: Elaborado pelo autor.

O capacitor presente nos terminas de entrada do conversor tem a função de manter a tensão de operação do painel relativamente estável, fazendo com as variações decorrentes do ajuste de D ocorram de maneira suave. O bloco também conta com um disjuntor controlado pelo MPPT. A função do disjuntor é desconectar o painel FV temporariamente da carga para que V_{OC} seja medido. O valor de V_{OC} é importante para que o algoritmo MPPT dimensione as grandezas envolvidas adequadamente.

A Fig. 33 analisa o interior da unidade MPPT. Este bloco possui um clock interno com frequência de 50Hz, usado para definir o tempo de iteração do algoritmo. As medições de corrente e tensão do painel passam por dois integradores discretos com período de amostragem de 5kHz. O valores acumulados nos integradores servem como entrada para o algoritmo, que os utiliza para calcular a corrente e tensão médias ao longo do período da iteração. Essa abordagem tem o intuito de evitar que distorções instantâneas de potência afetem negativamente as decisões do algoritmo. A borda de subida do clock define quando uma nova iteração deve ser executada, assim como reinicia o valor acumulado nos integradores de volta para zero.

Figura 33 – Unidade MPPT.



Fonte: Elaborado pelo autor.

No diagrama acima também está presente um bloco PWM, cuja implementação é semelhante à do bloco SPWM do inversor. A diferença está no sinal de referência, que em vez de ser um senoide, se trata de um valor numérico que varia entre 0 e 100. Este sinal D é fornecido pelo algoritmo MPPT e define a largura dos pulsos produzidos pelo PWM.

Como o algoritmo manipula o ciclo de trabalho diretamente, esta técnica dispensa a necessidade de um controlador de tensão. Esta abordagem traz a vantagem de simplificar o sistema e reduzir o custo de uma possível implementação, mas por outro lado pode reduzir a precisão do controle da tensão de operação do painel. Em todo caso, a expectativa é de que o esquema proposto seja rápido e eficaz no rastreamento do GMPP durante condições de sombreamento parcial.

5.3 Algoritmo

O algoritmo de controle do MPPT foi desenvolvido através de um bloco funcional do MATLAB®, que oferece a possibilidade de uma eventual geração do código em C. A etapa inicial do algoritmo consiste em inicializar as principais variáveis de controle do ambiente. A potência medida na iteração anterior, P_{ant} , é inicializada com zero, enquanto que o ciclo de trabalho D é inicializado com 95%.

Como os valores de corrente e tensão são medidos e integrados ao longo do período do clock, o algoritmo calcula seus valores médios dividindo a quantidade proveniente dos integradores pelo tempo de clock. Todos os cálculos realizados são feitos com base nestes valores médios. A cada iteração, a corrente e tensão médias são multiplicadas para que a potência média atual, P_{avg} , seja obtida. Em seguida, a diferença de potência entre uma iteração e outra é calculada por $\Delta P = P_{avg} - P_{ant}$.

A varredura de potência ocorre periodicamente em intervalos de tempo configuráveis. Após a inicialização das variáveis, a varredura é executada pela primeira vez. O primeiro passo

da varredura é mensurar e atualizar o valor de V_{OC} para que o tamanho das variações do ciclo de trabalho sejam dimensionadas. A fórmula a seguir é usada para definir este tamanho:

$$\Delta D = \frac{V_{OC}}{127} \quad (5.1)$$

Após a magnitude dos passos ter sido definida, o algoritmo começa a decrementar o ciclo de trabalho a partir de 95. Isso faz com que a tensão de operação do painel aumente gradativamente em virtude de a tensão de saída do conversor ser mantida constante. À medida que a tensão de operação vá variando, o algoritmo tenta identificar os picos de potência através da seguinte comparação:

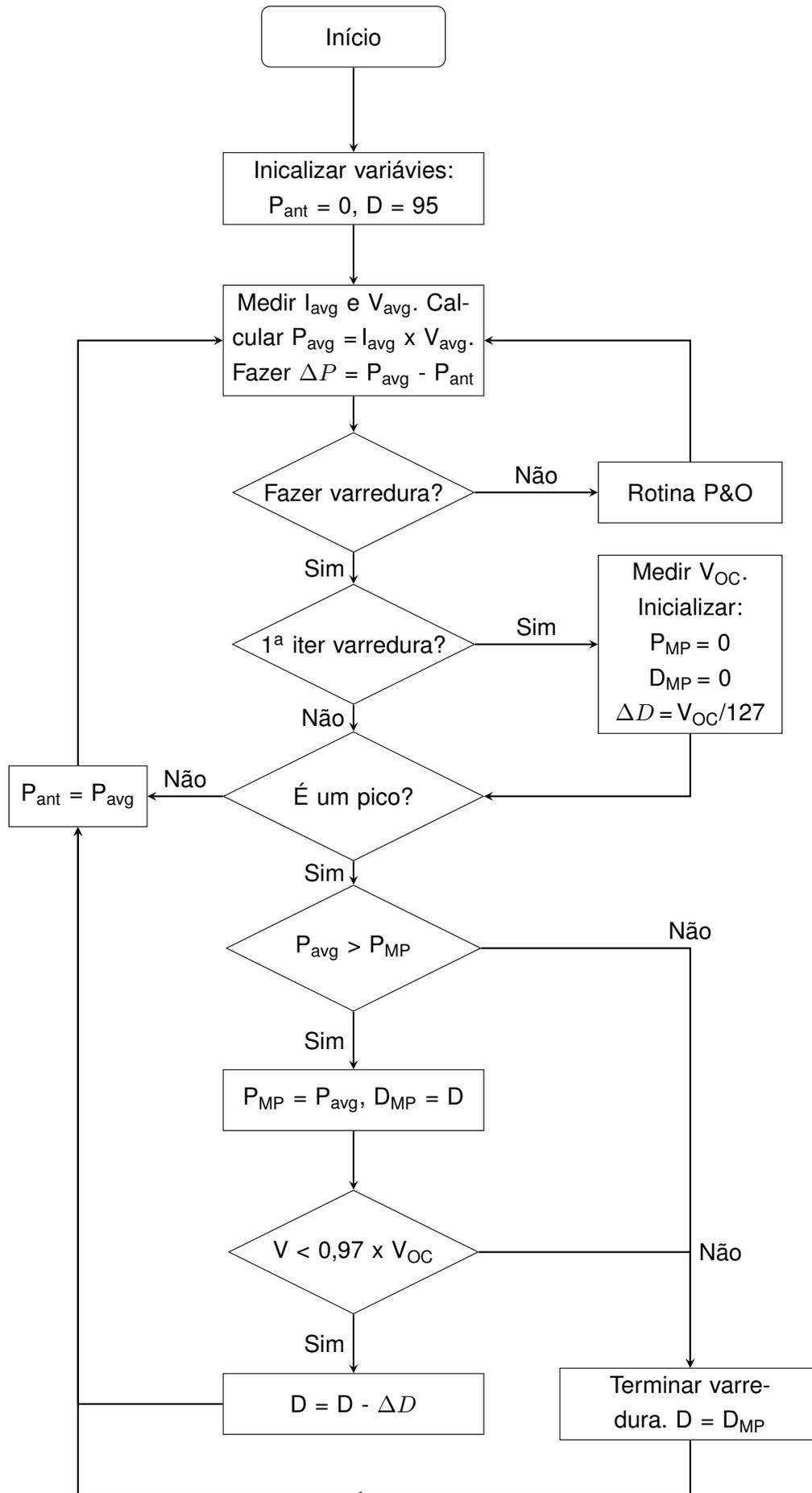
$$\Delta P < 0 \wedge \Delta P_{ant} > 0 \quad (5.2)$$

onde ΔP é a variação de potência entre a iteração atual e a última, e ΔP_{ant} se trata do ΔP da iteração anterior. Ou seja, a comparação verifica se houve uma variação negativa de potência após ter ocorrido uma variação positiva, o que geralmente é um indício de um pico. Apesar de ser um teste simples, ele se mostrou eficaz na identificação dos picos, como será mostrado nas simulações mais á frente.

Após realizar a identificação de um pico, o algoritmo armazena a potência encontrada nele em P_{MP} , e o seu ciclo de trabalho em D_{MP} . No decorrer da varredura de potência, caso um novo pico seja encontrado, o valor de P_{avg} é comparado a P_{MP} . Se $P_{avg} > P_{MP}$, a potência atual é atribuída a P_{MP} e o ciclo de trabalho atual é atribuído a D_{MP} , definindo um novo possível GMPP.

As condições de parada da varredura se baseiam na observação destacada por (PATEL; AGARWAL, 2008), de que os picos da curva P-V se apresentam em ordem crescente até o GMPP, com os possíveis picos seguintes se apresentando em ordem decrescente. Dessa forma, ao se encontrar um pico onde $P_{avg} < P_{MP}$, o algoritmo encerra a varredura. Caso o GMPP venha a ser o último pico da curva, o algoritmo termina a busca quando a tensão média atingir cerca de 97% de V_{OC} , por se tratar de uma região já extrema da curva P-V.

Após o término da varredura de potência, uma rotina tradicional de *Perturb and Observe* é iniciada. Essa rotina tem o objetivo de continuar o seguimento do GMPP, uma vez que ele tenha sido identificado. A varredura de potência ocorrerá novamente quando o tempo de execução do algoritmo atingir o valor pré-estabelecido. Este tempo pode ser definido com base nas possíveis causas de sombreamento parcial. Caso essa condição seja decorrente de sombras de objetos estáticos, um tempo entre varreduras maior seria aceitável. No entanto, caso se deseje contornar efeitos de sombreamento devido a variações de nebulosidade, talvez a varredura tenha que ser mais frequente. De modo geral, a escolha de um período entre um e cinco minutos seria razoável, com base nos dados apresentados por (PATEL; AGARWAL, 2008). O algoritmo aqui descrito está resumido no fluxograma a seguir:



6 Análise de Resultados

Este capítulo trás os resultados da simulação do sistema fotovoltaico. Cada seção aborda cenários diferentes de teste, que por sua vez são subdivididos em casos específicos. A primeira seção descreve testes preliminares dos principais componentes que servirão de base para os testes seguintes. A segunda seção avalia o desempenho da técnica MPPT sob irradiação homogênea, enquanto que a terceira seção trás os resultados durante sombreamento parcial.

A simulação foi executada em tempo discreto com período de amostragem de 1 micro segundo e as medições foram realizadas por componentes nativos do Simulink®. A tabela abaixo resume as principais informações referentes ao sistema simulado.

Tabela 2 – Parâmetros do sistema simulado.

Parâmetro	Valor
Período de amostragem da simulação	1 μ s
Irradiação nominal	1000W/m ²
Temperatura nominal	25°C
Número de módulos	4
Potência máxima nominal	800W
Tensão de elo	400V
Tensão RMS de linha da rede	220V
Frequência da rede	60Hz

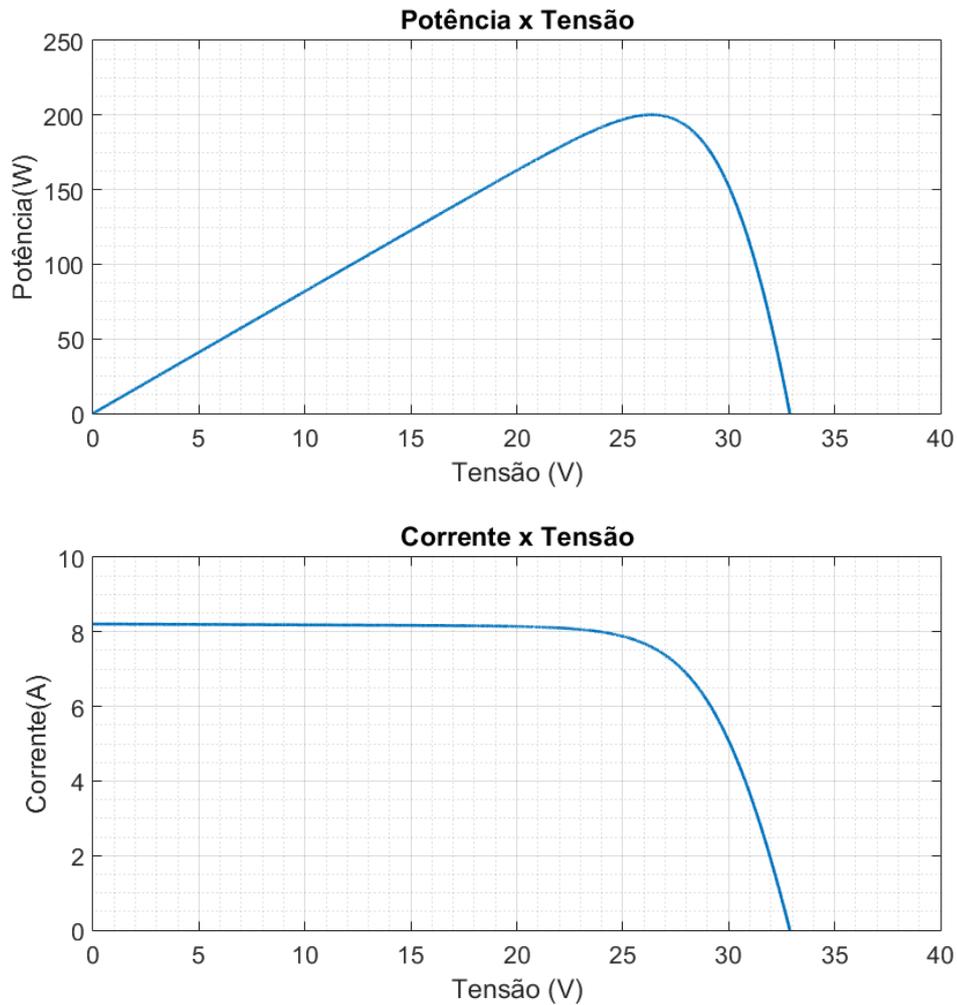
6.1 Testes Preliminares

Primeiramente foram realizados testes para avaliar a precisão do modelo utilizado para implementar o módulo fotovoltaico KC200GT. Estes testes são importantes porque toda a estrutura desenvolvida se baseia na suposição de que os módulos FV simulados têm o comportamento equivalente aos módulos reais. Esta seção também avaliou o funcionamento do inversor, verificando se as corrente trifásicas injetadas na rede estão apropriadamente sincronizadas com a tensão.

