



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

ILDENOR DAVID SALES JÚNIOR

ANÁLISE DO COMPORTAMENTO DE UM MÓDULO FV SUJEITO À
ONDULAÇÃO DE CORRENTE DE ALTA FREQUÊNCIA

SOBRAL

2023

ILDENOR DAVID SALES JÚNIOR

ANÁLISE DO COMPORTAMENTO DE UM MÓDULO FV SUJEITO À ONDULAÇÃO
DE CORRENTE DE ALTA FREQUÊNCIA

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Computação da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica e Computação. Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Edilson Mineiro Sá Júnior.

SOBRAL

2023

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Sistema de Bibliotecas

Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

- S155a Sales Júnior, Ildenor David.
Análise do comportamento de um módulo FV sujeito à ondulação de corrente de alta frequência / Ildenor David Sales Júnior. – 2023.
94 f. : il. color.
- Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Ceará, Campus de Sobral, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Computação, Sobral, 2023.
Orientação: Prof. Dr. Edilson Mineiro Sá Júnior.
1. Módulo fotovoltaico. 2. Modelo dinâmico. 3. Redução de ondulação de corrente. 4. Alta frequência. 5. Capacitor de filtro. I. Título.

CDD 621.3

ILDENOR DAVID SALES JÚNIOR

ANÁLISE DO COMPORTAMENTO DE UM MÓDULO FV SUJEITO À ONDULAÇÃO
DE CORRENTE DE ALTA FREQUÊNCIA

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Computação da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica e Computação. Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica.

Aprovada em: ___ / ___ / ____.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Edilson Mineiro Sá Júnior (Orientador)
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Ceará – *Campus* Sobral (IFCE)

Prof. PhD. Fernando Luiz Marcelo Antunes
Universidade Federal do Ceará – *Campus* Fortaleza (PPGEE-UFC)

Prof. Dr. Kleber Cesar Alves de Souza
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Ceará – *Campus* Sobral (IFCE)

Prof. Dr. Marcus Rogério de Castro
Universidade Federal do Ceará – *Campus* Sobral (PPGEEC-UFC)

A Deus.

Aos meus pais, Ildenor e Sênia, e a meus
amigos.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, pela vida, força, proteção e determinação para continuar sem desistir nesta árdua jornada. Agradeço a toda minha família e amigos, principalmente meus pais, Ildenor e Sênia, que depositaram confiança, incentivo e que cuidaram sempre de minha educação. Agradeço a minha namorada, Yana Bastos, pelo apoio, compreensão e ajuda mútua durante toda a realização deste trabalho.

Ao professor Dr. Edilson Mineiro Sá Jr., pela paciência, disponibilidade, suporte, motivação e conhecimento repassado ao me ajudar a concluir este trabalho.

À UFC, ao IFCE *campus* Sobral, pelo suporte dado no laboratório de eletrônica do GPEM, onde foram cedidos os materiais, equipamentos e o espaço necessário para a realização deste trabalho.

Agradeço a todos que me ajudaram em diversos momentos durante estes anos.

Agradeço aos membros da banca examinadora pelas correções e sugestões.

A todos os professores do programa de pós-graduação em engenharia elétrica e computação pelo excelente trabalho desempenhado.

À Fundação Cearense de Apoio ao Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FUNCAP) pelo suporte financeiro.

“O esforço só é expresso em recompensa,
quando uma pessoa se recusa a desistir.”

Napoleon Hill

RESUMO

O objetivo específico deste trabalho é analisar o comportamento dos módulos fotovoltaicos (FV) quando conectados a circuitos chaveados em alta frequência, visando a redução da ondulação de corrente. Será investigada a relação de ondulação de corrente na saída do módulo fotovoltaico e determinado o dimensionamento adequado do capacitor de filtro utilizado entre o módulo e o circuito conectado. A utilização do capacitor de filtro pode simplificar o processo de redução da ondulação de corrente e substituir a necessidade de implementações complexas em circuitos de conversores. Dessa forma, o dimensionamento adequado do capacitor de filtro é uma solução mais econômica e eficiente para alcançar esta finalidade. Considerando o objetivo deste estudo, um modelo elétrico fotovoltaico aproximado foi proposto para simplificar a análise e incorporar as características dinâmicas do módulo. O modelo foi avaliado para um ponto de operação próximo ao ponto de máxima potência (MPP). A metodologia de cálculo da capacitância de filtro pode ser aplicada a diferentes temperaturas de operação e valores de resistência série equivalente do capacitor para identificar o pior cenário de operação. Um protótipo foi desenvolvido para avaliar e validar a metodologia proposta. O protótipo foi aplicado em um módulo FV de 210 W e uma carga comutada por MOSFET a uma frequência de 50 kHz. A comparação entre o cálculo, a simulação e os resultados experimentais foi realizada através da avaliação da série de Fourier e da frequência fundamental do circuito, que se mostrou satisfatória para o propósito deste trabalho.

Palavras-chave: Módulo fotovoltaico. Modelo dinâmico. Redução de ondulação de corrente. Alta frequência. Capacitor de filtro.

ABSTRACT

The specific aim of this work is to analyze the behavior of photovoltaic (PV) modules when connected to high-frequency switched circuits, with the aim of reducing current ripple. The relationship between current ripple at the output of the photovoltaic module will be investigated, and the appropriate sizing of the filter capacitor used between the module and the connected circuit will be determined. The use of a filter capacitor can simplify the process of reducing current ripple and replace the need for complex implementations in converter circuits. Thus, appropriate sizing of the filter capacitor is a more economical and efficient solution to achieve this goal. Considering the objective of this study, an approximate photovoltaic electrical model was proposed to simplify the analysis and incorporate the dynamic characteristics of the module. The model was evaluated for an operating point close to the maximum power point (MPP). The filter capacitance calculation methodology can be applied to different operating temperatures and equivalent series resistance values of the capacitor to identify the worst-case scenario of operation. A prototype was developed to evaluate and validate the proposed methodology. The prototype was applied to a 210 W PV module and a load switched by a MOSFET at a frequency of 50 kHz. Comparison between the calculation, simulation, and experimental results was performed through the evaluation of the Fourier series and the fundamental frequency of the circuit, which proved satisfactory for the purpose of this work.

Keywords: Photovoltaic module. Dynamic model. Current ripple reduction. High frequency. Filter capacitor.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 -	Célula Fotovoltaica.	18
Figura 1.2 -	Estrutura de um módulo fotovoltaico convencional.	20
Figura 1.3 -	Conexão de sistema FV com MPPT por <i>string</i>	21
Figura 1.4 -	Conexão de sistema FV com otimizadores de potência.	22
Figura 1.5 -	Conexão de sistema FV com microinversores.	23
Figura 1.6 -	Conversor CC/CC proposto por Rosas-Caro et al. (2013).	24
Figura 1.7 -	Conversor CC/CC de alto ganho proposto por Heris, Saadatizadeh e Babaei (2019).	24
Figura 2.1 -	Circuito do modelo de uma célula fotovoltaica.	27
Figura 2.2 -	Curvas características I-V e P-V.	30
Figura 2.3 -	(a) Modelo elétrico FV dinâmico. (b) Curva I-V característica do modelo FV dinâmico.	31
Figura 2.4 -	Influência da resistência série nas curvas (a) I-V e (b) P-V.	34
Figura 2.5 -	Influência da resistência paralela nas curvas (a) I-V e (b) P-V.	35
Figura 2.6 -	Influência da irradiância solar na curva característica I-V.	36
Figura 2.7 -	Influência da temperatura na curva característica I-V.	37
Figura 2.8 -	(a) Curva I-V com efeito de sombreamento e (b) Curva P-V correspondente.	38
Figura 3.1 -	(a) Circuito do modelo elétrico FV dinâmico aproximado no ponto de máxima potência. (b) Comparação entre as curvas I-V do modelo típico e do modelo aproximado proposto.	47
Figura 3.2 -	Curvas I-V do modelo proposto aproximado para diferentes temperaturas.	50
Figura 3.3 -	(a) Circuito do modelo FV dinâmico aproximado com as componentes c.c. e c.a. (b) Circuito do modelo FV dinâmico aproximado para análise de pequenos sinais c.a.	52
Figura 3.4 -	Circuito do modelo FV dinâmico aproximado com impedâncias.	52
Figura 3.5 -	Esquemático do circuito elétrico do modelo FV dinâmico aproximado.	55
Figura 3.6 -	Ferramenta Solar Module (physical model) do software PSIM.	56
Figura 3.7 -	Esquemático do circuito do modelo elétrico FV típico.	57
Figura 3.8 -	Comparação entre as correntes de saída do módulo FV (i_{pv}) para os modelos aproximado proposto e típico com C_{in} igual a 500 μ F.	58
Figura 3.9 -	Ondulações na corrente de saída do módulo FV (i_{pv}) para diferentes temperaturas.	59

Figura 3.10 - Ondulação da corrente de saída do módulo para uma capacitância de filtro de 6,37 μ F e temperatura de 85 $^{\circ}$ C.	61
Figura 3.11 - Circuito do modelo FV proposto para análise c.a. com resistência série do capacitor de filtro.	62
Figura 3.12 - Esquemático do circuito elétrico do modelo FV dinâmico proposto com R_{se} . .	65
Figura 3.13 - Corrente de saída do módulo FV (i_{pv}) para o modelo proposto com R_{se}	65
Figura 3.14 - Relação entre a taxa de ondulação $\Delta I_{CA\%}$ com o valor de R_{se}	66
Figura 3.15 – Variação da ondulação de corrente em i_{pv} pela resistência série simplificada R_{ss}	68
Figura 4.1 - Esquema do emulador de módulo FV com fontes externas.....	70
Figura 4.2 - Esquema de emulação do módulo FV.	71
Figura 4.3 - Esquemático do circuito feito em laboratório.	72
Figura 4.4 - Bancada de ensaios.	73
Figura 4.5 - Corrente na carga (i_o).	76
Figura 4.6 - Corrente no capacitor de filtro (i_{Cin}).	76
Figura 4.7 - Corrente na saída do módulo fotovoltaico (i_{pv}) emulado.	77
Figura 4.8 - Componente c.a. da corrente na saída do módulo fotovoltaico emulado (i_{pvCA}).	77
Figura 4.9 - Espectro de Frequência da corrente na carga (i_o).....	78
Figura 4.10 - Espectro de frequência da corrente no capacitor de filtro (i_{Cin}).	79
Figura 4.11 - Espectro de frequência de i_{pvCA}	79

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Valores de parâmetros para a equação de Energia do gap.	29
Tabela 3.1 - Parâmetros elétricos do módulo Kyocera KD210GX-LPU em STC.	50
Tabela 3.2 - Parâmetros de simulação para os modelos típico e aproximados.	57
Tabela 3.3 - Parâmetros calculados e estimados para simulação com temperatura em 85 °C.	61
Tabela 3.4 - Parâmetros de simulação para o modelo aproximado proposto com R_{se}	64
Tabela 3.5 - Comparação entre valores calculados e simulados para o circuito do modelo FV proposto com R_{se}	66
Tabela 4.1 - Lista de componentes utilizados no circuito montado.	73
Tabela 4.2 - Comparação de percentuais da ondulação da componente fundamental para valores teóricos dos capacitores utilizados.	80
Tabela 4.3 - Comparação de percentuais da ondulação da componente fundamental para valores medidos dos capacitores utilizados.	80