6.1.1 Teste do Módulo Fotovoltaico

A figura abaixo traz as curvas P-V e I-V de uma instância do módulo KC200GT operando nas STC, 1000W/m^2 e 25°C :

Figura 34 – Teste do módulo fotovoltaico.



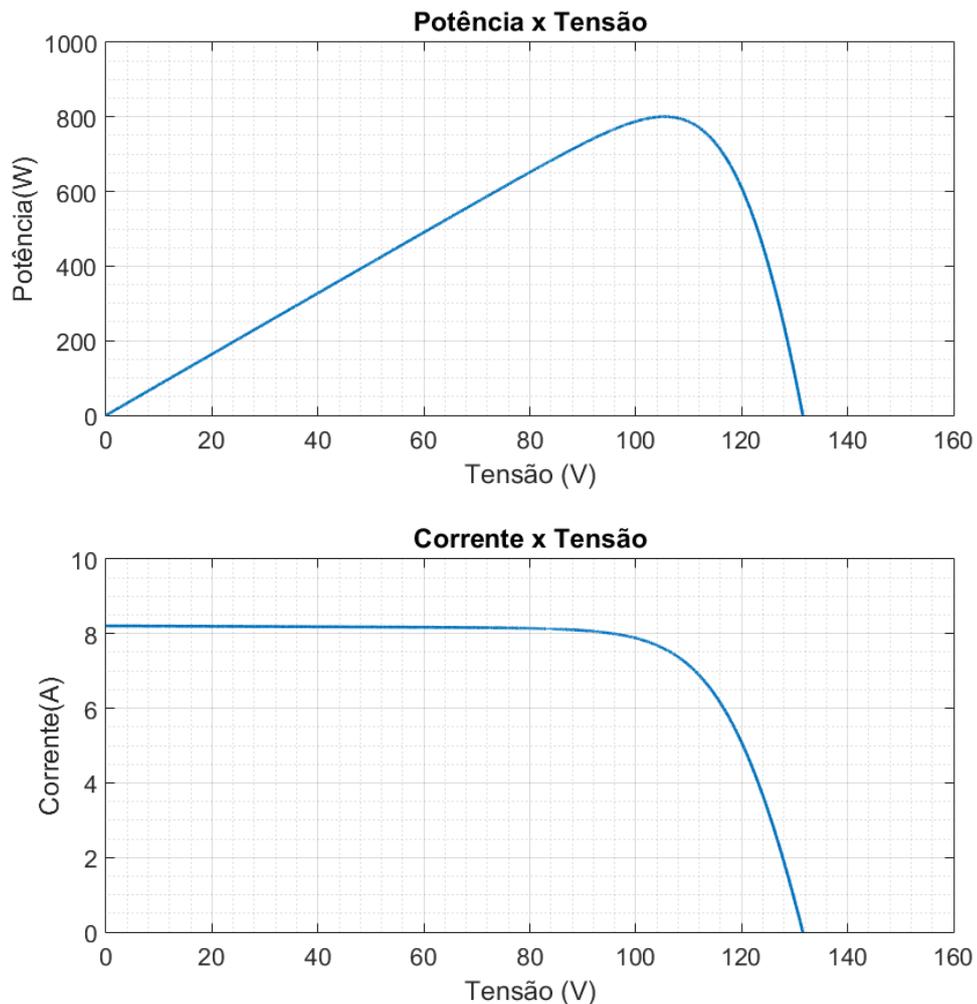
Fonte: Elaborado pelo autor.

As curvas P-V e I-V da Fig. 34 estão de acordo com a potência máxima de 200W e com os pontos notáveis $I_{SC} = 8,21\text{A}$, $V_{OC} = 32,9\text{V}$, $I_{MP} = 7,61\text{A}$ e $V_{MP} = 26,3\text{V}$ listados da Tabela 1, fornecida pelo fabricante do módulo KC200GT.

6.1.2 Teste do Painel Fotovoltaico

O próximo teste trata de quatro instâncias do módulo ligadas em série, que é a configuração do painel fotovoltaico usado nas simulações subsequentes. As curvas P-V e I-V obtidas para o painel operando nas STC foram as seguintes:

Figura 35 – Teste do painel FV com quatro módulos.



Fonte: Elaborado pelo autor.

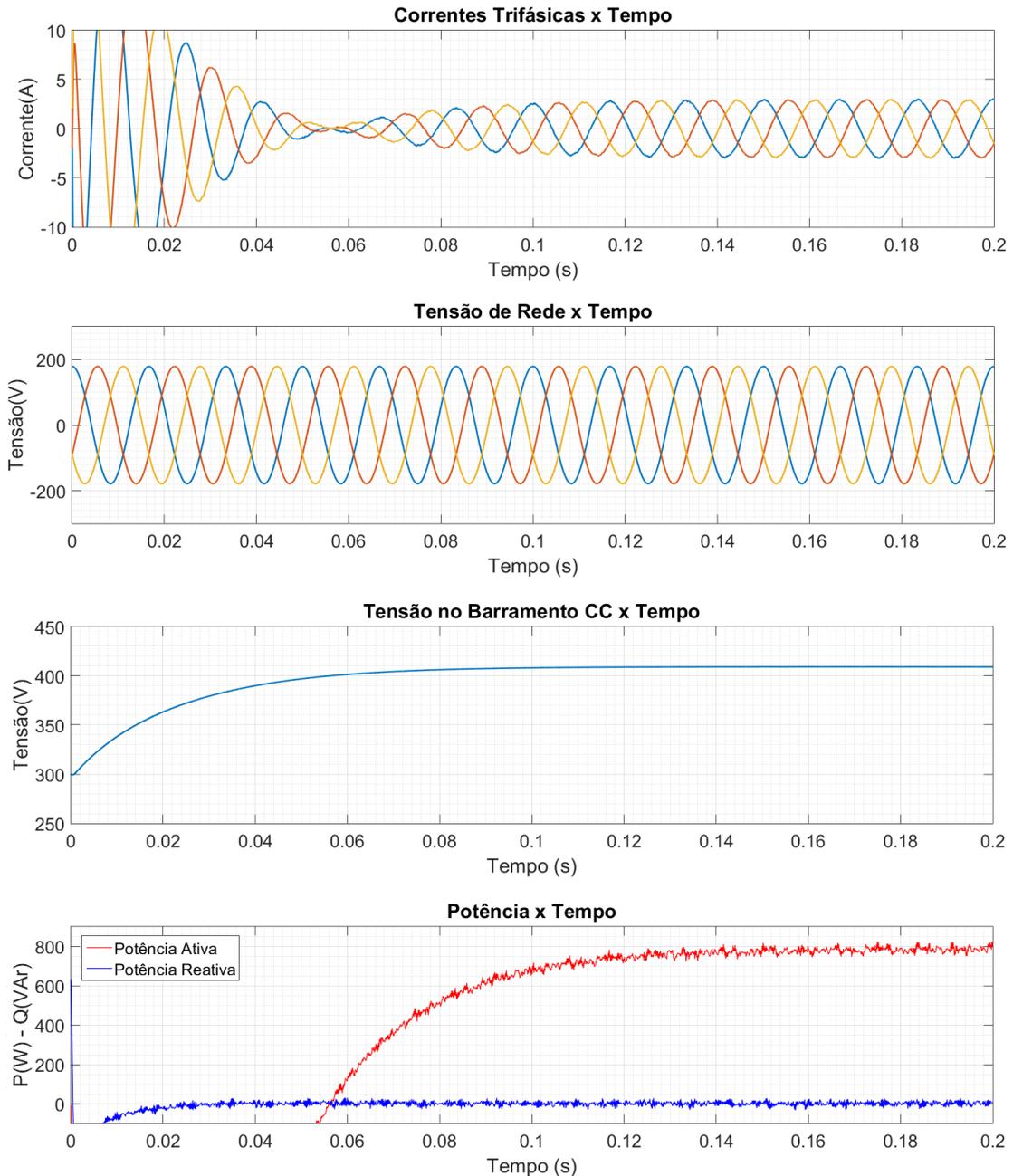
Os gráficos acima mostram que as curvas P-V e I-V do painel são semelhante às de um único módulo. A diferença está na potência máxima de 800W e em V_{OC} que também é proporcionalmente mais elevada. A corrente de curto-circuito, no entanto, não sofre alterações, já que os quatro módulos do painel estão arranjados em série.

6.1.3 Teste do Inversor de Frequência

Este teste verificou se a implementação do inversor de frequência está operando corretamente. A figura a seguir exibe as curvas das correntes trifásicas, tensões de rede, tensão

no barramento CC e fluxo de potência no inversor. Neste teste, o painel está operando no MPP e nas STC.

Figura 36 – Curvas do inversor de frequência.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Através das curvas anteriores, pode-se perceber que inicialmente as correntes trifásicas não estão alinhadas com as tensões de rede e possuem amplitude elevada. Este é o período de tempo quando o capacitor de elo está sendo carregado e o sistema está consumindo potência da rede. O capacitor inicia a simulação carregado a 300V, e uma vez que a tensão de elo se aproxime de 400V, as correntes se sincronizam com as tensões e o inversor

começa a injetar potência ativa na rede, enquanto que a potência reativa permanece próxima de zero. Isto é um indicativo de que o funcionamento do inversor é adequado.

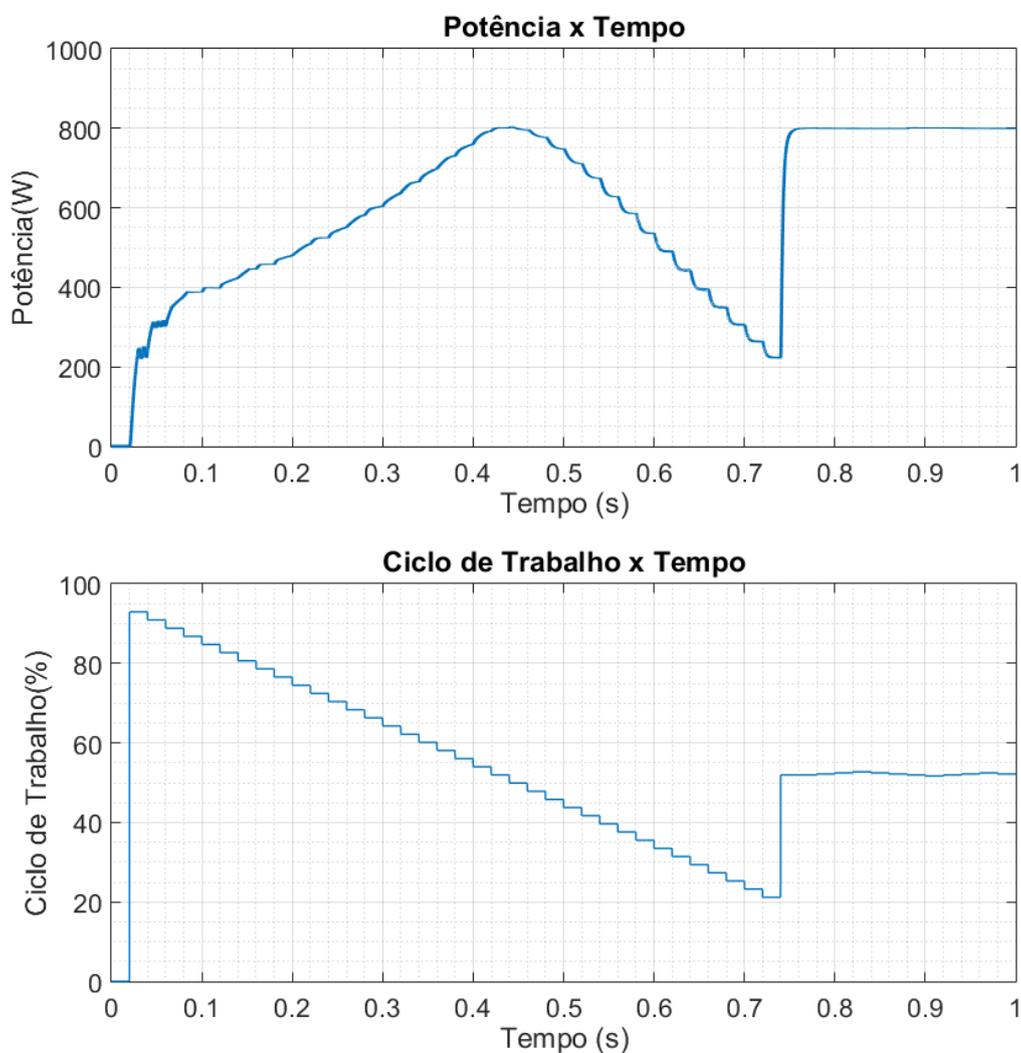
6.2 Testes do MPPT sob Irradiação Homogênea

Esta seção visa avaliar o desempenho da técnica do MPPT quando o painel FV não está submetido a sombreamento parcial.

6.2.1 Teste nas STC

Este primeiro teste abrange o caso base do MPPT aplicado ao painel operando nas STC conforme a curva P-V da seção 6.1.2. A figura abaixo exibe as curvas obtidas.

Figura 37 – Potência extraída do painel e ciclo de trabalho.