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	15
1.1	Contexto histórico	15
1.2	Radiação solar	16
1.3	Efeito fotovoltaico, células e módulos	17
1.4	Sistemas Fotovoltaicos.....	20
1.5	Estrutura do trabalho.....	26
2	CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS E FUNCIONAMENTO DE CÉLULAS E MÓDULOS FV	27
2.1	Modelo elétrico típico da célula fotovoltaica	27
2.2	Modelo elétrico dinâmico fotovoltaico	31
2.3	Influência das resistências série e paralela	33
2.4	Influência da irradiância solar na curva característica I-V	35
2.5	Influência da temperatura na curva característica I-V	36
2.6	Principais fatores que influenciam o funcionamento de módulos fotovoltaicos ...	37
2.6.1	<i>Sombreamento</i>	37
2.6.2	<i>Sujidade.....</i>	39
2.6.3	<i>Temperatura.....</i>	40
2.6.4	<i>Forma de instalação</i>	42
2.7	Considerações Finais	43
3	ANÁLISE DE MÓDULOS FV SUJEITOS A ONDULAÇÕES DE CORRENTE EM ALTA FREQUÊNCIA E CÁLCULO DO CAPACITOR DE FILTRO	44
3.1	Modelo Elétrico FV Dinâmico Aproximado Proposto	44
3.2	Análise matemática e simulação do modelo FV dinâmico proposto com presença de componentes alternadas	51
3.2.1.	<i>Simulação entre os modelos FV típico e aproximado proposto</i>	54
3.2.2.	<i>Simulação do modelo FV proposto para o pior caso de temperatura de operação... </i>	59

3.2.3. <i>Análise e simulação do modelo FV proposto com resistência série equivalente do capacitor de filtro</i>	62
3.3 Efeito do envelhecimento do módulo na ondulação	67
3.4 Considerações Finais	68
4 RESULTADOS EXPERIMENTAIS	70
4.1. Emulação do módulo	70
4.2. Resultados Obtidos nos Testes em Laboratório	71
4.2.1. <i>Cálculo da ondulação para componentes utilizados</i>	74
4.2.2. <i>Resultados e Discussões</i>	75
4.3 Considerações Finais	81
5 CONCLUSÃO	82
REFERÊNCIAS	84

1 INTRODUÇÃO

1.1 Contexto histórico

Com o aumento do desenvolvimento tecnológico aliado ao crescimento populacional no mundo, a humanidade necessita de mais energia para suprir toda a demanda. No século XX houve um aumento acentuado no consumo de energia, principalmente por conta da segunda etapa da Revolução Industrial. Com isso, o uso de combustíveis fósseis foi se tornando o principal tipo de fonte de produção de energia utilizada (BAIRD; CANN, 2012). Contudo, o uso de combustíveis fósseis para a geração de energia ocasiona diversos problemas ambientais, como alterações climáticas, poluição do ar e aumento do efeito estufa. Por este motivo, há uma urgência no desenvolvimento de fontes de energias renováveis como alternativa ao uso de combustíveis fósseis (SAMPAIO; GONZÁLEZ, 2017).

Dentre as principais fontes de energias renováveis, destaca-se a energia solar fotovoltaica que obteve crescimento exponencial e seu uso está cada vez mais difundido, desde o uso para geração residencial como para usinas de grande porte. O que leva a tecnologia de geração solar fotovoltaica a ser uma das áreas mais promissoras e com perspectiva de rápido crescimento e altos investimentos em todo o mundo (SAMPAIO; GONZÁLEZ, 2017).

A tecnologia solar fotovoltaica começou a ser estudada por volta do século XIX, onde pela primeira vez, em 1839, o físico francês Alexandre Becquerel observou que eletrodos de platina ou prata quando expostos à luz criavam tensão e corrente elétrica, sendo ele a primeira pessoa a constatar o efeito fotovoltaico. Em 1873, Willoughby Smith constatou o efeito fotovoltaico em um material semicondutor, e Adams e Days detectaram o mesmo efeito no selênio e criaram a primeira célula fotovoltaica com rendimento de conversão de aproximadamente 0,5%. Anos mais tarde, Charles Fritts descreveu as primeiras células feitas com junções de selênio, em que aumentavam o rendimento para o dobro da célula de Adams. A chamada era moderna da energia solar teve início em 1954 quando cientistas dos Laboratórios Bell, nos Estados Unidos, descobriram que o silício dopado era sensível à luz solar. Através desta descoberta, iniciou-se a produção da primeira célula com rendimento de 6%. Em 1958, os Estados Unidos incorporaram estas células nos satélites Vanguard e Explorer (INSTITUTO SUPERIOR TÉCNICO, 2004; VALENTE, 2011).

As primeiras células de silício multicristalino surgiram em 1959 e as de silício amorfo em 1976. Já na década de 1990 surgiram as células de película fina. A partir do ano 2000, estudos avançaram em busca de melhorias na eficiência das células e fomentou-se a

utilização da tecnologia em diversas áreas, como na geração residencial e criação de usinas de geração de energia de grande porte, o que faz da geração fotovoltaica uma das mais utilizadas no mundo (GORJIAN; SHUKLA, 2020; VALENTE, 2011).

A Geração Distribuída (GD) é um termo que denomina a geração de energia elétrica junto ou próximo ao consumidor, onde este pode produzir a sua própria energia, podendo ser chamado de “prosumidor” (INSTITUTO NACIONAL DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA, 2022). No Brasil, em 2012, uma Resolução Normativa nº 482 (RN 482) foi instituída pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), estabelecendo as condições para o acesso de mini e microgeração aos sistemas de distribuição. Dessa forma, a RN 482 permitiu qualquer consumidor a instalar sistemas de energia fotovoltaica e conectá-la à rede de distribuição da concessionária vigente. Em 2015, uma nova Resolução Normativa (RN 687/2015) pela ANEEL determinou níveis de potência de geração, enquadrando geradores de até 75 kW como microgeração e acima de 75 kW e abaixo de 5 MW como minigeração (VALENTE, 2011). Em janeiro de 2022 foi sancionada a lei 14300/22, onde foi instituído o Marco Legal da Microgeração e Minigeração Distribuída no Brasil. Com esta lei foi regulamentada as modalidades de geração distribuída, o Programa de Energia Renovável (PERS) e o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), conferindo segurança jurídica a empresas do setor (BRASIL, 2022).

Em 2020, em meio a pandemia de COVID-19, houve uma queda de cerca de 4% da demanda primária de energia por conta das medidas de bloqueio instituídas pelos governos de todo o mundo, em contrapartida mais de 256 GW de capacidade de energia renovável foram adicionados globalmente durante o ano. Em dezembro de 2022, a potência operacional total no Brasil, que é a soma entre a geração centralizada e micro e minigeração distribuída, alcançou 22,3 GW, e representa 10,6% da matriz energética brasileira. (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA, 2022; REN21, 2022).

1.2 Radiação solar

A radiação solar é a energia gerada pelo sol que chega à Terra em forma de ondas eletromagnéticas. A intensidade da radiação solar (irradiância) que chega à entrada da atmosfera terrestre varia na faixa de 1307 a 1393 W/m². A atmosfera do planeta regula a luz solar em um determinado comprimento de onda, de forma que boa parte da radiação, que é a irradiância integrada no tempo, seja absorvida por ela (PAVLOVIC, 2020).

Toda a radiação recebida pela superfície terrestre é distribuída de forma desigual, conforme atravessa nuvens, poeiras e plantas. Existem três formas diferentes em que a

incidência da radiação solar na superfície da Terra é caracterizada: radiação direta, difusa e refletida. A radiação direta é a porção de raios solares que atinge diretamente a superfície. A difusa é desviada em diferentes direções por conta dos componentes da atmosfera, enquanto a refletida (também conhecida como albedo) é a parcela da radiação refletida no solo e em objetos em que incidam a luz solar (PAVLOVIC, 2020; VALENTE, 2011).

A Massa de Ar (AM) é um parâmetro que tem grande influência no espectro solar. É estabelecido como a distância da distorção do deslocamento dos raios solares em relação ao sentido mais perpendicular (vertical) à atmosfera. Denomina-se AM0 como a massa de ar no topo da atmosfera, AM1 como a massa de ar onde o sol está perpendicular com o solo e AM2 como sendo ângulo de 60° do sol com o solo. Dessa forma, conforme os raios solares se aproximam do horizonte, no nascer e ao pôr do sol, a irradiância solar diminui devido a maior massa de ar para a passagem da luz do sol. (GORJIAN; SHUKLA, 2020; PINHO; GALDINO, 2014; RIVEROLA; VOSSIER; CHEMISANA, 2019).

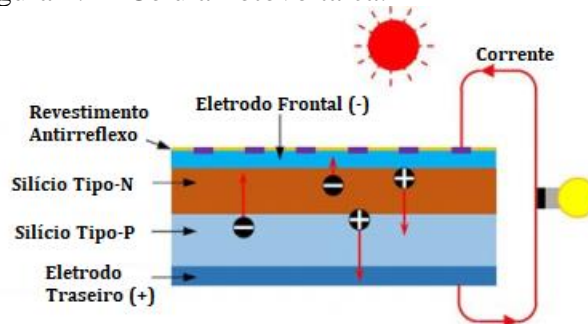
1.3 Efeito fotovoltaico, células e módulos

O efeito fotovoltaico é a tecnologia de conversão de energia solar em energia elétrica. Os fótons provenientes da energia solar transferem sua energia para os elétrons do silício, que é um elemento químico semicondutor utilizado nas células fotovoltaicas (PINHO; GALDINO, 2014). Uma das características dos semicondutores é que quando são expostos à temperatura ambiente ou são submetidos à feixes luminosos, como o solar, acontece a liberação de elétrons (SACRAMENTO, 2015). Logo, a corrente elétrica na célula fotovoltaica pode ser criada a partir desta liberação de elétrons, sendo necessário um movimento dos elétrons de forma contínua e no mesmo sentido. Para criar este “caminho” para a movimentação de elétrons, o silício é dopado em duas maneiras: de um lado, uma dopagem N feita com boro, e o outro, em dopagem P feita com fósforo (MARKVART; CASTAÑER, 2003).

O silício com dopagem N tem mais elétrons do que o com dopagem P. Dessa forma, os elétrons tendem a se movimentar do lado mais eletronegativo para o menos eletronegativo. No momento em que o lado com dopagem P fica negativamente carregado, forma-se um campo elétrico que interrompe a continuidade do processo. O lado de dopagem N fica exposto ao sol. A célula, ao ser atingida por radiação solar, surgirão pares de lacunas-elétrons que são separados pelo campo elétrico. Assim, os elétrons se movem para o lado N e as lacunas para o lado P, surgindo uma diferença de potencial. Ao conectar um circuito elétrico à célula surgirá uma corrente contínua gerada a partir do efeito fotovoltaico (GORJIAN, SHUKLA, 2020; MARKVART, CASTAÑER, 2003; PAVLOVIC, 2020). O revestimento antirreflexo é uma

camada porosa, inserida na célula com o objetivo de aumentar o coeficiente de transmissão da radiação, atenuando o processo de reflexão da luz (RAMOS, 2020). A Figura 1.1 mostra o processo de geração de energia elétrica da célula fotovoltaica convencional.

Figura 1.1 - Célula Fotovoltaica.



Fonte: Adaptado de (GORJIAN; SHUKLA, 2020).