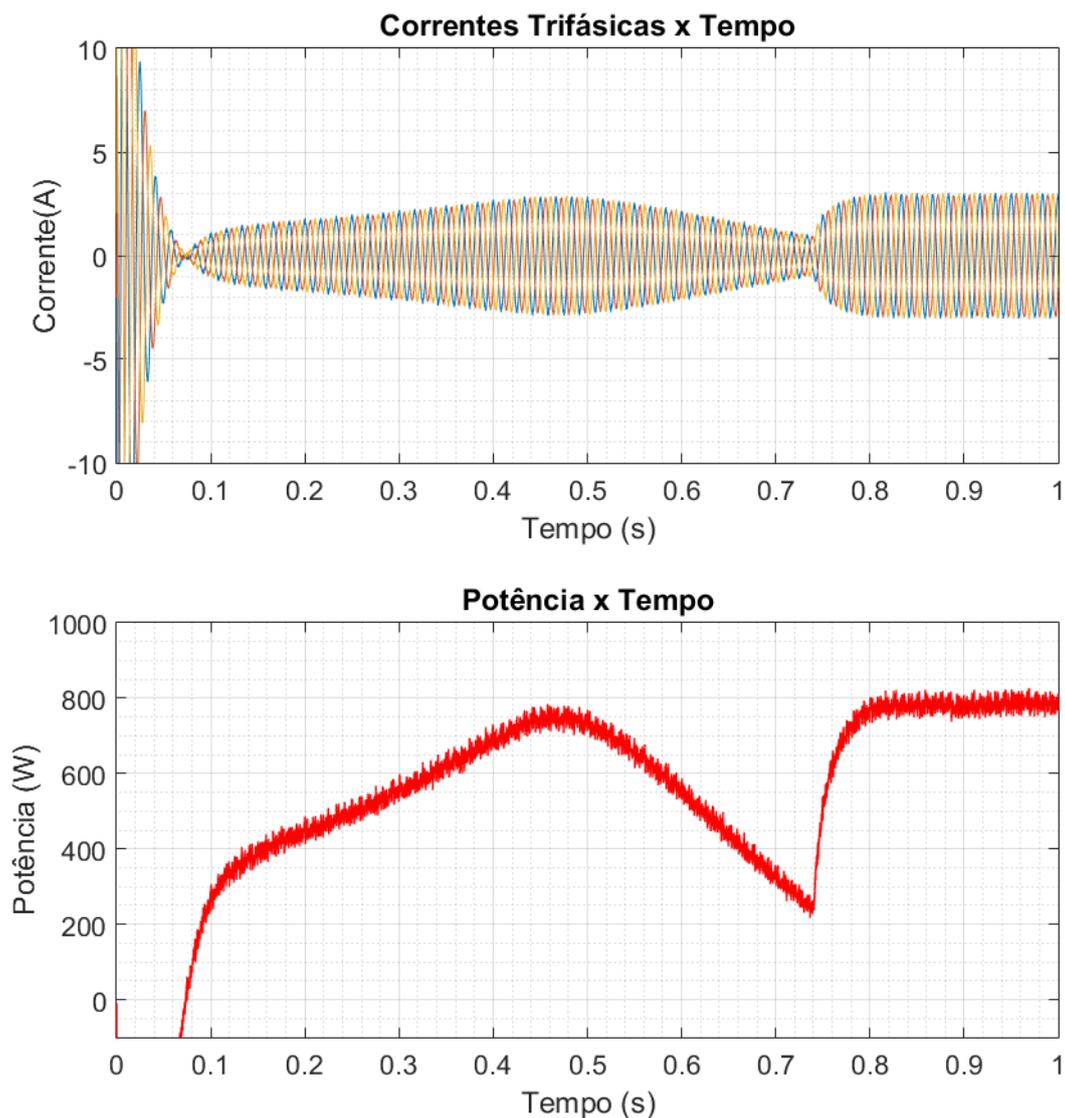


Fonte: Elaborado pelo autor.

Os gráficos obtidos mostram a técnica MPPT em ação. A curva de potência possui duas regiões bem distintas. Uma onde o MPPT está fazendo a varredura de potência pra

identificar o máximo global, e outra onde ele começa a efetivamente seguir o MPP. Ao fim da varredura, o ciclo de trabalho encontrado no MPP é atribuído ao conversor, trazendo o ponto de operação do painel para próximo do ideal. Como este teste aborda um caso de irradiação homogênea, apenas um pico está presente na curva de potência. As gráficos a seguir mostram o fluxo de potência no lado da rede.

Figura 38 – Correntes trifásicas e potência ativa do inversor.



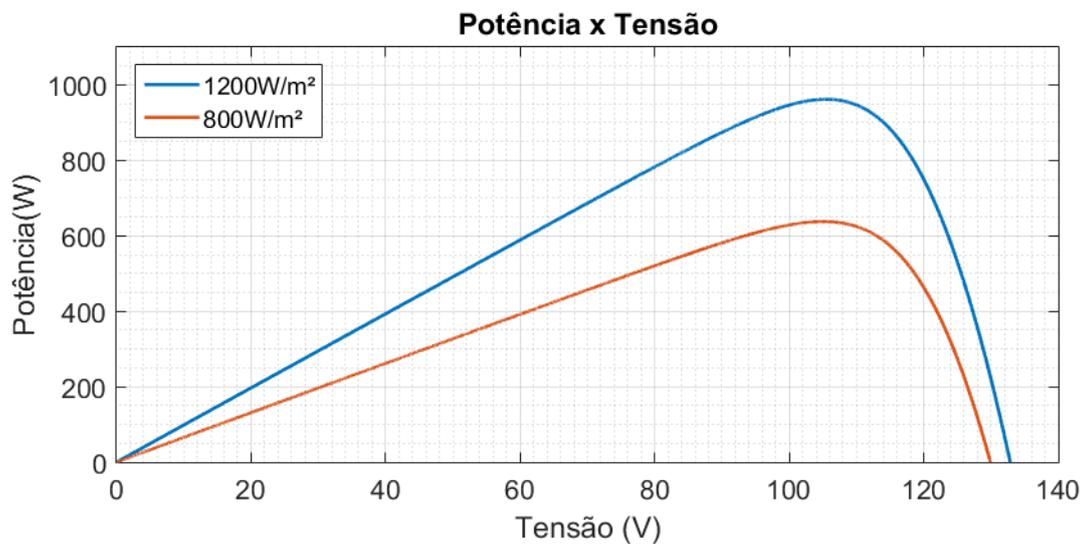
Fonte: Elaborado pelo autor.

As correntes trifásicas e a potência ativa aumentam sua magnitude à medida que o ponto de operação se aproxima do MPP. A varredura termina por volta de 0,75 segundos e a partir de então, o sistema fornece a potência máxima de aproximadamente 800W à rede.

6.2.2 Teste com Irradiação Variável

Os casos seguintes abordam o painel operando fora das STC, com nível de irradiação variável. Importante ressaltar que isso não se trata de sombreamento parcial, pois os quatro módulos recebem o mesmo índice de insolação e todos variam na mesma proporção. O teste a seguir submete o painel a níveis de irradiação que flutuam entre 1200W/m^2 e 800W/m^2 conforme um padrão pré-estabelecido, enquanto a temperatura é mantida fixa em 25°C . As curvas abaixo mostram o desempenho do painel em cada um dos limites da variação testada.

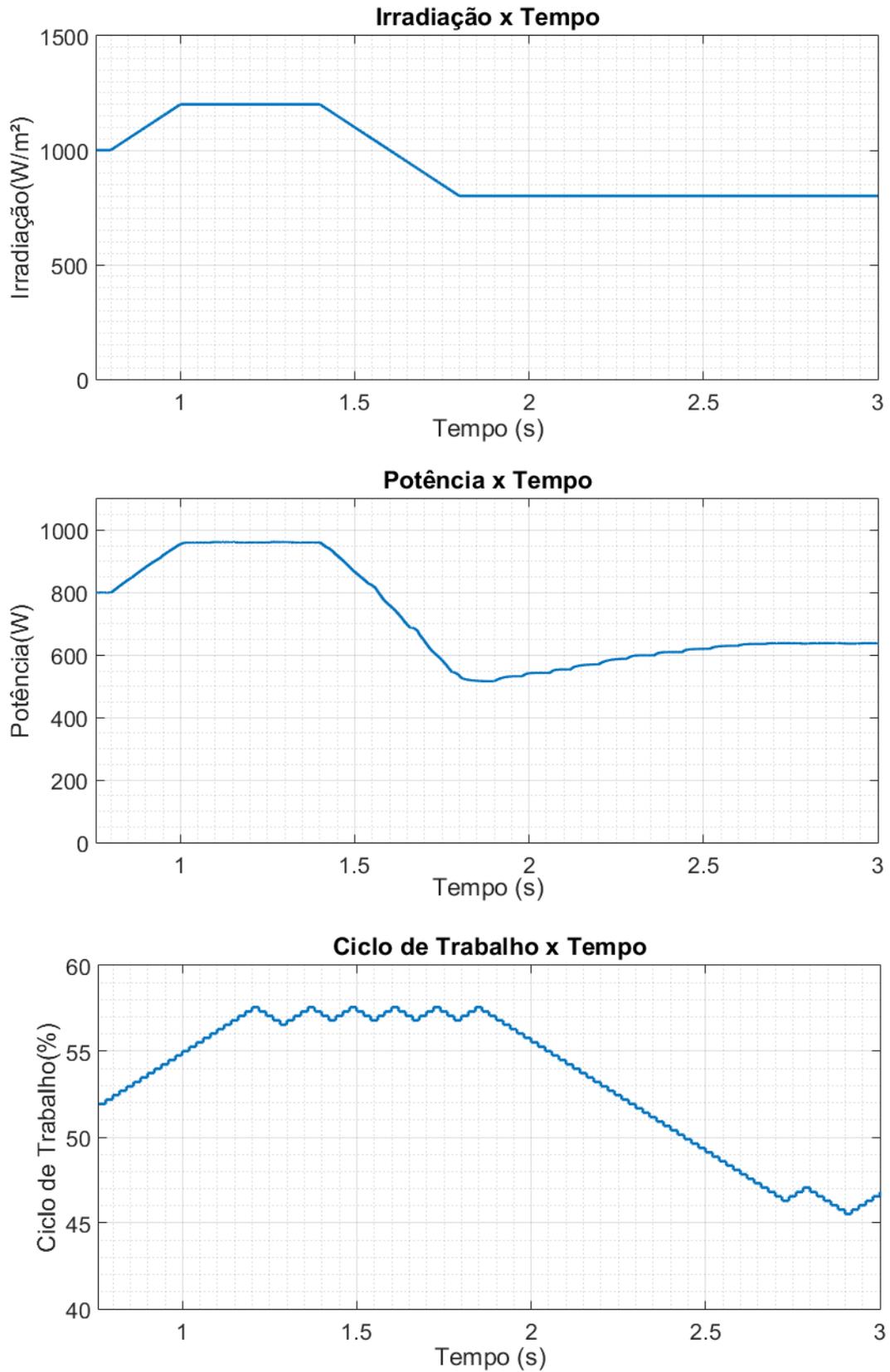
Figura 39 – Curvas P-V de painel pra cada nível de irradiação.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Através das curvas acima, obtém-se a potência máxima de aproximadamente 960W para 1200W/m^2 , e de cerca de 640W para 800W/m^2 . Os gráficos a seguir mostram o comportamento da técnica MPPT enquanto a irradiação varia segundo o padrão estabelecido. Este teste foca no período de tempo após a varredura de potência, com o MPP já atracado.

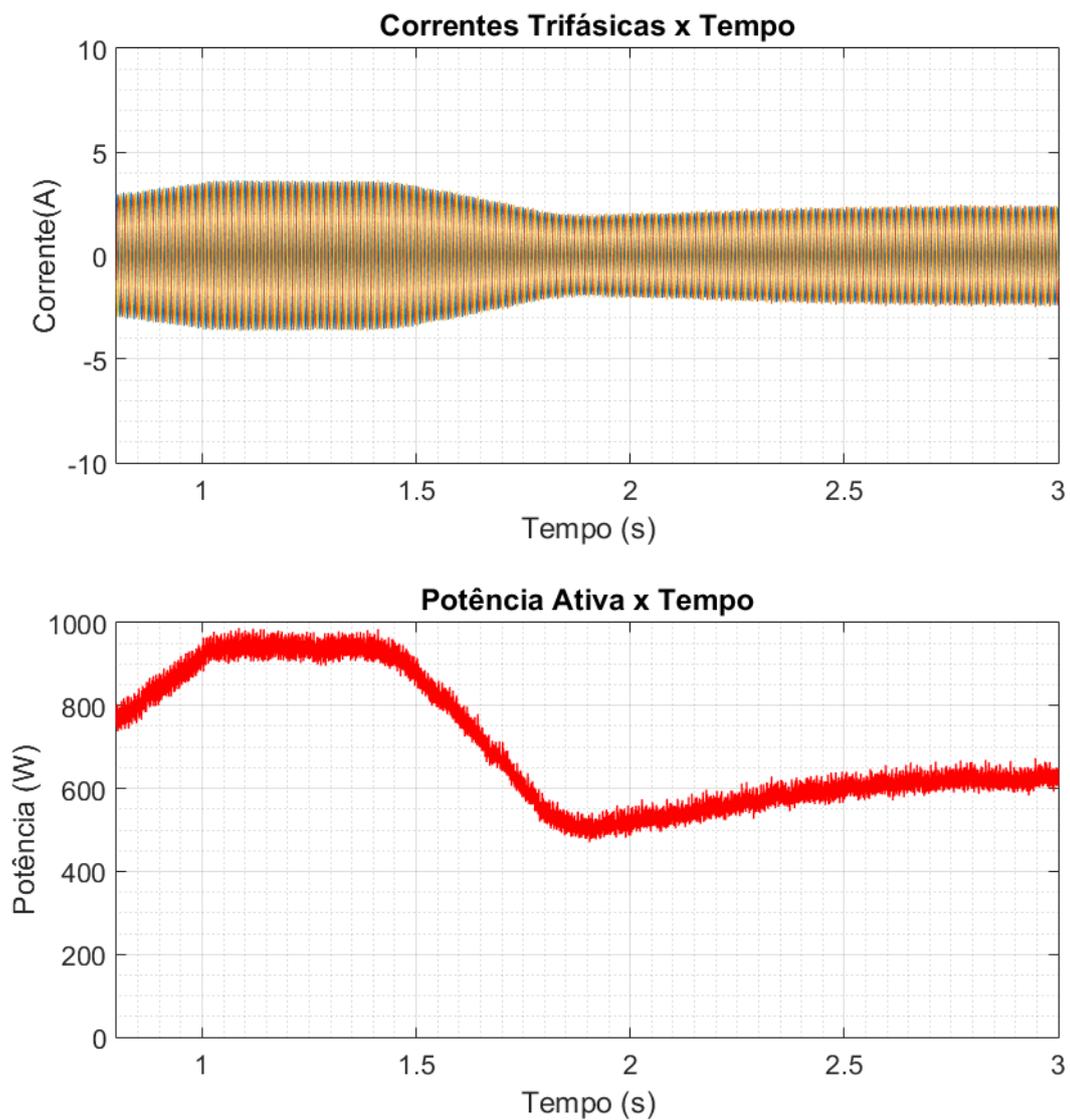
Figura 40 – Curvas do painel com irradiação homogênea variável.



Fonte: Elaborado pelo autor.

O algoritmo MPPT foi capaz de acompanhar as alterações de insolação e rastreou o ponto de máxima potência ao longo do padrão de variação, como pode ser observado através da potência obtida no limite superior e inferior da curva de irradiação. Existe um pequeno atraso para que as alterações sejam refletidas na curva de potência, que se deve ao tempo que o MPPT precisa para ajustar o ciclo de trabalho do conversor. De qualquer forma, a mudança de irradiação estudada aqui representa um caso extremo e não ocorreria com tamanha rapidez numa situação real. A Fig. 41 mostra as curvas do lado da rede.