Com a evolução da tecnologia, as células fotovoltaicas continuam evoluindo e pesquisadores sempre estão buscando melhorias, a fim de alcançar uma melhor eficiência de conversão de energia. As células mais comuns são as de silício monocristalino (m-Si), policristalino (p-Si) e silício amorfo (a-Si). As células fotovoltaicas de Arseneto de Gálio (GaAs), de Telureto de Cádmio (CdTe) e as de Seleneto de Cobre, Índio e Gálio (CIS/CIGS) são tipos com menos utilizadas, mas que em alguns casos têm rendimento melhor do que as células de silício.

A tecnologia das células m-Si é pertencente a primeira geração de células. São feitas com um único cristal de silício, tornando sua estrutura uniforme e facilitando o transporte de elétrons entre as camadas. A tecnologia de células m-Si é confiável e consolidada no mercado. A eficiência de módulos com células de silício monocristalino está entre as mais altas comercialmente disponíveis, com valor entre 15% e 22%. Este tipo de célula tende a ter uma melhor resposta de geração em situações com pouca luz (PAVLOVIC, 2020; TORRES, LUCA, *et al.*, 2019). Quando utilizadas as mesmas condições de dopagem e construção dos eletrodos, as células p-Si são fabricadas de uma forma mais econômica e menos rigorosa do que as m-Si. A fabricação das células de silício policristalino consiste em vários cristais de silício fundidos em um bloco. Dessa forma, possuem um grau de pureza menor comparada às células m-Si, porém são similares em desempenho e durabilidade. As células p-Si convencionais apresentam eficiência entre 14% e 20%, mas têm um valor menor de mercado em comparação com as monocristalinas. Contudo, atualmente técnicas construtivas permitem que a eficiência do p-Si seja igual a do m-Si. Quando surgiram as células de silício amorfo, elas tinham uma baixa produção de energia elétrica, quando comparada a outras tecnologias. Dessa maneira, foram

utilizadas em calculadoras e equipamentos eletrônicos que tinham baixo consumo de energia. Atualmente, com as inovações tecnológicas, as células a-Si obtiveram eficiência entre 6% e 9% (GORJIAN, SHUKLA, 2020; PORTAL SOLAR, 2020).

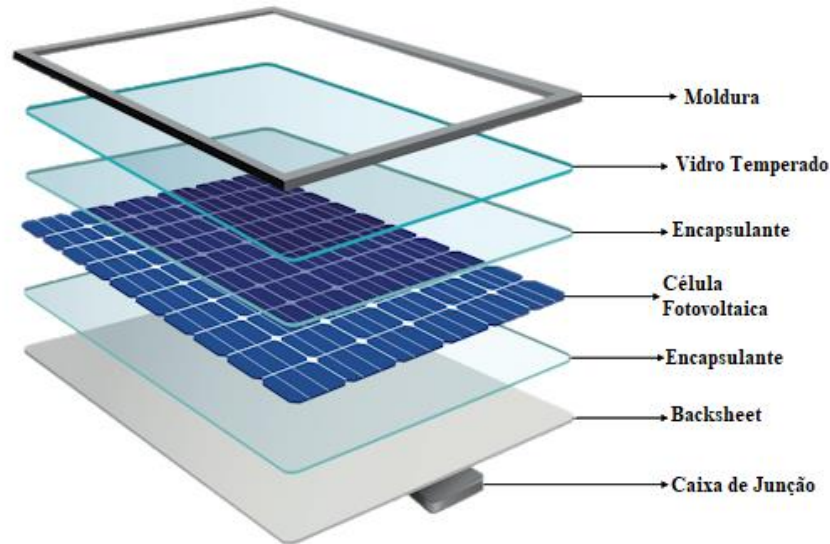
As células de GaAs, CdTe e CIS/CIGS, assim como as de silício amorfo são chamadas de filme fino. A tecnologia de células de filme fino tem preços mais competitivos e são flexíveis, podendo ser utilizadas em superfícies diversas. A eficiência de módulos que utilizam esta tecnologia fica entre 9% e 19%. O desempenho de módulos de filme fino é maior em condições de altas temperaturas e sombreamentos, quando comparados às células m-Si e P-Si. Estas células de filme fino têm um ponto negativo, que é o uso de insumos tóxicos que degradam o meio ambiente (GORJIAN, SHUKLA, 2020; LUNA, 2016; PORTAL SOLAR, 2020).

Recentemente, pesquisadores estão realizando estudos sobre células solares de Perovskita, que é um material descoberto por Gustav Rose, em 1839, onde representa uma classe de materiais com características únicas e com aplicações em diversos tipos de dispositivos tecnológicos. As células solares de Perovskita conferem um potencial de maior desempenho em comparação a outras tecnologias, visto que pode converter a energia luminosa de um espectro bem maior do que as células de silício. Além da sua alta eficiência, estas células podem ser desenvolvidas com materiais e técnicas de baixo custo. As propriedades deste material permitem a diversificação quanto a elementos que podem fazer parte de sua estrutura, podendo ser utilizado em diversos instrumentos. Porém, os maiores obstáculos desta tecnologia são a estabilidade e toxicidade do material, sendo vulneráveis à umidade e à presença de oxigênio, resultando em complexidade de fabricação e transporte. A sua primeira aplicação de Perovskita em células solares ocorreu em 2009, onde apresentava eficiência de 3,8%, e em 2017 já havia alcançado eficiência de 22,1%, o que mostrou um imenso avanço em pouco tempo. Atualmente, pesquisadores estão concentrados em melhorar a sua eficiência e vida operacional, além de melhorar a estabilidade dos dispositivos e restringir os demais problemas, para que a célula de Perovskita venha a ser comercializada em um futuro próximo (NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY, 2022; RAPHAEL *et al.*, 2018).

Já a associação entre várias células fotovoltaicas forma um módulo fotovoltaico. As células são associadas em série ou paralelo, a fim de ter maior corrente e tensão geradas. O módulo FV é produzido adicionando camadas de materiais em volta das células. As camadas são: moldura de alumínio, vidro para módulos fotovoltaicos, filme encapsulante em etileno acetado de vinila, EVA (*Ethylene Vinyl Acetat*), cobertura posterior e caixa de junção (LUNA, 2016; PORTAL SOLAR, 2020). O conjunto de vários módulos ligados em série ou paralelo

forma um arranjo fotovoltaico, também chamados de *strings*. Na Figura 1.2 é mostrado como são dispostas as camadas que envolvem a célula fotovoltaica ao constituírem um módulo FV.

Figura 1.2 - Estrutura de um módulo fotovoltaico convencional.

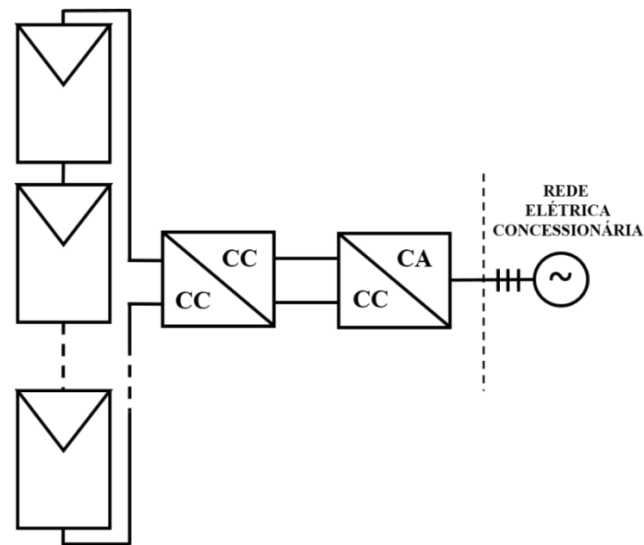


Fonte: Adaptado de (MINHA CASA SOLAR, 2019).

1.4 Sistemas Fotovoltaicos

Diversos problemas surgiram ao longo dos anos de utilização de módulos FV e assim, soluções foram sendo desenvolvidas para realizar a otimização da geração de energia elétrica através de sistemas fotovoltaicos. Entre elas, a utilização de algoritmos para rastrear o ponto de operação de máxima potência do módulo (MPPT – do inglês, *Maximum Power Point Tracking*), em que através da utilização de conversores CC/CC conseguem buscar a melhor relação de corrente e tensão dada a condição ambiental em que o módulo está inserido em determinado tempo. Dessa forma, a estratégia de conexão de sistemas FV por *string* pode ser vista na Figura 1.3. Para aumentar a tensão da *string*, geralmente, os módulos são conectados em série e assim, a corrente contínua gerada seja convertida em corrente alternada pelo inversor (STRACHE; WUNDERLICH; HEINEN, 2014).

Figura 1.3 - Conexão de sistema FV com MPPT por *string*.

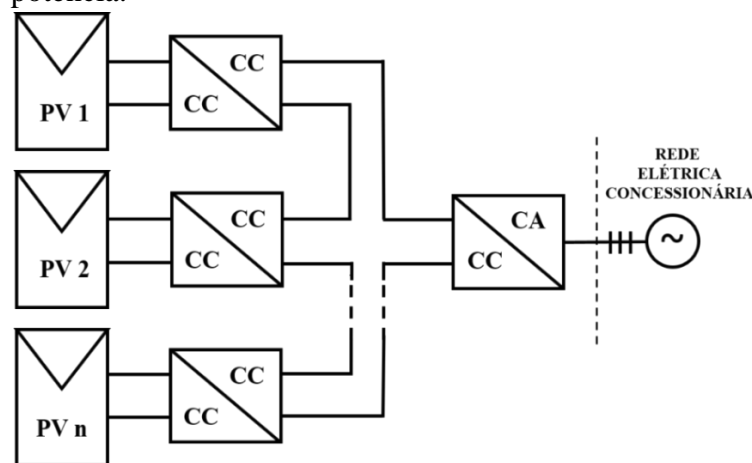


Fonte: Elaborado pelo autor.

Este tipo de conexão de inversor *string* é uma das mais utilizadas em sistemas *on-grid* (sistemas conectados à rede elétrica). Como é visto na Figura 1.3, um conversor CC/CC é inserido entre a *string* de módulos e o inversor, nele é feito o rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT) e o controle da tensão na entrada do inversor. O uso deste tipo de conexão acaba tornando o custo do sistema mais barato, porém pode ter sua geração comprometida por ter maior chance de ocorrer incompatibilidade entre os pontos de máxima potência de cada módulo, seja por diferenças construtivas entre eles, ou por fatores externos, como sombreamento parcial ou sujeira (ELKAMOUNY *et al.*, 2017; STRACHE; WUNDERLICH; HEINEN, 2014).

Para corrigir os problemas da conexão por *string*, foram desenvolvidos otimizadores de potência que são conectados à nível de módulo, ou seja, cada conversor c.c./c.c. deve estar empregado a cada módulo. Os otimizadores são conectados em série para aumentar a tensão da *string*. Cada otimizador faz o MPPT para cada módulo FV, o que melhora o rendimento do sistema, já que cessa os problemas de incompatibilidade. Enquanto isso, um inversor de *string* converte a corrente contínua em alternada para a conexão à rede elétrica (ELKAMOUNY *et al.*, 2017; STRACHE; WUNDERLICH; HEINEN, 2014). A forma de conexão de otimizadores em um sistema FV é mostrada na Figura 1.4.

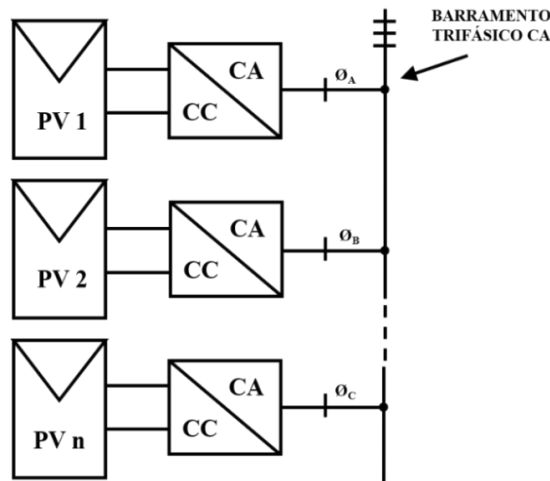
Figura 1.4 - Conexão de sistema FV com otimizadores de potência.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Os sistemas que utilizam otimizadores de potência têm um fator prejudicial no fator econômico, em que a utilização de maior quantidade de cabos para corrente contínua deixa o sistema mais caro. Além de que a maior quantidade de conexões em corrente contínua demanda um maior cuidado, pois existe um risco mais elevado de arcos elétricos. Para solucionar este problema, foram criados os microinversores. São inversores de pequeno porte que, assim como os otimizadores, fazem parte da categoria MLPE (*Module Level Power Electronics*), em que os circuitos eletrônicos são conectados diretamente ao módulo FV, fazendo com que cada módulo tenha seu próprio MPPT, melhorando a eficiência do sistema como um todo. Cada microinversor converte e eleva a tensão e corrente contínuas geradas no módulo FV para a tensão e corrente alternadas compatíveis com a rede elétrica. Esta configuração melhora significativamente a geração de energia elétrica em casos com sombreamentos parciais, em casos de locais ou telhados irregulares, com diferentes inclinações e direcionamentos (ELKAMOUNY *et al.*, 2017; STRACHE; WUNDERLICH; HEINEN, 2014). A arquitetura de conexão dos microinversores é exposta na Figura 1.5.

Figura 1.5 - Conexão de sistema FV com microinversores.

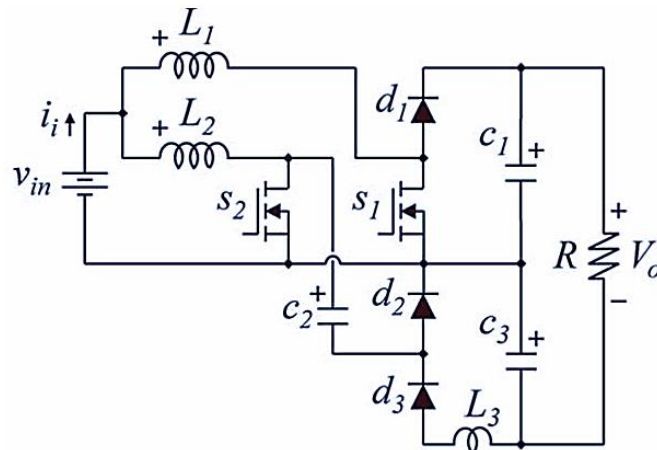


Fonte: Elaborado pelo autor.

Em decorrência do interesse em melhorar esses sistemas, circuitos eletrônicos chaveados são desenvolvidos com o objetivo de rastrear o ponto de máxima potência de módulos fotovoltaicos. E assim, mais pesquisas estão surgindo em torno do estudo de otimizadores, microinversores e de toda a tecnologia que envolve MLPE (LU *et al.*, 2019; RAMLI; SALAM, 2019). Por conta da característica de circuitos eletrônicos chaveados e do uso de altas frequências de chaveamento, este tipo de tecnologia pode gerar correntes com ondulações nas saídas dos módulos FV, alterando suas características dinâmicas, principalmente devido à influência de capacitâncias intrínsecas na célula FV (CHENVIDHYA; KIRTIKARA; JIVACATE, 2005; KIM *et al.*, 2013).

Em trabalhos que envolvem conversores e microinversores, que operam com alta frequência de chaveamento, a ondulação de corrente causada por estes circuitos é vista como uma preocupação para o rastreamento do ponto de máxima potência, como por exemplo os trabalhos de Akhlagui *et al.*, (2017), Heris, Saadatizadeh e Babaei (2019), Rosas-Caro *et al.* (2013) e Villarreal-Hernandez *et al.* (2021). Assim como Rosas-Caro *et al.* (2013), que propôs uma topologia de conversor *boost* CC/CC com estrutura utilizando indutores intercalados focando na redução da ondulação da corrente na entrada do circuito e capacitores chaveados para aumentar o ganho de tensão. Onde inseriu um indutor ressonante para aprimorar o estágio dos capacitores chaveados e limitar a corrente de pico da comutação das chaves S_1 e S_2 , evitando grandes picos de corrente. A topologia proposta por Rosas-Caro *et al.* (2013) é exibida na Figura 1.6.

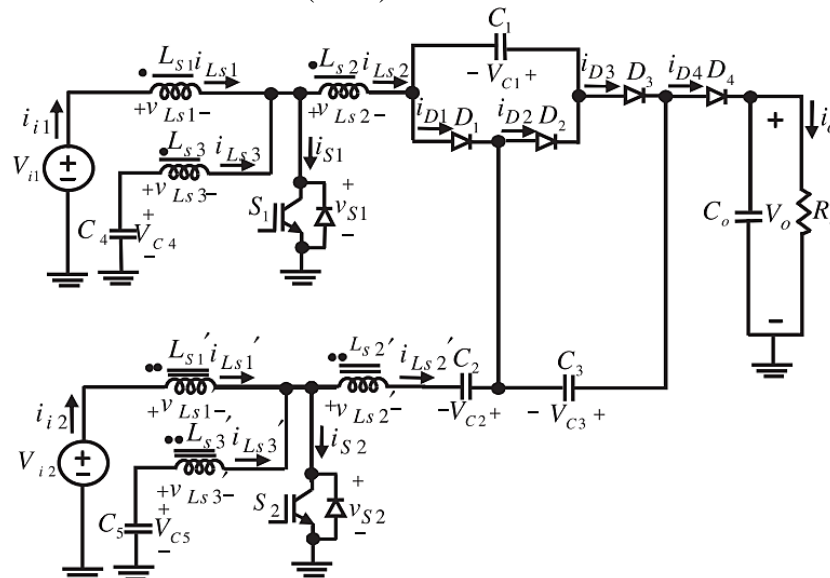
Figura 1.6 - Conversor CC/CC proposto por Rosas-Caro *et al.* (2013).



Fonte: (ROSAS-CARO *et al.*, 2013).

Enquanto Heris, Saadatizadeh e Babaei (2019) propõe um conversor CC/CC de alto ganho, onde utilizou dois indutores de três enrolamentos acoplados para obter alto ganho de tensão e reduzir a ondulação de corrente na entrada, condição esta, que foi configurada pelo autor como importante para a aplicação em sistemas fotovoltaicos. O circuito do conversor proposto por Heris, Saadatizadeh e Babaei (2019) é mostrado na Figura 1.7.

Figura 1.7 - Conversor CC/CC de alto ganho proposto por Heris, Saadatizadeh e Babaei (2019).



Fonte: (HERIS; SAADATIZADEH; BABAEI, 2019).

Visto que, de acordo com estes autores citados anteriormente, esta ondulação de corrente dificulta o MPPT e a sua aplicação em tecnologias de fontes renováveis. Em alguns trabalhos, os autores buscam formas de reduzir a ondulação de corrente na entrada dos conversores através de métodos de controle, em Chen, Lu e Rout (2018) foi proposto um

controlador para conversores *boost* intercalados, baseados em balanceamento de corrente e regulação da tensão de saída em um ponto de operação. Já em Villarreal-Hernandez *et al.* (2021), um método de controle que possa garantir um rastreo do ponto de operação em que a ondulação de corrente de entrada do conversor é mínima, ou seja, o controlador é capaz de alterar o ponto de operação para um novo onde a ondulação é minimizada e que a tensão na saída não varie. Contudo, os autores não incorporam as características dinâmicas dos módulos FV e negligenciam o efeito da capacitância intrínseca. No entanto, não considerar estas características do módulo FV, somente é aplicável em situações que é utilizada baixa frequência de chaveamento (BENAVIDES; CHAPMAN, 2008). Em outros casos, alguns autores utilizam fontes de alimentação para emular a curva I-V e as características de um módulo fotovoltaico, sem que este esteja exposto à luz solar, como pode ser visto em trabalhos de Qin, Kim e Pilawa-Podgurski (2013) e Gokdag, Akbaba e Gulbudak (2018). As células fotovoltaicas têm característica inerente de fonte de corrente (FEMIA *et al.*, 2013), por este motivo os módulos FV não respondem às correntes pulsadas oriundas dos circuitos chaveados conectados a eles. No entanto, as fontes de alimentação de laboratório têm características de fonte de tensão, o que faz com que elas sejam afetadas pelas correntes pulsadas.

Como foi apontado anteriormente, muitos autores condenam circuitos eletrônicos que geram ondulações de corrente expressivas quando conectados à sistemas fotovoltaicos. Em sua maioria, propõem soluções voltadas à criação ou variação de topologias de conversores, ou desenvolvimento de controladores que venham a desempenhar o papel de reduzir a ondulação na entrada destes circuitos. Onde pode levar à elaboração de circuitos de alta complexidade, com um demasiado número de componentes e de difícil implementação, deixando o projeto mais caro, mais demorado e em alguns casos podendo não ser viável pela perda de rendimento por conta do número de componentes. No entanto, capacitores são utilizados entre a saída do módulo FV para dar a característica de fonte de tensão à entrada do circuito do conversor. Ainda assim, este capacitor pode ter uma dupla função, onde pode ajudar a reduzir a ondulação de corrente causada pelos conversores que compõem o sistema.

Dessa forma, deve ser avaliada se a ondulação de corrente causada por circuitos chaveados em alta frequência afeta diretamente a curva I-V do módulo fotovoltaico e, conseqüentemente, o rastreo do ponto de máxima potência. Além disso, deve ser avaliada a resposta do módulo FV para estas ondulações de corrente. Assim, deve ser levado em consideração o modelo dinâmico e a capacitância intrínseca do módulo FV. E como a utilização do capacitor de filtro na saída do módulo pode reduzir a ondulação de corrente, substituindo a

necessidade de implementações complexas nos circuitos de conversores para alcançar a mesma finalidade.

1.5 Estrutura do trabalho

O objetivo deste trabalho é analisar o efeito da ondulação de corrente causada por circuitos chaveados na curva I-V de módulos fotovoltaicos e investigar se essa ondulação interfere na operação do MPPT. Além disso, será avaliado o impacto da temperatura na ondulação de corrente. Para isso, será utilizado um modelo dinâmico da célula FV, levando em consideração sua capacitância intrínseca e suas características de polarização de reserva. Com base no modelo dinâmico e nas características elétricas do conversor e do módulo, será possível calcular a capacitância de filtro necessária para manter a ondulação de corrente dentro de um percentual pré-determinado. Espera-se que essa metodologia possa ser utilizada em qualquer sistema fotovoltaico para calcular a capacitância de filtro adequada em diferentes condições de operação.

Este trabalho está organizado da seguinte forma: O capítulo 2 apresenta uma revisão da literatura sobre as características elétricas dos módulos fotovoltaicos, mostrando os modelos elétricos da célula fotovoltaica, o formato da curva I-V e seu equacionamento. Comentou-se sobre os fatores que influenciam o funcionamento dos módulos FV, como sombreamento, temperatura e forma de instalação.