Figura 41 – Curvas do inversor com irradiação homogênea variável.



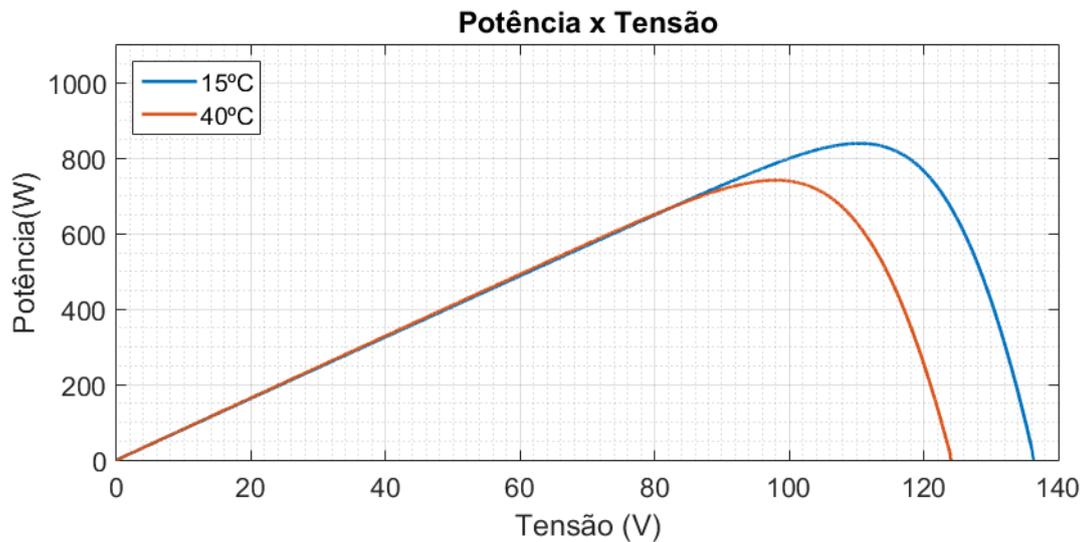
Fonte: Elaborado pelo autor.

É perceptível o seguimento do MPP por parte do sistema FV. As correntes injetadas na rede e a potência ativa do inversor acompanham a potência CC produzida pelo painel.

6.2.3 Teste com Temperatura Variável

Análogo ao caso anterior, este teste procura verificar o desempenho do MPPT enquanto a temperatura de operação do painel FV flutua entre 40 °C e 15 °C. A irradiação é mantida em 1000W/m² para que se analise exclusivamente as influências térmicas. As curvas P-V a seguir trazem o comportamento do painel pra cada limite de temperatura testado.

Figura 42 – Curvas P-V de painel pra cada temperatura de operação.

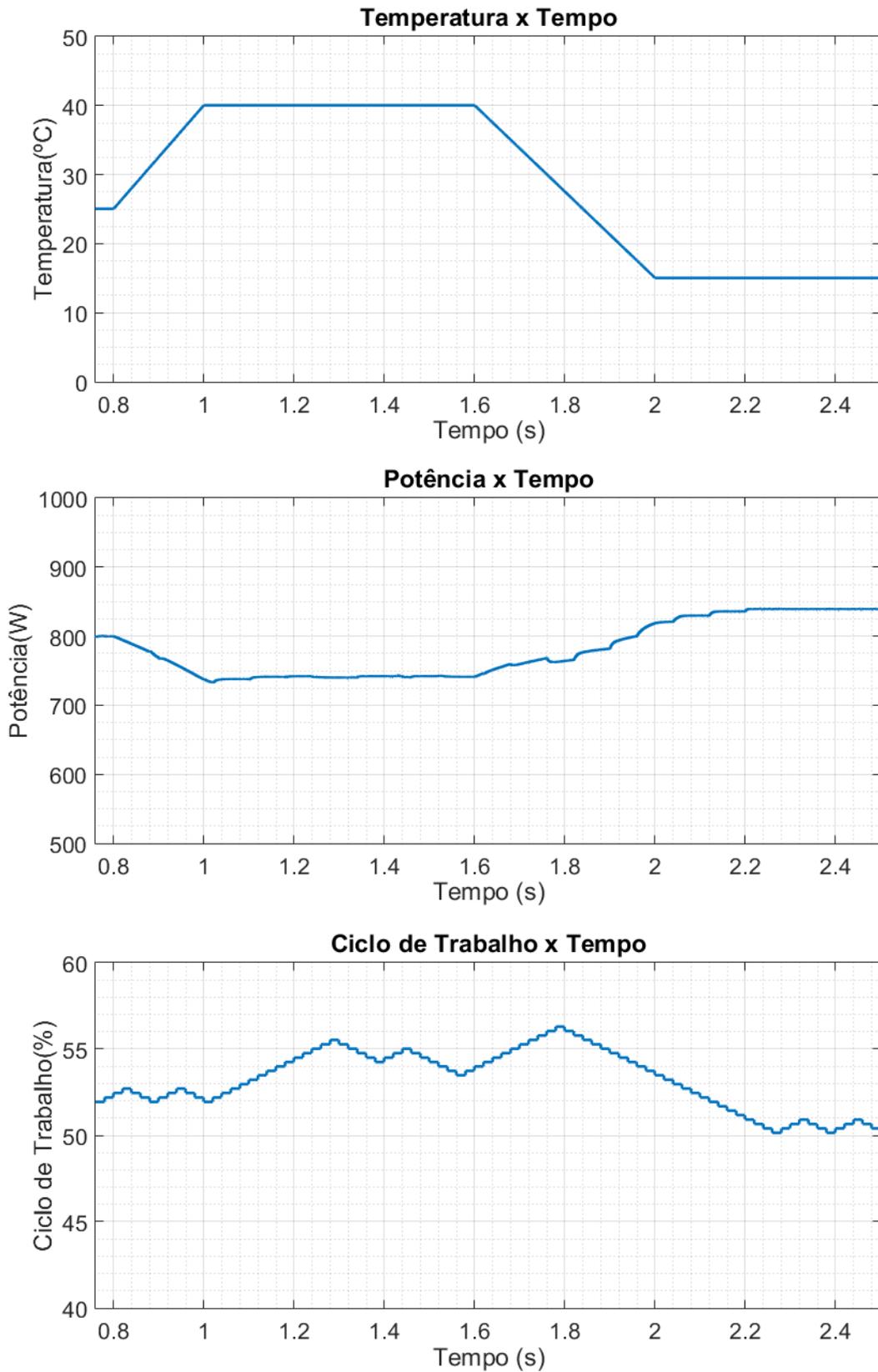


Fonte: Elaborado pelo autor.

Logo, tem-se que a 40 °C a potência máxima é de aproximadamente 740W. Já a 15°C, este valor sobe para cerca de 840W. É notável que a máxima potência sofre consideravelmente mais influência de variações na irradiação do que na temperatura de operação.

Os gráficos a seguir mostram o desempenho do MPPT atuando sobre o painel enquanto a temperatura de operação varia. Como anteriormente, o período de tempo abordado ocorre após a varredura do potência do algoritmo.

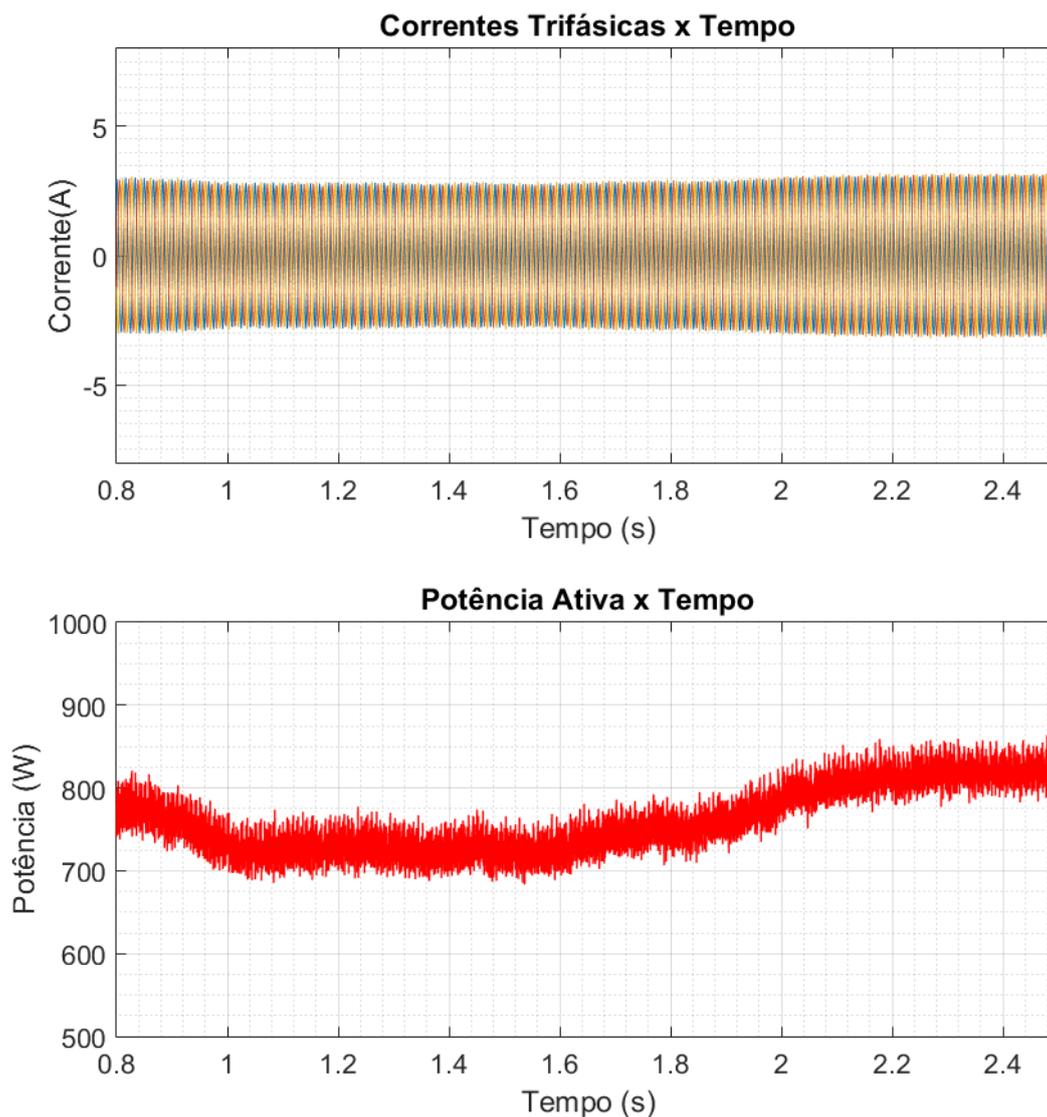
Figura 43 – Curvas do painel com temperatura variável.



Fonte: Elaborado pelo autor.

É possível observar que o método MPPT conseguiu rastrear o ponto de máxima potência à medida que a temperatura de operação do painel sofria alterações. Neste caso, os efeitos na potência são consideravelmente mais reduzidos do que no teste de irradiação variável, ainda mais quando se considera a amplitude de temperatura testada. Novamente, também é notável que o MPPT precisa de alguns instantes para atracar o novo MPP depois que as condições de operação mudam.

Figura 44 – Curvas do inversor com temperatura variável.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Mais uma vez, a potência ativa fornecida à rede acompanha a curva de potência do painel fotovoltaico. Como a magnitude das duas curvas são praticamente equivalentes, é possível notar que o fator de potência do inversor é efetivamente unitário.

6.3 Testes do MPPT sob Condições de Sombreamento Parcial

Esta seção irá avaliar o desempenho da estratégia MPPT quando o painel FV está sujeito a condições de sombreamento parcial. Cada teste apresentado abaixo aborda um número de níveis diferentes de irradiação solar, enquanto a temperatura de operação é mantida em 25°C.

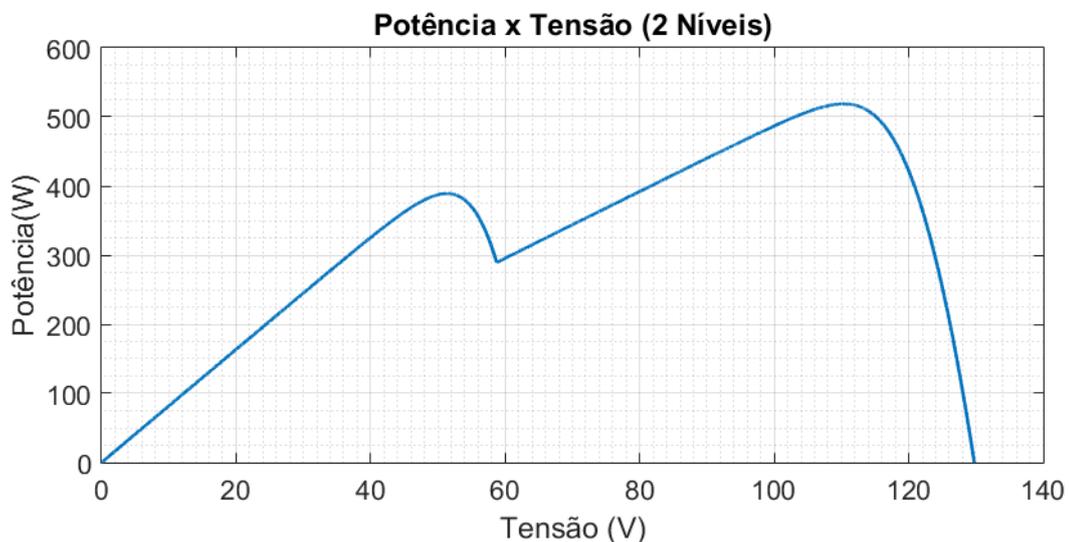
6.3.1 Teste com Dois Níveis de Irradiação.

Este teste estuda o cenário de dois níveis de insolação diferentes incidindo sobre o painel. A configuração específica para este caso é mostrada na Tabela 3. A curva P-V que descreve o comportamento do painel nesta situação também pode ser observada abaixo.

Tabela 3 – Irradiação por módulo (2 Níveis).