No capítulo 3 é apresentada a análise do comportamento dos módulos FV sujeitos às ondulações de corrente em alta frequência. Onde é apresentado um modelo elétrico FV dinâmico aproximado, que simplifica o modelo original para que possa ser feita mais facilmente a análise. No mesmo capítulo é feita a análise matemática, a criação de uma metodologia para o cálculo da capacitância de filtro e a simulação do modelo proposto no *software* PSIM. No capítulo 4 é apresentado o resultado experimental para as análises e metodologias descritas no capítulo 3, onde os resultados obtidos são explicados e discutidos. O capítulo 5 apresenta as conclusões deste trabalho e algumas propostas de continuidade do estudo.

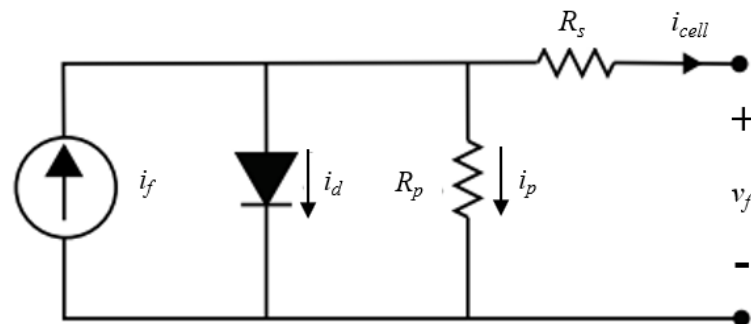
2 CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS E FUNCIONAMENTO DE CÉLULAS E MÓDULOS FV

Módulos fotovoltaicos têm suas próprias características elétricas que são vistas em diversas situações do seu uso. Logo, além do principal modelo elétrico de uma célula fotovoltaica, o modelo mais aprofundado que leva em consideração a capacitância intrínseca e seu comportamento dinâmico, também deve ser discutido. Como também, os fatores ambientais que impactam na geração e no funcionamento adequado destes módulos.

2.1 Modelo elétrico típico da célula fotovoltaica

Por ser feita a partir de materiais semicondutores, a célula fotovoltaica tem características semelhantes aos dispositivos semicondutores, como os diodos. O modelo esquemático mais comum para a célula FV é composto por uma fonte de corrente que se equivale à corrente fotoinduzida, um diodo para representar a junção p-n e a característica dos semicondutores, uma resistência série (R_s) para reproduzir as resistências internas da célula e as resistências de contato, e uma resistência em paralelo (R_p) para reproduzir os efeitos das correntes de fuga. O circuito elétrico que representa o modelo de uma célula FV é mostrado na Figura 2.1.

Figura 2.1 - Circuito do modelo de uma célula fotovoltaica.



Fonte: Adaptado de (NASCIMENTO JR., 2018).

Comumente, as análises do circuito elétrico de uma célula ou módulo FV são considerados valores fixos para as correntes e tensões dos modelos. No entanto, neste estudo é considerado que tais valores são variáveis, uma vez que se faz necessária a avaliação das ondulações no modelo. Utilizando a Lei de Kirchhoff, então a corrente de saída da célula é dada por (2.1).

$$i_{cell} = i_f - i_d - i_{Rp} \quad (2.1)$$

Sendo que i_{cell} é a corrente de saída da célula, e i_f , i_d e i_{Rp} são as variáveis da corrente fotogerada, corrente no diodo de condução direta e da corrente na resistência paralela (R_p), respectivamente. A corrente no diodo é descrita como a equação de Shockley (SHOCKLEY, 1949), dada em função da tensão aplicada sobre ele, que corresponde a soma da tensão de saída (v_f) com a queda de tensão no resistor R_s , e também da temperatura na junção p-n (FEMIA *et al.*, 2013; NASCIMENTO JR., 2018). A corrente i_d é dada pela Equação (2.2).

$$i_d = I_o \left[\exp \left(\frac{q(v_f + i_{cell}R_s)}{nk_B T} \right) - 1 \right] \quad (2.2)$$

Em (2.2), I_o é a corrente de saturação reversa do diodo em A, v_f é a tensão de saída da célula em V, i_{cell} é a corrente na saída da célula fotovoltaica em A, q é a carga do elétron ($1,609 \times 10^{-19}$ C), n é o fator de idealidade do diodo, k_B é a Constante de Boltzmann ($1,38 \times 10^{-23}$ J/K) e T é a temperatura em K. O fator de idealidade (n) dá a característica do “joelho” da curva I-V de módulos fotovoltaicos e seu valor tende a permanecer entre 1 e 2 (BASHAHU; NKUNDABAKURA, 2007). De (2.2) pode-se retirar um termo conhecido como tensão térmica (V_t), como mostra (2.3) (FEMIA *et al.*, 2013).

$$V_t = \frac{k_B T}{q} \quad (2.3)$$

Analisando o circuito da Figura 2.1, também pode ser escrita a equação que quantifica a corrente que passa pelo resistor em paralelo. A corrente i_{Rp} é exposta através de (2.4).

$$i_{Rp} = \frac{v_f + i_{cell}R_s}{R_p} \quad (2.4)$$

Dessa forma, substituindo as (2.2), (2.3) e (2.4) em (2.1) tem-se (2.5) que descreve o modelo da célula fotovoltaica.

$$i_{cell} = i_f - I_o \left[\exp \left(\frac{v_f + i_{cell}R_s}{nV_t} \right) - 1 \right] - \frac{v_f + i_{cell}R_s}{R_p} \quad (2.5)$$

O modelo completo da célula fotovoltaica abrange a fundo o fator da corrente de saturação reversa (I_o). De acordo (WOLF; NOEL; STIRN, 1977) e com base na teoria da junção p-n de Shockley, a corrente de saturação reversa está relacionada com a energia do *gap* e com a temperatura. Autores como De Soto, Klein e Beckman (2006), Lun *et al.* (2013) e Messenger

e Ventre (2003) declaram que a aproximação que exprime corretamente a relação entre a corrente de saturação reversa com a temperatura é estabelecida por (2.6).

$$I_o(T) = I_{o_STC} \left(\frac{T}{T_{STC}} \right)^{3/n} \left\{ \exp \left[\frac{q}{nk_B} \left(\frac{E_g(T_{STC})}{T_{STC}} - \frac{E_g(T)}{T} \right) \right] \right\} \quad (2.6)$$

Em (2.6), os termos I_{o_STC} , T_{STC} e E_g são respectivamente a corrente de saturação reversa nas condições padrões de teste (conceito abordado posteriormente), a temperatura, em Kelvin, nas condições em STC e a energia do *gap*. De acordo com o estudo realizado por Varshni (1967), a energia do *gap* também depende da temperatura e tem como relação a (2.7).

$$E_g(T) = E_g(0) - \frac{\alpha T^2}{T + \beta} \quad (2.7)$$

Em (2.7), o termo $E_g(0)$ refere-se a energia do *gap* na temperatura 0 K e os termos α e β são constantes que dependem do tipo de material. Os valores das constantes para alguns semicondutores são apresentados na Tabela 2.1.

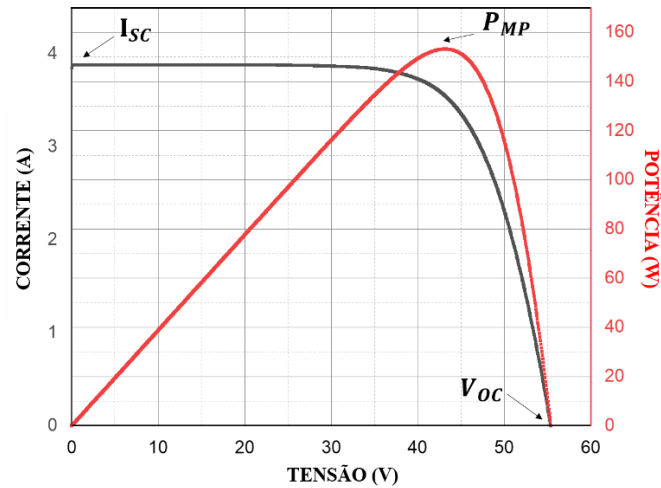
Tabela 2.1 - Valores de parâmetros para a equação de Energia do *gap*.

Material	$E_g(0)$ (eV)	α (eV K ⁻¹) (x10 ⁻⁴)	β (K)
Si	1,1557	7,021	1108
GaAs	1,5216	8,871	572
6H SiC	3,024	-0,3055	-311

Fonte: Adaptada de (VARSHNI, 1967).

Os módulos fotovoltaicos têm uma curva característica que relaciona corrente e tensão geradas. A partir dos dados de fabricação dos módulos, disponíveis no “*datasheet*” do modelo, são especificados dados importantes que traduzem a eficiência e características intrínsecas do módulo. Os parâmetros dos módulos são dados com relação às condições padrões de teste, ou STC (*Standard Test Conditions*). As condições em STC são caracterizadas pelo módulo em irradiância igual a 1000 W/m², temperatura do módulo em 25 °C e AM1,5. A curva I-V é obtida de acordo com a Equação (2.5) da célula fotovoltaica e a curva P-V é formulada com base na curva I-V. A forma de onda de corrente *versus* tensão, em azul, e a forma de onda da potência *versus* tensão, em vermelho, são exibidas na Figura 2.2.

Figura 2.2 - Curvas características I-V e P-V.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Alguns pontos importantes podem ser destacados das curvas apresentadas na Figura 2.2, em que, através delas, pode-se verificar o comportamento do módulo e suas características elétricas. Os pontos destacados são:

a) corrente de curto-circuito (I_{SC}):

é a corrente máxima que o módulo fotovoltaico pode gerar. Neste ponto a tensão elétrica nos terminais do módulo é igual a zero. O valor de I_{SC} pode ser obtido fechando os terminais em curto;

b) tensão de circuito aberto (V_{OC}):

é a tensão máxima que o módulo fotovoltaico pode gerar. Esta tensão é observada quando não há corrente circulando nos terminais, ou seja, sem carga conectada ao módulo;

c) potência máxima (P_{MP}):

é o maior valor de potência que o módulo gera, de acordo com as condições STC;

d) corrente de potência máxima (I_{MP}):

é a corrente nos terminais do módulo fotovoltaico que corresponde a quando o módulo está produzindo a máxima potência nas condições STC;

e) tensão de potência máxima (V_{MP}):

é a tensão correspondente ao ponto de máxima potência do módulo fotovoltaico. A multiplicação de I_{MP} com V_{MP} resulta na potência máxima, P_{MP} .

f) fator de forma (FF):

é um parâmetro, expresso por (2.8), que indica a qualidade do módulo FV. É dado pelo quociente entre a potência máxima e a multiplicação da tensão de

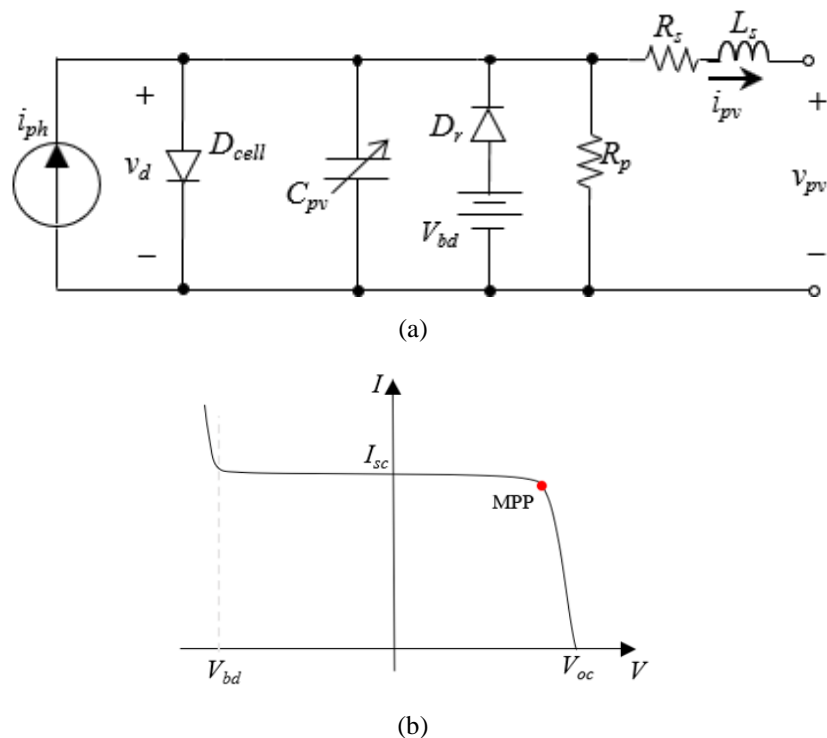
circuito aberto e a corrente de curto-circuito. As resistências em série e paralelo da célula fotovoltaica são os fatores que alteram o fator de forma. De acordo com Pinho e Galdino (2014), a curva I-V se torna mais retangular à medida que os valores das resistências são menores.

$$FF = \frac{V_{MP}I_{MP}}{V_{OC}I_{SC}} \quad (2.8)$$

2.2 Modelo elétrico dinâmico fotovoltaico

O modelo elétrico FV dinâmico é mais completo, em termos de situações descritas, do que o modelo típico FV apresentado na seção anterior. Uma vez que o modelo dinâmico traduz o comportamento do módulo em situações de aplicações com alta frequência e de polarização reversa da célula FV, que remete a problemas de falhas e principalmente de sombreamento. Contudo, este modelo é frequentemente negligenciado por grande parte dos autores por tornar a análise do circuito mais difícil e demorada. O modelo elétrico FV dinâmico é exibido na Figura 2.3(a). Na Figura 2.3(b) está exposto a forma de onda I-V característica para o modelo FV dinâmico, com as características de condução reversa.

Figura 2.3 – (a) Modelo elétrico FV dinâmico. (b) Curva I-V característica do modelo FV dinâmico.



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

O modelo FV dinâmico têm as características do modelo FV típico de um diodo, mas com ramos adicionais no circuito, que são: a capacitância C_{pv} variável, o ramo que trata da

característica de condução reversa da célula fotovoltaica e a indutância L_s . A capacitância C_{pv} varia de acordo com o ponto de operação do módulo FV e é resultado das capacitâncias de difusão e transição. A capacitância de difusão surge devido à oscilação na portadora quando sujeita a sinais alternados. A capacitância de transição trata da junção de carga espacial da região de depleção (CHENVIDHYA; KIRTIKARA; JIVACATE, 2003).

A fonte de tensão de ruptura reversa, V_{bd} , e o diodo de condução reversa, D_r , mostram as características do ponto de ruptura de polarização reversa. O diodo D_r somente irá conduzir, caso a tensão reversa ultrapasse a tensão de ruptura reversa dada em V_{bd} . A polarização reversa acontece em casos de sombreamento e incompatibilidade entre os módulos. Este efeito acontece quando algumas poucas células estão em sombreamento, principalmente por sujeira localizada, objetos ou dejetos de animais que bloqueiam a passagem da luz solar. Com um número maior de células não sombreadas, estas impõem a corrente da *string* a passar pela célula sombreada. A tensão sobre a célula sombreada será negativa e com valor absoluto igual a soma das demais células não sombreadas. Caso esta “tensão negativa” ultrapasse o valor da tensão de ruptura reversa, a célula sombreada permitirá a passagem da corrente da *string*. Conseqüentemente, este fluxo de corrente reversa reduz a produção de energia do sistema, causa o aquecimento do material levando ao surgimento de pontos quentes que podem danificar ou degradar permanentemente o módulo fotovoltaico (HALWACHS *et al.*, 2019; KIM *et al.*, 2016; SPANOCHÉ *et al.*, 2012). Os módulos FV também possuem uma indutância que é pouco influenciada pela irradiância e temperatura. No modelo, L_s representa a indutância vista nos cabos usados no circuito do arranjo fotovoltaico e nas conexões das células fotovoltaicas.

A partir da análise do circuito da Figura 2.3(a), os valores de corrente e a tensão de saída do modelo são dadas em (2.9) e (2.10).

$$i_{pv} = i_{ph} - i_{D_{cell}} - i_{C_{pv}} + i_{D_r} - i_{R_p} \quad (2.9)$$

$$v_{pv} = v_d - i_{pv}R_s - L_s \frac{di_{pv}}{dt} \quad (2.10)$$

Em que a equação da corrente do módulo consiste em:

$$i_{ph} = \frac{G}{G_{STC}} \frac{M}{M_{STC}} \left[I_{SC_STC} \left(1 + \frac{R_s}{R_p} \right) + \alpha_i (T - T_{STC}) \right] \quad (2.11)$$

$$i_{D_{cell}} = I_{sat} \left[e^{\left(\frac{v_d}{n_s V_t} \right)} - 1 \right] \quad (2.12)$$

$$i_{Cpv} = C_{pv} \frac{dv_d}{dt} \quad (2.13)$$

$$i_{Dr} = I_{sr} e^{\left(\frac{K_r V_{bd}}{n_s V_t}\right)} \left[e^{\left(\frac{-K_r v_d}{n_s V_t}\right)} - 1 \right] \quad (2.14)$$

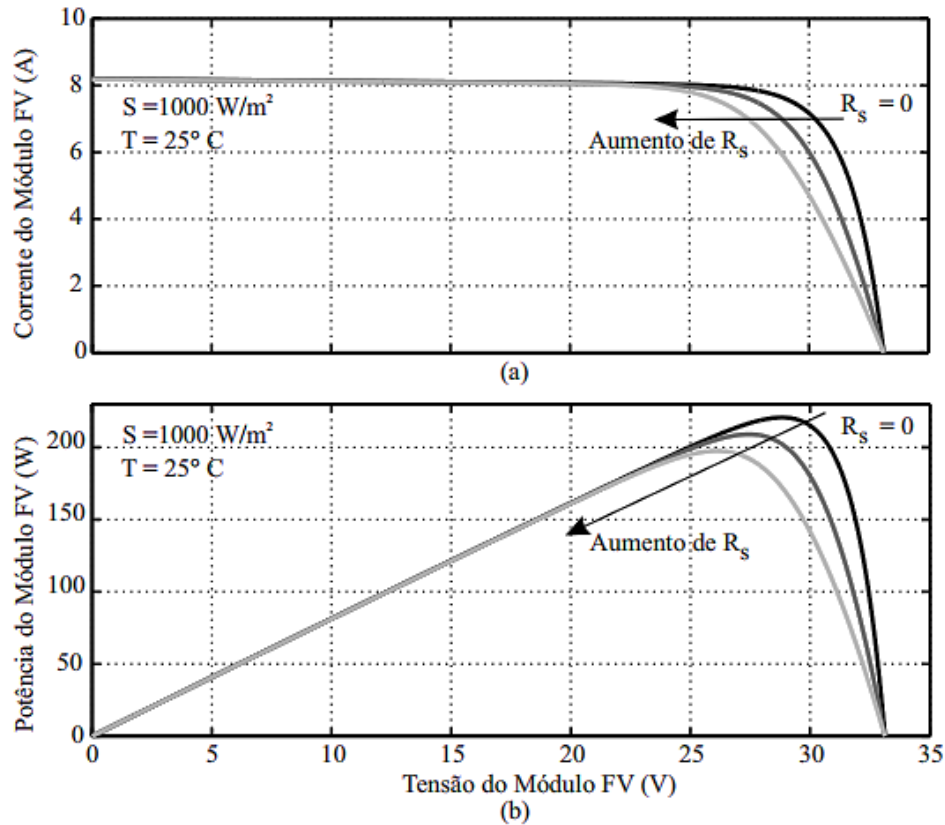
$$i_{Rp} = \frac{v_d}{R_p} \quad (2.15)$$

Das equações anteriores, i_{ph} é a corrente fotogerada, i_{Dcell} é a corrente no diodo de condução direta, i_{Cpv} é a corrente pela capacitância intrínseca, i_{Dr} é a corrente do ramo do diodo de ruptura reversa, i_{Rp} é a corrente que flui pelo resistor paralelo R_p . Enquanto a variável G é a irradiância, G_{STC} é a irradiância em STC, M é o coeficiente de massa de ar, M_{STC} é o coeficiente de massa de ar padrão em STC, α_i é o coeficiente de temperatura da corrente de curto-circuito, T é a temperatura da célula, T_{STC} é a temperatura padrão em STC, K_r é o coeficiente escalar de ruptura reversa, v_d é a tensão no diodo de condução direta, I_{sat} é a corrente de saturação do diodo e I_{sr} é a corrente de saturação do diodo de condução reversa.

2.3 Influência das resistências série e paralela

A resistência série no modelo da célula fotovoltaica é originada através das resistências de contato do metal com o semicondutor, das trilhas metálicas, barra coletora e do próprio material semicondutor. O aumento da resistência série contribui para a perda do formato característico da curva I-V, tornando-a retilínea. No entanto, a resistência série não afeta a tensão de circuito aberto, porém a partir de um valor mais acentuado reduz a corrente de curto-circuito (I_{SC}). O ponto de máxima potência se desloca para baixo (valores menores) com o aumento de R_s (NASCIMENTO JR., 2018; PINHO; GALDINO, 2014; RAMOS, 2020). Na Figura 2.4 é exibido o comportamento das curvas I-V e P-V com relação ao aumento da resistência série.

Figura 2.4 - Influência da resistência série nas curvas (a) I-V e (b) P-V.

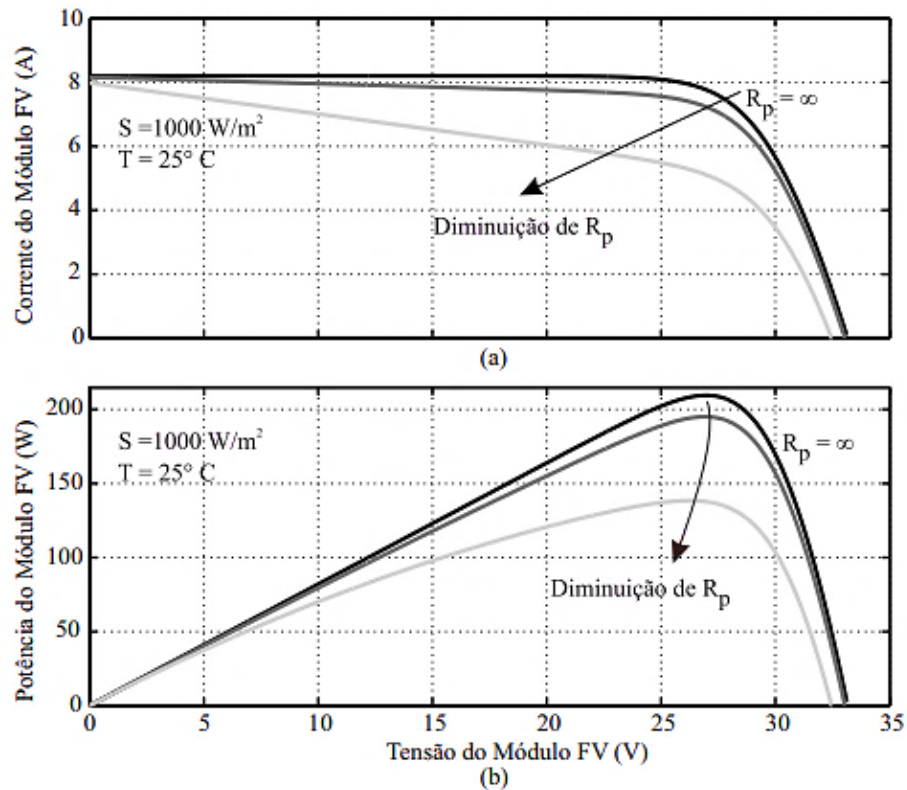


Fonte: (NASCIMENTO JR., 2018).