Módulo	Irradiação
Módulo A	1000W/m ²
Módulo B	1000W/m ²
Módulo C	600W/m ²
Módulo D	600W/m ²

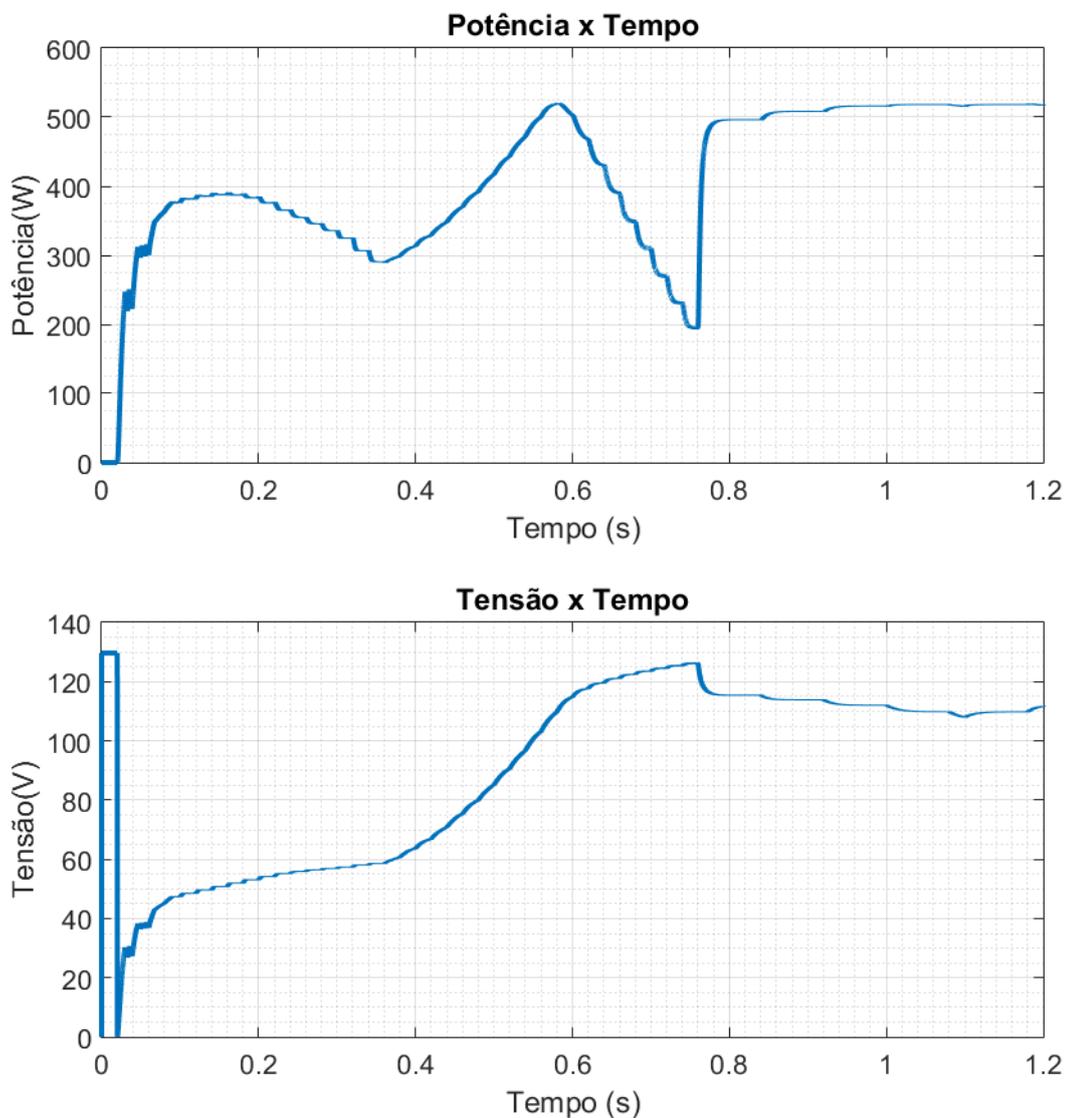
Figura 45 – Curva P-V do painel sob dois níveis de irradiação.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Como pode ser visto, a curva apresenta dois picos, sendo que um é o LMPP e o outro, o GMPP. A potência máxima que pode ser extraída do painel nestas condições é de 520W, com uma tensão de operação próxima de 110V. A Fig. 46 traz o desempenho do painel fotovoltaico à medida que o MPPT atua para identificar e seguir o ponto de máxima potência. O gráfico de cima representa a potência produzida pelo painel enquanto o de baixo, sua tensão de operação.

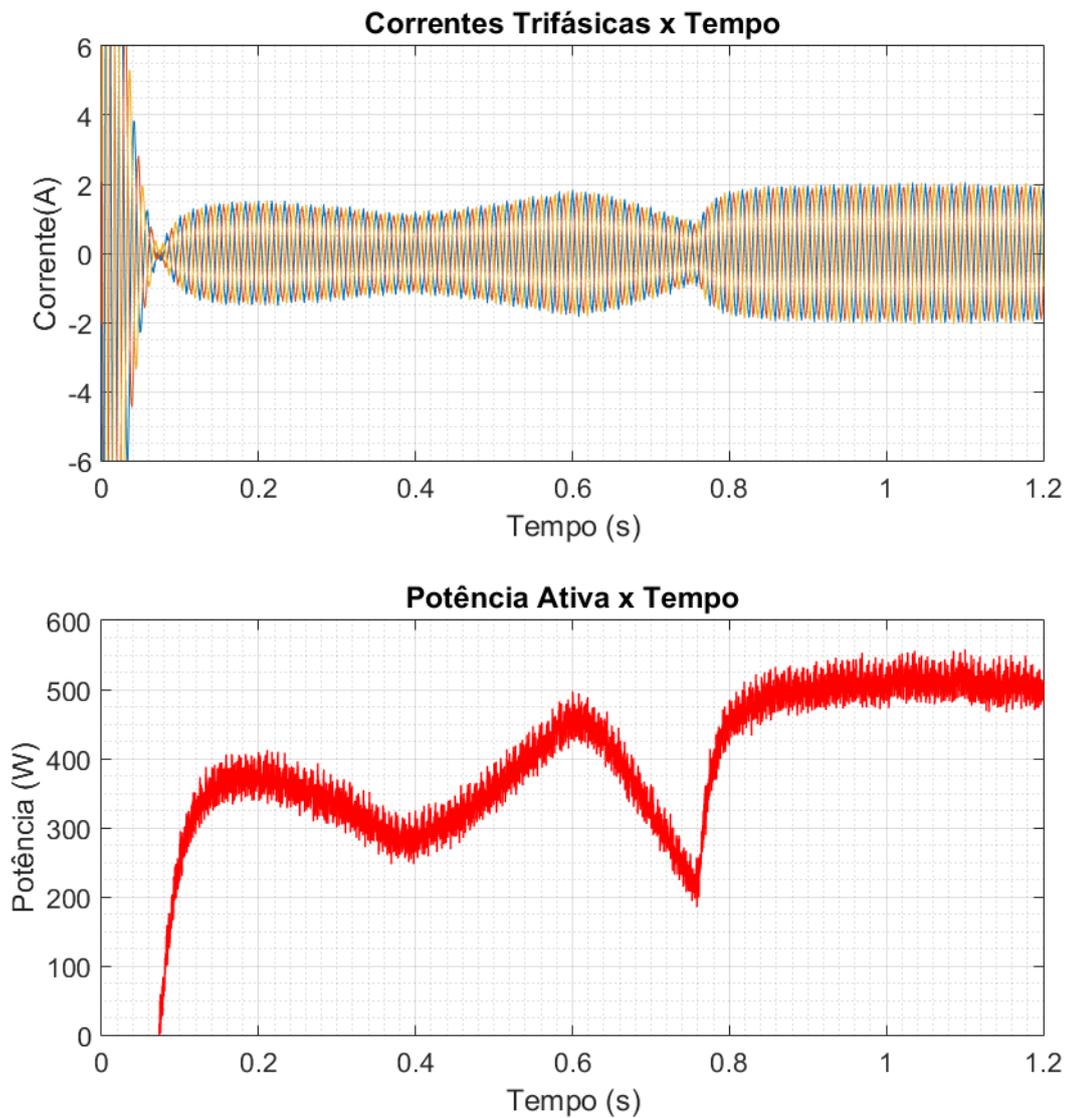
Figura 46 – Curvas do painel com dois níveis de irradiação.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Analisando-se os gráficos da Fig. 46, é possível perceber a ação do MPPT. Assim como na situação de irradiação homogênea, o algoritmo realiza uma varredura de potência para identificar e comparar os MPP's encontrados. Ao fim da varredura, o ciclo de trabalho onde o GMPP foi encontrado é atribuído ao conversor, que a partir daí inicia uma rotina de P&O convencional. A potência extraída do painel estabiliza em cerca de 520W, que foi o valor observado na curva P-V. Também é notável como a tensão de operação começa em V_{OC} do painel, instante no qual o MPPT está calibrando o tamanho dos passos que serão utilizados na varredura.

Figura 47 – Curvas do inversor com dois níveis de irradiação.



Fonte: Elaborado pelo autor.

A ação do MPPT também pode ser notada nas correntes trifásicas do inversor e na potência ativa injetada na rede através da Fig. 47. Durante a varredura, a magnitude das correntes varia até que o GMPP seja encontrado. Uma vez que varredura termine, as correntes passam a ser injetadas na rede com sua magnitude máxima. A potência ativa segue este mesmo padrão e atinge seu valor máximo de 520W após cerca de 0,8 segundos.

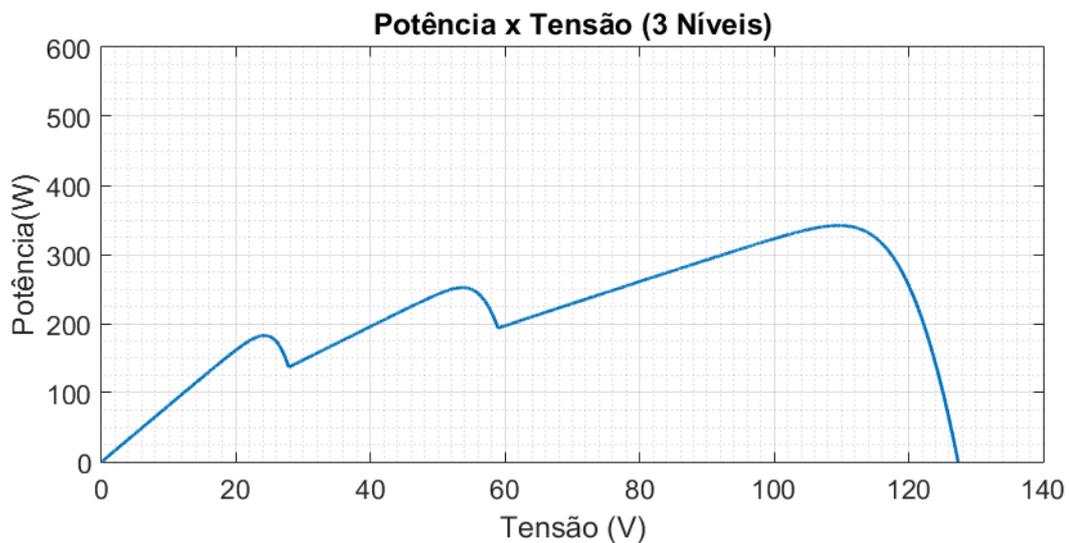
6.3.2 Teste com Três Níveis de Irradiação

Este teste avaliou a performance do MPPT numa situação com três níveis de irradiação diferentes, de acordo com os valores estabelecidos na Tabela 4. A curva P-V do painel operando nessas condições está presente na Fig. 48

Tabela 4 – Irradiação por módulo (3 Níveis).

Módulo	Irradiação
Módulo A	1000W/m ²
Módulo B	600W/m ²
Módulo C	400W/m ²
Módulo D	400W/m ²

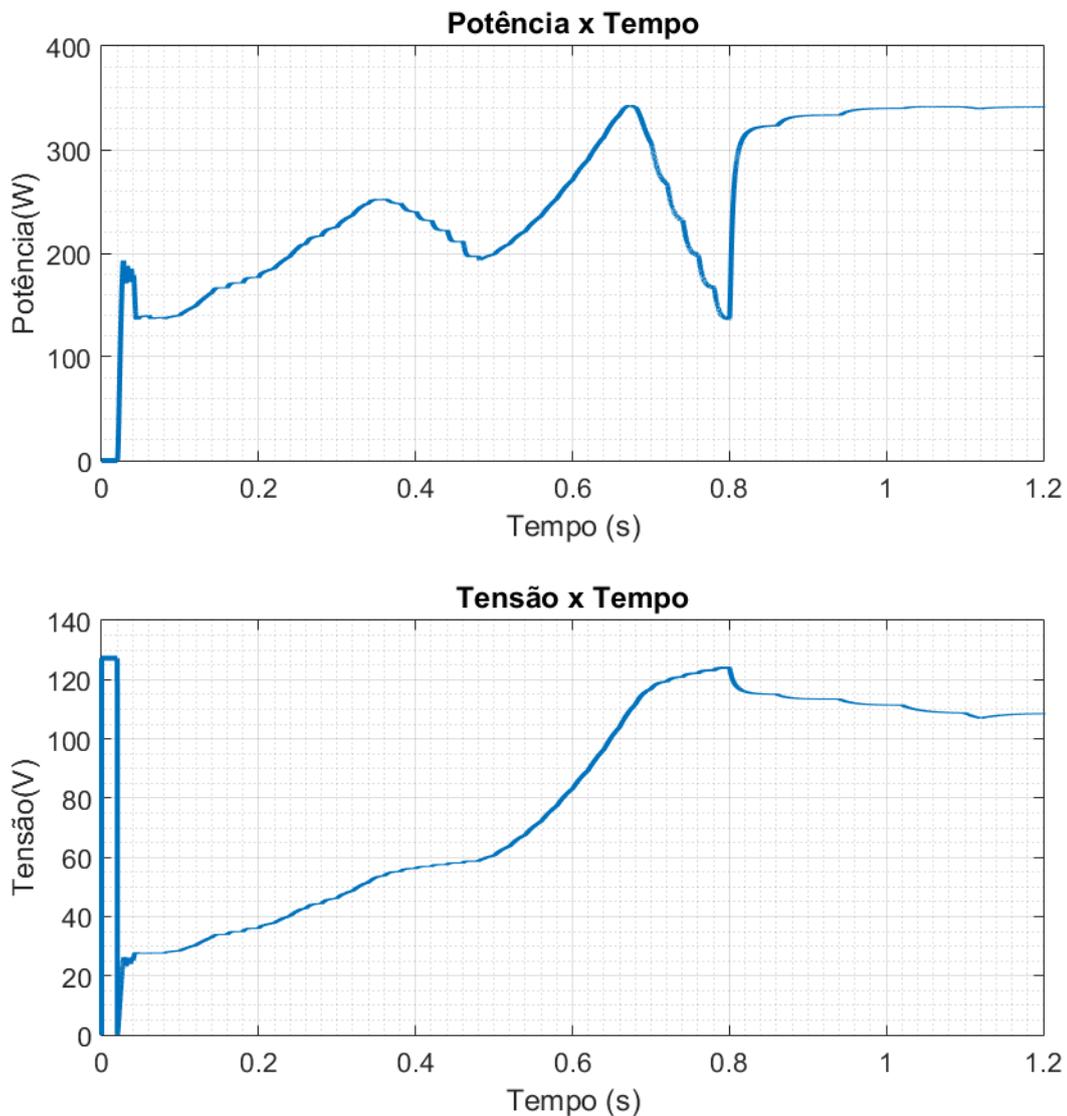
Figura 48 – Curva P-V do painel sob três níveis de irradiação.