A resistência paralela está diretamente relacionada às perdas causadas por correntes de fuga que são caminhos anormais que uma parte da corrente percorre, sejam por curto-circuito ou percursos de baixa impedância. As correntes de fuga ocorrem em consequência de impurezas no material semicondutor e na junção p-n, deformidades nas bordas da estrutura da célula fotovoltaica ou nas partes metálicas que as envolvem. Portanto, o aumento desta resistência acarreta em alterações na inclinação da curva característica I-V, próximo à corrente de curto-circuito. Idealmente, a célula FV tem uma resistência paralela infinita, em que não haveriam correntes de fuga (LUNA, 2016; NASCIMENTO JR., 2018; PINHO; GALDINO, 2014).

Valores baixos de R_p levam a corrente fotogerada a ter um caminho alternativo, assim reduzindo a corrente que chega à carga. Ao contrário da resistência série, a R_p modifica o valor da tensão de circuito aberto e reduz o valor do fator de forma, reduzindo significativamente a potência gerada (NASCIMENTO JR., 2018; PINHO; GALDINO, 2014). Na Figura 2.5 é mostrado o efeito da resistência paralela nas curvas características I-V e P-V.

Figura 2.5 - Influência da resistência paralela nas curvas (a) I-V e (b) P-V.



Fonte: (NASCIMENTO JR., 2018).

2.4 Influência da irradiância solar na curva característica I-V

A variação da irradiância solar incidente em um módulo fotovoltaico altera sua curva característica I-V. A irradiância tem forte relação com a corrente de curto-circuito. Na literatura é afirmado que a corrente I_{SC} varia de forma linear com a irradiância, enquanto a tensão de circuito aberto, V_{OC} , varia de forma logarítmica (FEMIA, *et al.*, 2013; MARKVART, CASTAÑER, 2003; PINHO, GALDINO, 2014).

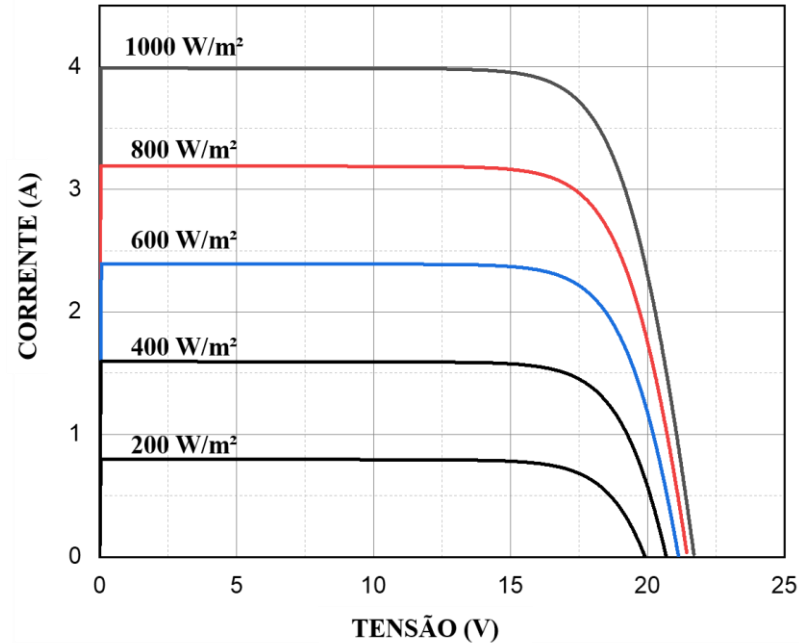
A redução da corrente I_{SC} , por razão da queda do nível de irradiância solar, reduz a potência gerada pelo módulo FV e conseqüentemente altera o ponto de máxima potência. De acordo com (2.16), a corrente de curto-circuito é diretamente proporcional à irradiância (FEMIA, *et al.*, 2013; PINHO, GALDINO, 2014).

$$I_{SC} = I_{SC_STC} \cdot \frac{S}{S_{STC}} \quad (2.16)$$

Em que I_{SC_STC} é a corrente de curto-circuito nas condições de teste padrão (STC), em ampères, S é a irradiância incidente sobre o módulo (em W/m^2) e S_{STC} é a irradiância em STC ($1000 W/m^2$). O comportamento da curva característica I-V com a variação da irradiância

é mostrado na Figura 2.6. Onde a irradiância varia de 1000 a 200 W/m² e a corrente I_{SC} sendo reduzida no mesmo ritmo.

Figura 2.6 - Influência da irradiância solar na curva característica I-V.



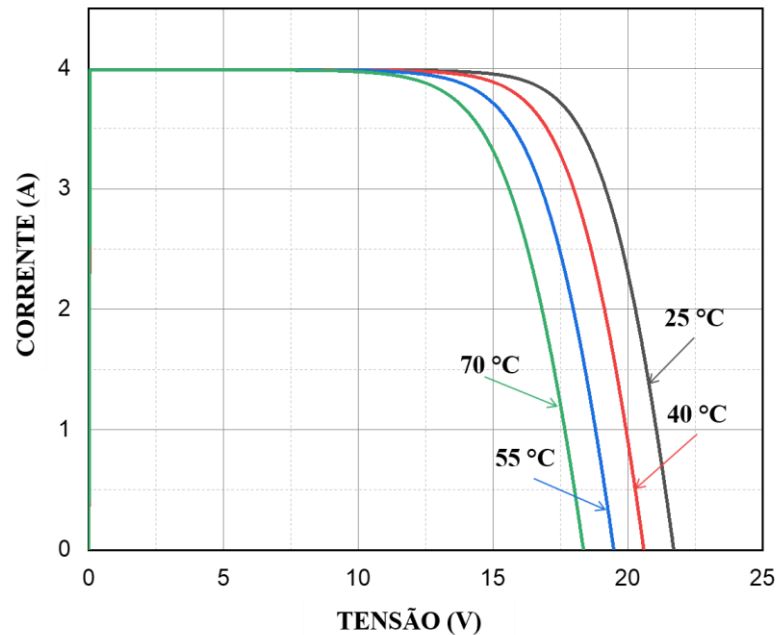
Fonte: Elaborado pelo autor.

2.5 Influência da temperatura na curva característica I-V

Assim como a irradiância solar, a temperatura tem influência no comportamento e no desempenho dos módulos fotovoltaicos. Na curva característica I-V, a variação da temperatura da célula interfere diretamente a tensão V_{OC} . Com o aumento da temperatura a tensão na célula reduz e a corrente aumenta ligeiramente, ocorrendo como exibido na Figura 2.7. A temperatura no módulo fotovoltaico depende de diversos fatores externos que a alteram, modificando o desempenho do sistema FV (PINHO, GALDINO, 2014; RAMOS, 2020). Alguns fatores, como a temperatura ambiente e aumento de irradiância serão abordados no próximo capítulo.

Um aumento de 100 °C na temperatura de uma célula de silício cristalino produz uma variação de aproximadamente -30% na tensão de circuito aberto e um acréscimo de 0,2% na corrente de curto-circuito. Tecnologias recentes de células FV em filmes finos apresentam uma menor variação da tensão em função da temperatura (PINHO, GALDINO, 2014; RAMOS, 2020).

Figura 2.7 - Influência da temperatura na curva característica I-V.



Fonte: Elaborado pelo autor.

2.6 Principais fatores que influenciam o funcionamento de módulos fotovoltaicos

Os módulos fotovoltaicos sofrem alterações em seu funcionamento de acordo com local que são instalados. Pode haver redução da eficiência dos sistemas FV, devido às condições ambientais, formas de orientação, inclinação e fatores externos como sujeira, animais, plantas, objetos e construções. Alguns dos fatores causadores de problemas em plantas fotovoltaicas serão explanados nesta seção.

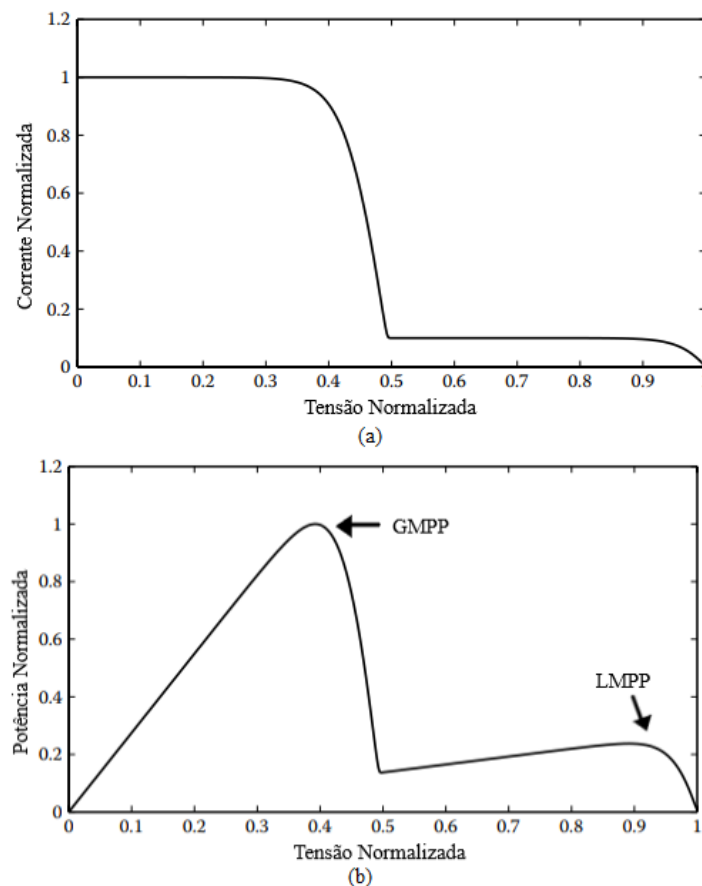
2.6.1 Sombreamento

Como explanado anteriormente, os sistemas fotovoltaicos sofrem atenuação de produção energética quando submetidos a redução de irradiância incidente. A diminuição da irradiância pode ocorrer devido a diversos fatores, desde edifícios, vegetação, como ação de animais e nuvens. Como a queda da irradiância incidente no módulo afeta diretamente a sua corrente de curto-circuito, logo o sombreamento parcial tem efeito semelhante.