Fonte: Elaborado pelo autor.

A curva P-V acima demonstra três picos como o esperado. O ponto de máxima potência global proporciona cerca de 340W, enquanto que a tensão de máxima potência neste caso é de aproximadamente 110V, assim como no teste anterior. A Fig. 49 exibe as curvas relevantes do painel FV durante a operação do MPPT.

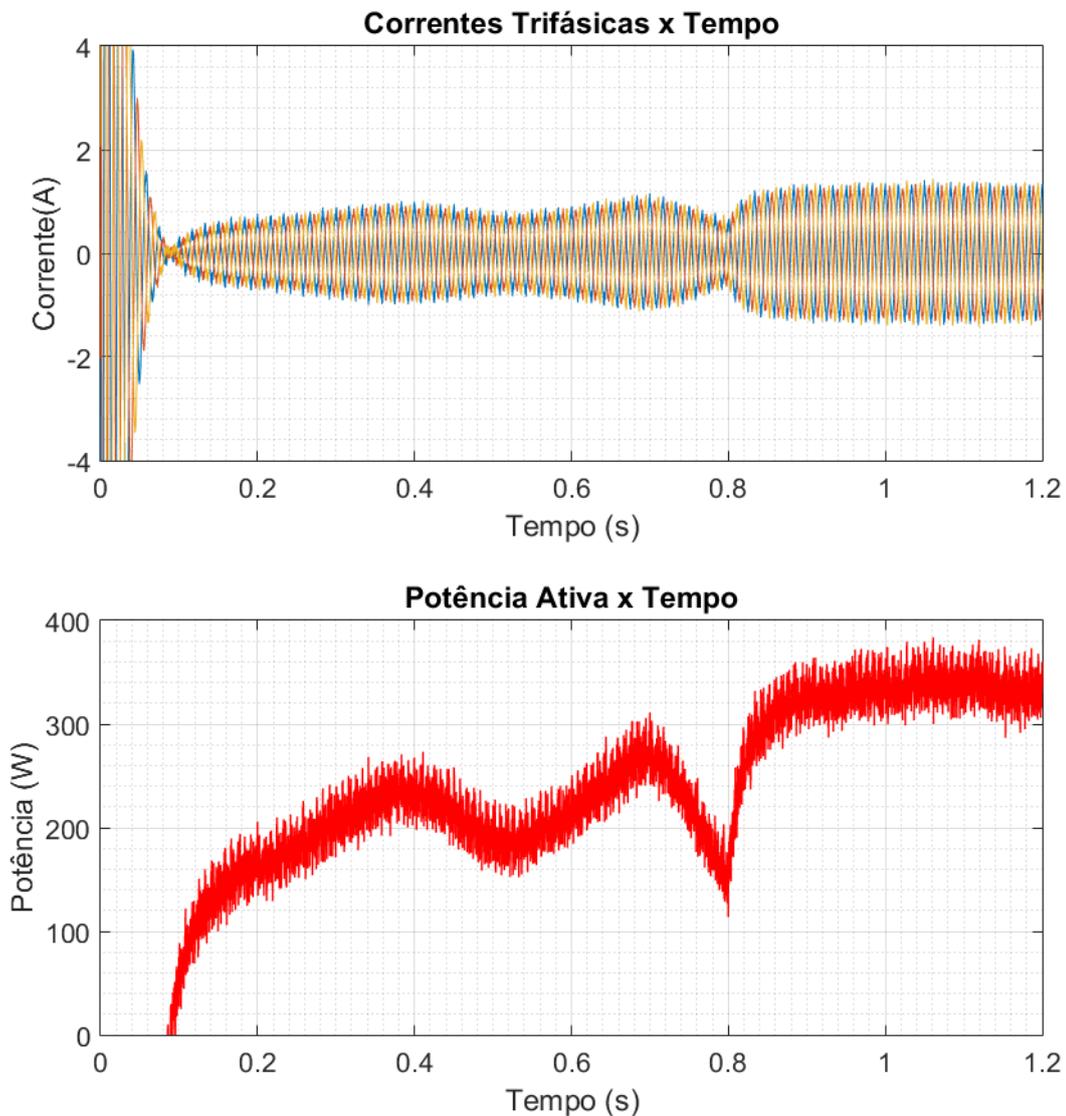
Figura 49 – Curvas do painel com três níveis de irradiação.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Novamente é perceptível a operação do MPPT. A varredura de potência percorre os três picos presentes na curva P-V e por fim rastreia o GMPP, que neste caso fornece a potência de 340W. A curva de tensão repete o comportamento anterior e se estabiliza em aproximadamente 110V, valor obtido para a tensão de operação do GMPP. O tempo de aproximadamente 0,8 segundos gasto pela varredura é consideravelmente menor do que o tempo de rastreamento nos métodos propostos por (PATEL; AGARWAL, 2008) e (CHEN et al., 2014) que demoram na ordem de alguns segundos, mas é importante considerar as particularidades dos testes de cada um.

Figura 50 – Curvas do inversor com três níveis de irradiação.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Os gráficos acima mostram as correntes e potência ativa que circulam no inversor na condição de três níveis diferentes de irradiação. Os três picos são menos perceptíveis nestas curvas porque a diferença de magnitude e o espaçamento entre eles são pequenos o suficiente para que passem despercebidos, principalmente o primeiro pico, cuja potência é de 190W, e mal é notado nas curvas acima. Entretanto, o GMPP continua perceptível tanto no gráfico das correntes trifásicas quanto no da potência ativa, que acompanha o valor de aproximadamente 340W da potência do painel.

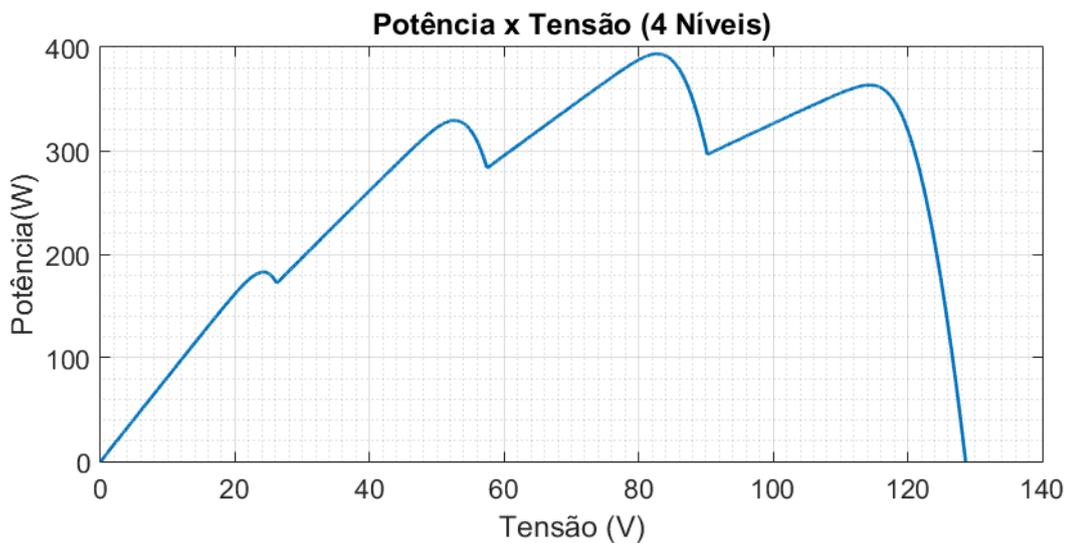
6.3.3 Teste com Quatro Níveis de Irradiação

Por fim, foi realizado o teste do MPPT na situação onde cada módulo recebia um índice de irradiação diferente. A Tabela 5 mostra o valor de insolação sobre cada um deles, e a curva P-V resultante nessas circunstâncias pode ser observada na Fig. 51

Tabela 5 – Irradiação por módulo (4 Níveis).

Módulo	Irradiação
Módulo A	1000W/m ²
Módulo B	800W/m ²
Módulo C	600W/m ²
Módulo D	400W/m ²

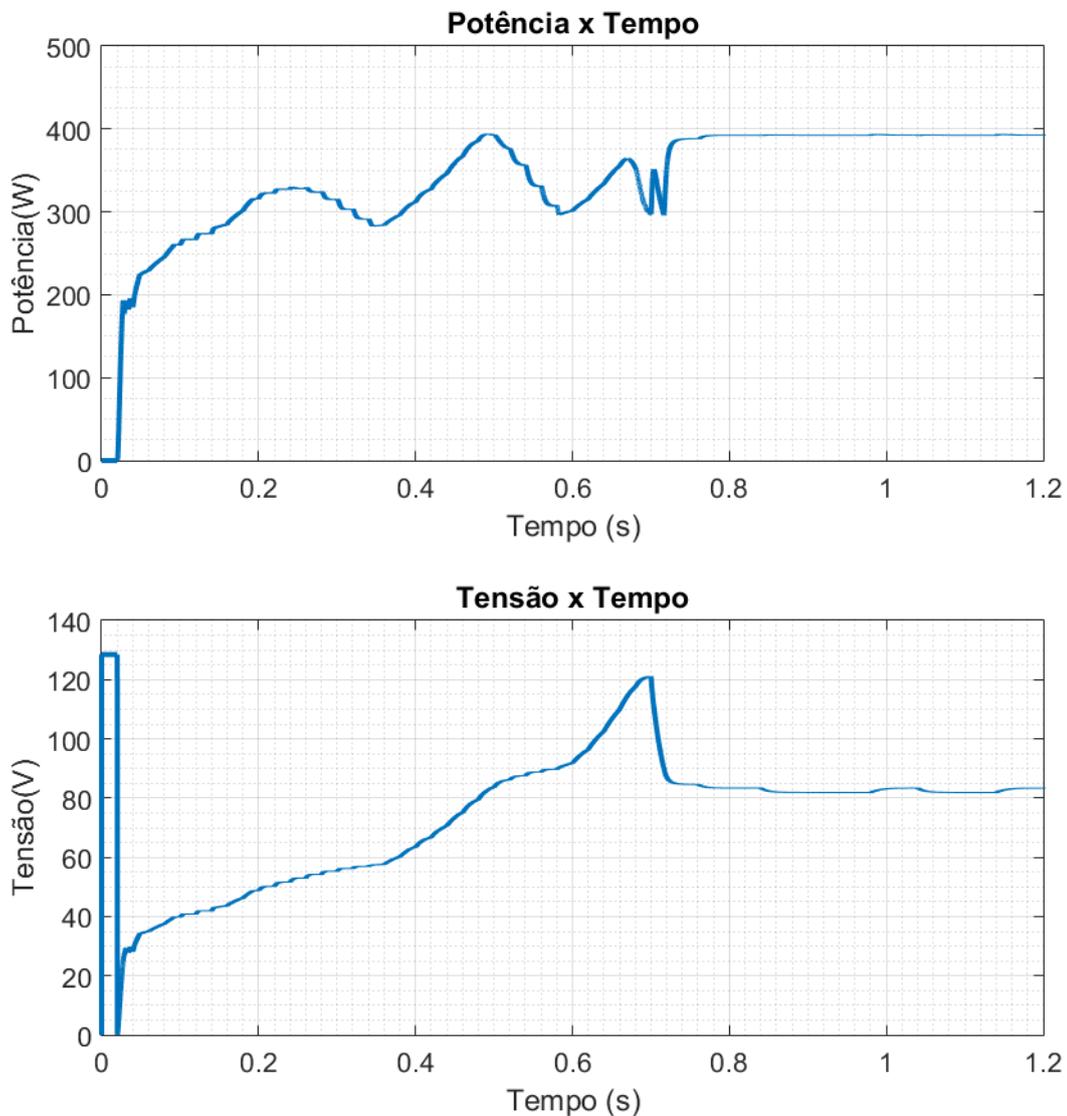
Figura 51 – Curva P-V do painel sob quatro níveis de irradiação.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Os quatro picos estão presentes na curva P-V, de acordo com o que se espera de quatro índices de insolação diferentes. Um padrão que pode ser notado nos três testes com sombreamento parcial até agora, é como os picos se organizam em ordem crescente até o GMPP, com os picos subsequentes sendo menores. Esta observação corrobora o que foi mencionado por (PATEL; AGARWAL, 2008) e foi usada como critério de parada para a varredura de potência no algoritmo MPPT. Neste caso em particular, o penúltimo pico é o que fornece a potência máxima, cujo valor é cerca de 390W. Os gráficos abaixo mostram a operação do MPPT através da potência e tensão do painel FV durante este caso de teste.

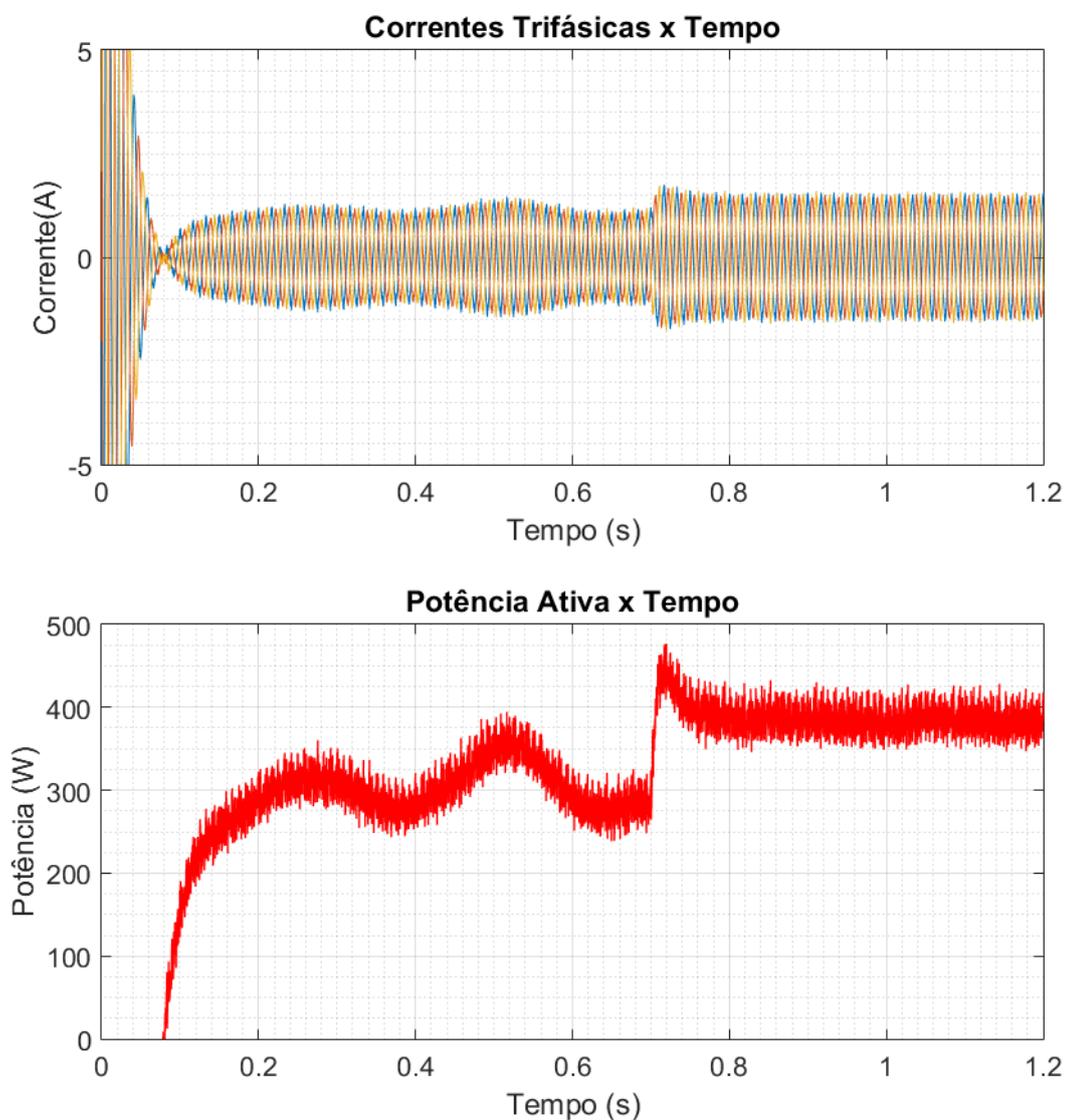
Figura 52 – Curvas do painel com quatro níveis de irradiação.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Mais uma vez o MPPT foi capaz de identificar e seguir o GMPP, mesmo numa situação com quatro picos de potência. A varredura levou cerca de 0,7 segundos neste caso, pois ela foi interrompida no último pico que possuía potência menor que o anterior. Após a varredura, a rotina de P&O entra em ação e continua o rastreamento da potência máxima de 390W encontrada no GMPP. Imediatamente antes de a potência se estabilizar, existe um pequeno *spike*. Ele não se trata de um pico da curva P-V, sendo apenas um transitório em virtude da alteração do ciclo de trabalho do conversor CC/CC.

Figura 53 – Curvas do inversor com quatro níveis de irradiação.



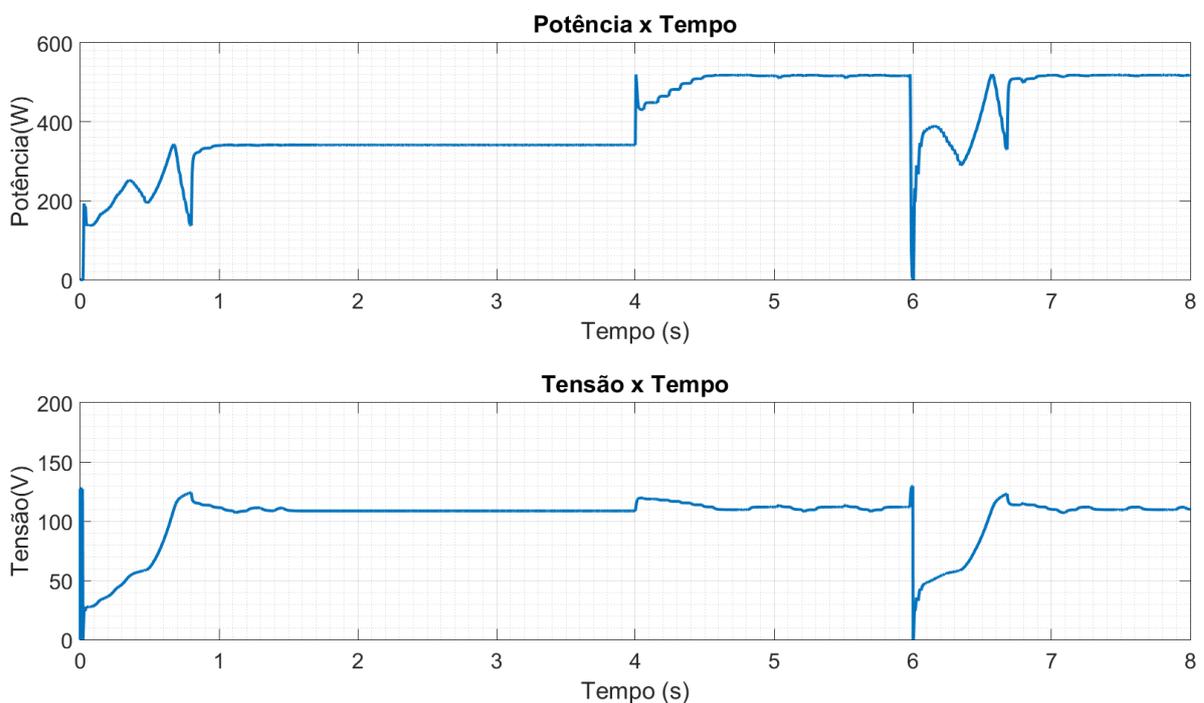
Fonte: Elaborado pelo autor.

As curvas referentes ao lado da rede acompanharam o padrão já estabelecido de rastreamento e seguimento do GMPP. A Fig. 53 mostra que a potência máxima estabilizou em cerca de 390W. Caso ocorra alguma variação nos níveis de irradiação ou temperatura, a P&O continuará acompanhando o MPP, como mostrado na seção 6.2. No entanto, caso essas variações provoquem uma mudança considerável na curva P-V, a garantia de que o MPP ainda se trata do GMPP só acontecerá na próxima chamada da varredura de potência.

6.3.4 Teste com Sombreamento Variando de Três para Dois Níveis

Este cenário avaliou a operação do MPPT quando o padrão de sombreamento sofre alterações após o GMPP ter sido rastreado pela primeira vez. Neste primeiro caso, o padrão inicial é o descrito na seção 6.3.2, com três níveis de sombreamento. Quando o tempo atinge 4 segundos, o padrão de sombreamento é alterado abruptamente para a situação da seção 6.3.1, com uma curva com dois picos. Para efeito de teste, a varredura de potência está configurada para ser executada a cada 6 segundos e a temperatura é mantida em 25°C. Os gráficos a seguir demonstram o comportamento do painel quando ele está sujeito a essa variação de sombreamento.

Figura 54 – Curvas do painel, variação de três para dois níveis de irradiação.

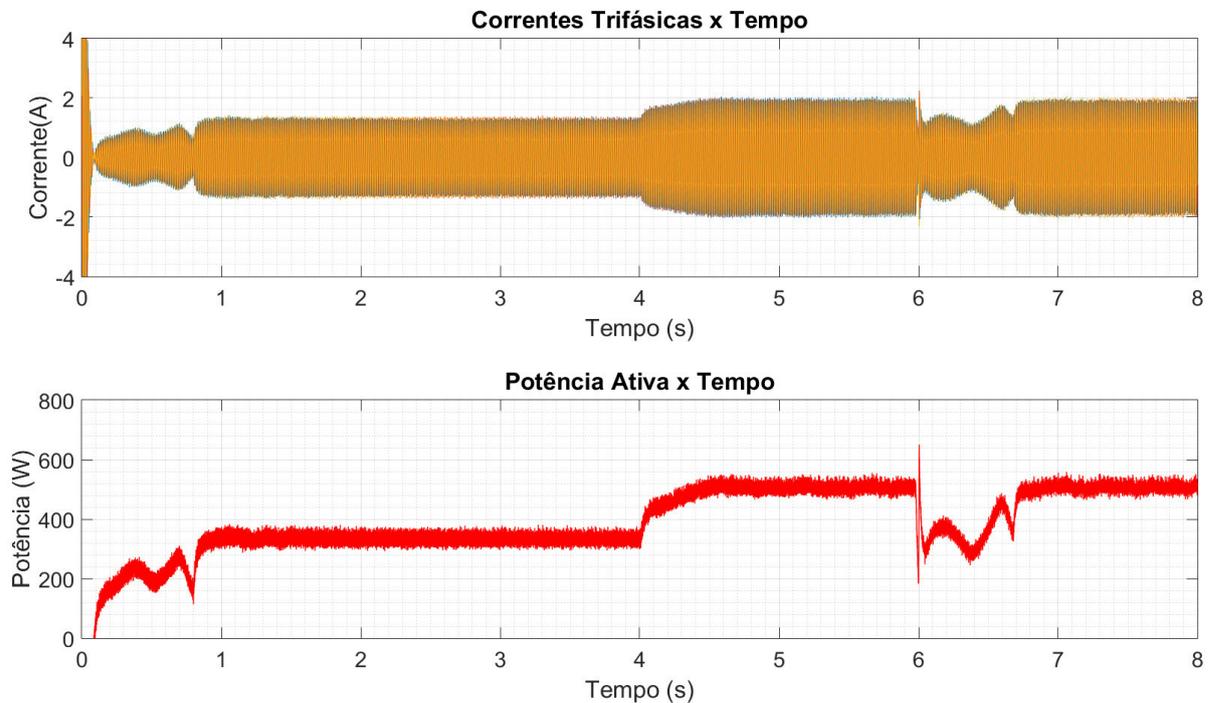


Fonte: Elaborado pelo autor.

Inicialmente, a potência extraída se estabiliza próxima dos 340W no primeiro GMPP. A partir de 4 segundos, a curva mostra a variação positiva de potência em função da mudança no sombreamento. A rotina de P&O rastreia o novo MPP, que neste caso, se trata também do novo GMPP. Isso acontece porque os GMPP's nos dois padrões de sombreamento, coincidentemente, se localizam em faixas de tensão semelhantes, possibilitando que o próprio algoritmo P&O seja capaz de reatracar o GMPP. Após a varredura ser executada pela segunda vez, o ponto de operação se mantém o mesmo, extraíndo a potência de 520W.

Os próximos gráficos mostram a potência e as correntes do lado da rede durante essa situação de sombreamento variável. O intervalo de tempo abordado são os mesmos 8 segundos das curvas anteriores.

Figura 55 – Curvas do inversor, variação de três para dois níveis de irradiação.



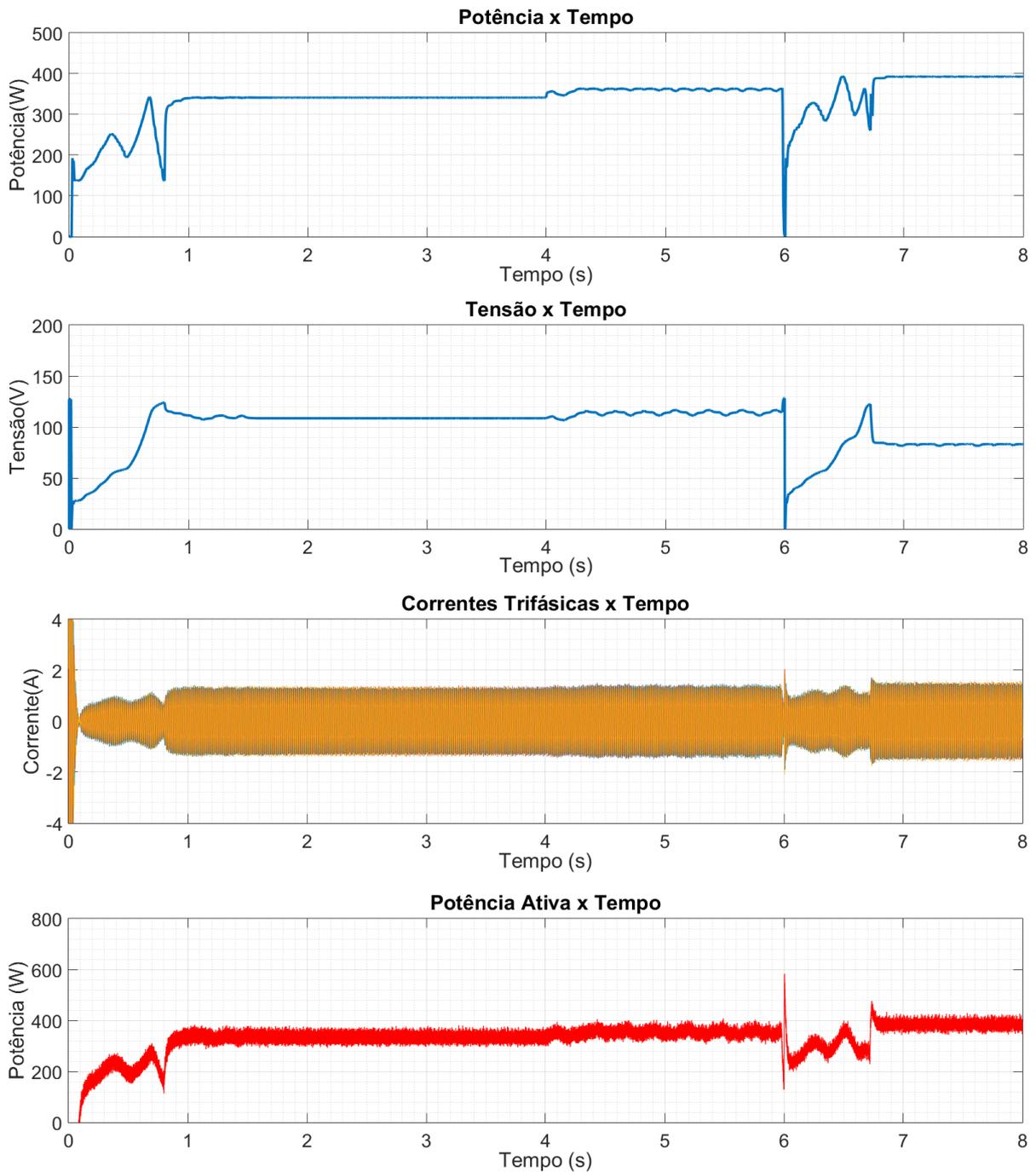
Fonte: Elaborado pelo autor.

As correntes injetadas na rede e a potência ativa novamente acompanham a magnitude da potência extraída do painel. Como pôde ser observado neste teste, mesmo com uma mudança significativa na curva de sombreamento, a técnica MPPT conseguiu rastrear o novo GMPP antes da execução da varredura de potência. Tal observação mostra que ainda que o padrão do sombreamento sofra alterações, existe uma chance da rotina P&O rastrear o MPP verdadeiro caso os picos de ambos GMPP's estejam em tensões de operação próximas.

6.3.5 Teste com Sombreamento Variando de Três para Quatro Níveis

Este teste aborda o caso dos níveis de sombreamento aumentando de três para quatro após o GMPP ter sido rastreado. A princípio, o padrão é o mesmo do seção 6.3.2, que apresenta uma curva com três picos. Novamente, no instante de 4 segundos as condições de sombreamento são alteradas abruptamente, desta vez, para a situação demonstrada na seção 6.3.3, com quatro níveis diferentes. Assim como no teste anterior, a varredura de potência está configurada para ser executada aos 6 segundos e a temperatura de operação se mantém em 25°C. As curvas obtidas com o MPPT operando nestas condições seguem abaixo.

Figura 56 – Curvas do sistema, variação de três para quatro níveis de irradiação.



Fonte: Elaborado pelo autor.

A potência inicialmente se estabiliza em 340W como no teste anterior. Aos 4 segundos, o sombreamento é modificado, porém desta vez, a rotina P&O não trava o novo GMPP e passa a operar no último pico da curva da Fig. 51. Após a varredura ser executada novamente, o ponto de operação atinge o novo GMPP, que fornece a potência de 390W correspondente ao penúltimo pico da nova curva de sombreamento. Este teste ilustra uma situação onde a rotina P&O não é capaz de identificar o novo GMPP quando ele se localiza numa tensão de operação distante da anterior, algo que pode ser visto através da curva de tensão do painel.

7 Conclusões

O trabalho aqui apresentado buscou fornecer uma contribuição na área de energias renováveis por meio do desenvolvimento de uma técnica que melhore a eficiência de sistemas fotovoltaicos. O rastreamento do ponto de máxima potência em painéis FV é um assunto amplamente abordado na literatura, com diversos métodos diferentes tendo sido propostos no decorrer dos anos, cada um com suas devidas particularidades. Este trabalho apresentou uma estratégia MPPT capaz de lidar com o caso particular de sombreamento parcial, o qual se mostra problemático para técnicas MPPT convencionais. O desempenho da estratégia proposta foi avaliado em cima de uma simulação computacional que modelou um sistema FV conectado à rede com os principais equipamentos necessários.

Embora a técnica MPPT desenvolvida neste trabalho não tenha representado uma abordagem inédita ao problema, ela também conta com suas próprias particularidades. Uma delas diz respeito a como o algoritmo MPPT manipula o ciclo de trabalho do conversor diretamente, dispensando um controlador de tensão que normalmente está presente em técnicas semelhantes. Tal abordagem trouxe o ponto positivo de simplificar o sistema MPPT, embora tenha reduzido a precisão do controle da tensão de operação do painel FV. Outra consideração está ligada ao fato de que o método proposto não procura identificar a ocorrência de sombreamento parcial, sendo que a varredura de potência usada para rastrear o GMPP é executada periodicamente. A decisão por uma varredura periódica teve a vantagem de eliminar a necessidade de sensores individuais em cada módulo, mesmo que isso venha ao custo de uma perda temporária e marginal de potência durante rastreamento do GMPP.

Apesar de possuir um esquema de implementação relativamente simples, a estratégia MPPT se mostrou eficaz em diversos cenários de teste. Em casos de irradiação solar homogênea, ela foi capaz de rastrear o MPP sem dificuldades, assim como conseguiu continuar extraindo a potência máxima do painel quando as condições de irradiação e temperatura sofreram variações, conforme demonstrado nos testes da seção 6.2. A seção 6.3 trouxe os resultados do MPPT atuando sob condições de sombreamento parcial. Tais resultados mostraram que o algoritmo MPPT desenvolvido foi eficaz em identificar os múltiplos picos na curva P-V e em determinar qual deles se tratava do GMPP, mesmo em situações com até quatro picos presentes na curva.

Os modelos dos demais equipamentos do sistema FV também funcionaram adequadamente, em especial o sistema de controle do inversor de frequência, que foi bem sucedido em realizar o sincronismo das correntes trifásicas com a tensão de rede. O conversor CC/CC *boost* também teve grande importância no sistema simulado, já que era o responsável por controlar o ponto de operação do painel FV. A técnica MPPT desenvolvida ajusta a tensão do painel através do controle do ciclo de trabalho do conversor e assume que a tensão de elo seja mantida fixa pelo sistema de controle do inversor. Dessa forma, a modelagem correta dos dois dispositivos mencionados foi essencial para que o sistema fosse simulado corretamente.

De modo geral, é possível afirmar que o trabalho atingiu os resultados e objetivos listados na seção 1.2. Algumas considerações podem ser feitas com relação à relativa simplicidade da estratégia MPPT desenvolvida, que poderia ser um pouco mais elaborada em alguns aspectos, como na tentativa de identificar a existência de sombreamento parcial. A ausência de um controlador de tensão também pode ser vista como um ponto negativo, apesar de que isso não interferiu na eficácia do rastreo do GMPP nos casos testados, e a técnica proposta ainda teve a vantagem de exibir um tempo de rastreo consideravelmente menor do que os trabalhos de (PATEL; AGARWAL, 2008) e (CHEN et al., 2014). Levando-se tudo isso em consideração, este trabalho proporcionou uma oportunidade de aprendizado de diversos conceitos ligados à área de sistemas fotovoltaicos e energias renováveis, principalmente no que diz respeito à sistemas conectados à rede de distribuição e eficiência energética.

7.1 Contribuições

Tendo em vista o trabalho desenvolvido e as conclusões descritas acima, é possível citar os seguintes pontos como contribuições realizadas:

- Desenvolvimento de uma técnica MPPT capaz de rastrear o GMPP em condições de sombreamento parcial por meio de uma varredura rápida e eficaz. O dispositivo MPPT simulado é independente do sistema e consegue calibrar sua operação sem interferência manual, desde que o sistema FV tenha potência nominal próxima das faixas testadas;
- A técnica e o algoritmo desenvolvidos representam uma abordagem relativamente simples, mas que não compromete seu desempenho nos cenários avaliados;
- Testes e validações adicionais foram feitos em cima dos modelos matemáticos utilizados para simular os dispositivos fotovoltaicos.

7.2 Trabalhos Futuros

Considerando as limitações mencionadas na seção 1.3 do capítulo introdutório, assim como os possíveis pontos negativos destacados na conclusão acima, o trabalho aqui apresentado possui potencial de melhora ou continuidade nos seguintes aspectos:

- Aprimorar a estratégia MPPT para que ela seja capaz de identificar a ocorrência de sombreamento parcial e executar a varredura de potência automaticamente;
- Incluir um controlador de tensão no dispositivo MPPT com o intuito de garantir o rastreo do GMPP em termos de uma tensão de referência.
- Realizar simulações de sistema de grande porte, que envolvam múltiplos painéis fotovoltaicos e maior fluxo de potência;
- Elaborar cenários de teste mais detalhados, que modelem como as condições de sombreamento parcial podem ocorrer em situações reais.

Referências

- AET. Photovoltaic solar cell construction. *Alternative Energy Tutorials*, 2016. Disponível em: <<http://www.alternative-energy-tutorials.com/solar-power/photovoltaics.html>>. Citado na página 21.
- ANEEL. *Geração Distribuída*. 2015. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida>>. Citado na página 16.
- ANEEL. *Matriz de Energia Elétrica*. 2018. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.cfm>>. Citado na página 15.
- ARAMIZU, J. *Modelagem e Análise de Desempenho de um Sistema Fotovoltaico em Operação Isolada e em Paralelo com uma Rede de Distribuição de Energia Elétrica*. 2010. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas de Energia e Automação). Citado nas páginas 21 e 22.
- BRUENDLINGER, R. et al. Maximum power point tracking performance under partially shaded pv array conditions. *Proc. 21st EUPVSEC*, p. 2157–2160, 2006. Citado na página 25.
- BURGER, B. *Electricity Production from Solar and Wind in Germany in 2013*. 2014. Citado na página 15.
- CHAVES, E. N. et al. Simulated annealing-mppt in partially shaded pv systems. *IEEE Latin America Transactions*, IEEE, v. 14, n. 1, p. 235–241, 2016. Citado nas páginas 31, 32 e 33.
- CHEN, K. et al. An improved mppt controller for photovoltaic system under partial shading condition. *IEEE transactions on sustainable energy*, IEEE, v. 5, n. 3, p. 978–985, 2014. Citado nas páginas 25, 26, 33, 34, 53, 74 e 83.
- CRESESB. Fotovoltaica (cresesb/cepel),” tutorial solar”. 2006. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/>>. Citado na página 23.
- ESRAM, T.; CHAPMAN, P. L. Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking techniques. *IEEE Transactions on energy conversion*, IEEE, v. 22, n. 2, p. 439–449, 2007. Citado nas páginas 17, 28, 29 e 30.
- FARANDA, R.; LEVA, S. Energy comparison of mppt techniques for pv systems. *WSEAS transactions on power systems*, v. 3, n. 6, p. 446–455, 2008. Citado nas páginas 17 e 23.
- FEMIA, N. et al. Optimization of perturb and observe maximum power point tracking method. *IEEE transactions on power electronics*, IEEE, v. 20, n. 4, p. 963–973, 2005. Citado nas páginas 28 e 29.
- GHENSEV, A. *Materiais e Processos de Fabricação de Células Fotovoltaicas*. 2006. Monografia (Pós graduação Lato Sensu em Fontes Alternativas de Energia). Citado na página 20.
- GOLE, A. power electronics, sinusoidal pulse width modulation. 2000. Citado na página 45.
- HART, G.; BRANZ, H.; III, C. C. Experimental tests of open-loop maximum-power-point tracking techniques for photovoltaic arrays. *Solar cells*, Elsevier, v. 13, n. 2, p. 185–195, 1984. Citado na página 30.

- IEA. *Next Generation Wind and Solar Power from Cost to Value*. 2014. Citado na página 15.
- IEA. *Technology Roadmap Solar Photovoltaic Energy*. 2014. Citado na página 16.
- KYOCERA. *KC200GT*. 2007. Disponível em: <<https://www.kyocerasolar.com/dealers/product-center/archives/spec-sheets/KC200GT.pdf>>. Citado nas páginas 24 e 37.
- MATHWORKS. Perform transformation from three-phase (abc) signal to dq0 rotating reference frame or the inverse. 2013. Disponível em: <<https://www.mathworks.com/help/physmod/sps/powersys/ref/abctodq0dq0toabc.html>>. Citado na página 48.
- MILOSEVIC, M. Decoupling control of d and q current components in three-phase voltage source inverter. In: CITESEER. *Power Systems Conference and Exposition (PSCE), Atlanta, USA, October 2006*. [S.l.], 2003. Citado na página 50.
- ÖGREN, J. *PLL design for inverter grid connection: Simulations for ideal and non-ideal grid conditions*. 2010. Citado na página 49.
- OLIVEIRA, R. G. d. *Controle e integração a rede elétrica de um sistema eólico com gerador de indução duplamente excitado*. 2004. Tese (Doutorado) — Master's thesis, UFMG-Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2004. Citado nas páginas 47, 49, 50 e 51.
- PATEL, H.; AGARWAL, V. Maximum power point tracking scheme for pv systems operating under partially shaded conditions. *IEEE transactions on industrial electronics*, IEEE, v. 55, n. 4, p. 1689–1698, 2008. Citado nas páginas 27, 34, 53, 56, 74, 76 e 83.
- PATEL, M. R. *Wind and solar power systems: design, analysis, and operation*. [S.l.]: CRC press, 2005. Citado na página 22.
- PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. *Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. Grupo de trabalho de energia solar–GTES*. [S.l.], 2014. Citado nas páginas 17, 20, 21, 22, 24 e 25.
- RANGEL, M. S.; BORGES, P. B.; SANTOS, I. F. S. dos. Análise comparativa de custos e tarifas de energias renováveis no brasil. *Revista Brasileira de Energias Renováveis*, v. 5, n. 3, p. 267–277, 2016. Citado na página 16.
- SOLARGIS. *Solar resource maps*. 2016. Disponível em: <<http://solargis.com>>. Citado na página 16.
- VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R.; FILHO, E. R. Comprehensive approach to modeling and simulation of photovoltaic arrays. *IEEE Transactions on power electronics*, IEEE, v. 24, n. 5, p. 1198–1208, 2009. Citado nas páginas 35, 37 e 38.
- XIAO, W.; DUNFORD, W. G. A modified adaptive hill climbing mppt method for photovoltaic power systems. In: IEEE. *Power Electronics Specialists Conference, 2004. PESC 04. 2004 IEEE 35th Annual*. [S.l.], 2004. v. 3, p. 1957–1963. Citado nas páginas 28 e 29.
- YAO, H. *Modeling and design of a current mode control boost converter*. 2012. Tese (Doutorado) — Colorado State University. Libraries, 2012. Citado na página 44.