O sombreamento parcial de módulos FV causa alterações na curva característica I-V. As alterações são fruto da resposta do módulo às variações do nível de irradiância e pela ação dos diodos de *bypass*. Os diodos de *bypass* são incorporados aos módulos para oferecer um caminho alternativo para a corrente elétrica, quando uma ou mais células fotovoltaicas estão com baixa produção de energia. A baixa produção de energia destas células pode ser causada

pelo sombreamento parcial do módulo. Dessa forma, o diodo de *bypass* torna-se uma nova passagem a corrente elétrica, já que um módulo ou célula sombreada, por estar ligada em série, pode afetar toda a produtividade da *string* (BALTUS, *et al.*, 1997, FEMIA, *et al.*, 2013). O sombreamento parcial e de forma assimétrica causa a criação de vários pontos de máxima potência nas curvas características I-V e P-V. Na Figura 2.8(a) é apresentado o formato da curva I-V quando em um arranjo de dois módulos em série, um deles é sombreado parcialmente, e (b) é mostrada a curva P-V correspondente.

Figura 2.8 - (a) Curva I-V com efeito de sombreamento e (b) Curva P-V correspondente.



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

Dentre os pontos de máxima potência criados um deles deve ser o maior, chamado de ponto de máxima potência global (GMPP) e os demais, como pontos de máxima potência locais (LMPP). Desde o início do uso em massa da tecnologia FV, vários pesquisadores buscam algoritmos e maneiras mais rápidas de localização e operação do GMPP. Autores como Aquib, *et al.* (2020) e Li, *et al.* (2018) buscaram algoritmos focados em buscar o ponto de máxima potência global em situações de sombreamento parcial dos módulos, através de padrões encontrados nas curvas I-V e P-V. O primeiro utiliza modelos matemáticos obtidos em estudos

verificados nos padrões da curva P-V, enquanto o segundo propôs um algoritmo baseado no tempo de resposta do módulo fotovoltaico ao nível de tensão imposto. Ambos utilizam o clássico algoritmo “Perturba & Observe” (“*Perturb & Observe*”) como refinamento dos seus algoritmos, por ser mais simples e de fácil implementação.

Além da queda da geração de energia elétrica, o sombreamento parcial em módulos fotovoltaicos pode causar um problema conhecido como *mismatch*, que são perdas por incompatibilidade entre módulos (BELHACHAT; LARBES, 2018; KOIRALA; SAHAN; HENZE, 2009). Em casos de incompatibilidade causados por sombreamento parcial, as células sombreadas produzem menos corrente e são forçadas pelas células não sombreadas a conduzir uma corrente maior do que a que estão gerando no momento do sombreamento. Onde o próprio diodo de *bypass* também passa a conduzir. As células sombreadas têm sua tensão reduzida e passam a se comportar como uma carga. Em consequência disto, causam dissipação de potência em forma de calor, criando os chamados de pontos quentes (*hotspots*). Estes problemas causam degradação acelerada do sistema e redução da vida útil (ANIS, NOUR, 1995; HALWACHS, *et al.*, 2019; HENZE, *et al.*, 2008; PATEL, AGARWAL, 2008). O ponto quente pode ser algo temporário ou permanente em um sistema FV. Em casos de sombreamento o *hotspot* pode ser resolvido quando retirado a causa da sombra, porém pode ser permanente em casos de defeitos internos nas células do módulo (YANG *et al.*, 2019).

2.6.2 *Sujidade*

Módulos fotovoltaicos, como estão sempre expostos ao meio ambiente, são sujeitos a ação degradante de sujeira, seja por conta de dejetos de animais ou por deposição de poeira ou neve. Em regiões mais próximas aos polos terrestres, em locais desérticos e semiáridos o problema se agrava.

Além da localização geográfica de instalação do módulo fotovoltaico, a orientação e inclinação interferem no aumento de deposição de sujeira. Os efeitos causados pela sujidade são análogos aos do sombreamento parcial, causando picos diferentes de potência e problemas de pontos quentes (GHAZI; SAYIGH; IP, 2014).

No estudo produzido por Abderrezek e Fathi (2017), que investiga o comportamento térmico e elétrico de sistemas fotovoltaicos afetados por sujidade no vidro frontal, foi verificado que a poeira, quando distribuída aleatoriamente na superfície do módulo FV, cria vários pontos de sombras acarretando em pontos quentes. Também constatou que as perdas de potência variam entre 10% e 16% em casos de acúmulo de camadas de poeira na parte inferior do vidro frontal. O módulo fotovoltaico irá superaquecer dependendo da natureza

e da densidade da poeira, visto que para cinzas e solo este superaquecimento é muito elevado em comparação com outros materiais.

Em um estudo recente, Xu *et al.* (2020) realizou um experimento aplicando uma camada de poeira na superfície de um módulo FV para verificar a influência da poeira na temperatura do módulo em diferentes condições de vento e irradiância. O estudo resultou na criação de um modelo físico mais confiável para a eficiência da geração de energia fotovoltaica. Os resultados comprovaram que a deposição de poeira aumenta a temperatura da placa de vidro externa do módulo, e que o resfriamento ocasionado pelo vento é menor com o módulo empoeirado, potencializando os efeitos da alta temperatura na geração fotovoltaica.

2.6.3 Temperatura

A temperatura afeta a eficiência da célula e, conseqüentemente, dos módulos fotovoltaicos. Como visto anteriormente, a variação na temperatura da célula reflete de forma inversamente proporcional na tensão de circuito aberto. A explicação para isto, se deve ao comportamento do material semicondutor comparável ao diodo, já que este sofre influência direta da temperatura.

Alguns estudos foram feitos com o objetivo de quantificar a temperatura nas células fotovoltaicas e seu efeito na eficiência dos sistemas. Desde o início da utilização de módulos fotovoltaicos como fontes geradoras de energia, vários autores criaram ou melhoraram modelos matemáticos que apresentassem o ônus causado pela temperatura nos painéis, considerando a tecnologia do módulo, velocidade do vento, irradiância e a forma de instalação do arranjo FV. Os autores Faiman (2008), Skoplaki, *et al.* (2008) e Kaplani, Kaplanis (2014) propuseram modelos que calculam a temperatura no módulo e da célula considerando irradiância e velocidade do vento. Especialmente, Faiman (2008) obteve um modelo matemático através de estudos em campo, atribuindo fatores que dependem da forma de instalação e localização geográfica. Mattei, *et al.* (2006) propôs modelos que quantificavam a temperatura do módulo, em um deles através da temperatura nominal de operação e em outros, pelo balanço de energia e coeficientes de troca de calor.

Alguns autores, como Barykina e Hammer (2017), Santiago, *et al.* (2018) e Skoplaki, Palyvos (2009) realizaram comparações de modelos térmicos e analisaram o comportamento de arranjos fotovoltaicos, afim de selecionar o modelo que representa melhor o comportamento do sistema de acordo com as condições climáticas. Enquanto, Mussard, Amara (2018) e Correa-Betanzo, *et al.* (2018) compararam estudos em regiões de clima árido, semiárido e tropical, pois são regiões onde a temperatura ambiente é mais elevada e que implica

diretamente na produção de energia do sistema FV. No entanto, sempre há discordâncias de qual modelo representa mais fielmente o comportamento do módulo real, pois há dependência de muitas variáveis, desde condições climáticas até o modo de instalação.

Na norma IEC 61215:2016 está definido o padrão de testes para extração da temperatura nominal de operação das células (*NOCT*). Normalmente, para módulos fabricados em silício o valor permanece entre 40 °C e 50 °C, sendo que, quanto menor o valor menor serão as perdas relacionadas à aquecimento da célula. A temperatura *NOCT* é definida quando o módulo, em circuito aberto, é exposto a uma irradiância de 800 W/m², temperatura ambiente em 20 °C, velocidade do vento incidente em 1 m/s e montado em solo com a parte traseira ventilada, estando diretamente ligada às propriedades térmicas e ópticas dos materiais utilizados na fabricação do módulo (PINHO; GALDINO, 2014).

Os valores típicos de *NOCT* podem variar de acordo com a forma de instalação do módulo FV. Ross Jr. e Smokler (1986) apresentaram a junção de (2.17) e (2.18) em que se referem ao coeficiente de temperatura (K_S) e a temperatura aproximada da célula fotovoltaica (T), que por sua vez pode ser utilizada como uma aproximação para a temperatura do módulo FV. O coeficiente K_S é calculado a partir da temperatura *NOCT*, em °C.m²/W. A temperatura da célula (T) é calculada através da temperatura ambiente (T_{amb}), em °C, e da irradiância incidente no módulo (S), em W/m², como mostra a Equação (2.18).

$$K_S = \frac{NOCT - 20}{800} \quad (2.17)$$

$$T = T_{amb} + K_S \cdot S \quad (2.18)$$

A Norma IEC 61215:2016 traz um parâmetro chamado de Temperatura Nominal Operacional do Módulo, *NMOT* (*Nominal Module Operating Temperature*). Este parâmetro é uma atualização do parâmetro *NOCT*, que são obtidos a partir de medições ao ar livre seguindo procedimentos descritos nas Normas em que são abordados. Os procedimentos usados para obter *NMOT* são mais abrangentes em relação à velocidade do vento incidente nos módulos, ao contrário do utilizado para obter o *NOCT*, que limita a velocidade do vento e aplica um fator de correção sobre o valor final. Outro ponto que se destaca entre os procedimentos, é a medição da temperatura da parte traseira do módulo, enquanto para *NOCT* são utilizados somente dois pontos no meio do módulo, para o *NMOT* são utilizados quatro pontos: um na parte superior, dois no meio e um na parte inferior (BAE *et al.*, 2020). Módulos fotovoltaicos mais recentes já estão utilizando o valor da temperatura *NMOT* em seus *datasheets*. Embora o valor de *NOCT* e *NMOT* sejam obtidos por métodos um pouco diferentes, são direcionados para o mesmo padrão

de uso: irradiância em 800 W/m², temperatura ambiente em 20 °C e velocidade do vento em 1 m/s.

2.6.4 Forma de instalação

A forma de instalação de um sistema solar fotovoltaico também afeta seu funcionamento e sua produção de energia elétrica. Estes sistemas, normalmente, são montados em estruturas metálicas e fixados em telhados, ao solo ou em fachadas de edifícios.

O método de instalação de módulos fixados em telhados é chamado de RIPV (*Rooftop Integrated Photovoltaics*), em que os módulos FV são fixados paralelamente ao telhado e geralmente separados apenas por alguns centímetros. Este tipo de instalação é o mais utilizado em pequenas UCs (Unidades Consumidoras) pela maior facilidade de instalação, pois a adaptação dos módulos diretamente em estruturas de telhados já existentes. Enquanto isso, na grande maioria dos casos, os sistemas FV montados ao solo são usinas de grande porte e demandam de um grande espaço para alocação dos módulos. Os sistemas instalados em fachadas de edifícios são chamados de sistemas BIPV (*Building Integrated Photovoltaics*), onde os módulos são utilizados para substituir partes construtivas de edifícios, como as fachadas, janelas e telhas (POULEK *et al.*, 2018).

Dentro das formas de instalação citadas anteriormente, a instalação no solo é a que menos sofre com a redução da produção devido à temperatura, uma vez que os módulos são fixados em estruturas suspensas acima do solo, o que proporciona maior espaço para ventilação. Por outro lado, os métodos de instalação em telhados ou integrados a edifícios apresentam maiores perdas de geração, pois possuem uma taxa menor de transferência de calor em suas superfícies. Além de outros problemas, como a orientação que normalmente fica restrita ao ângulo e direção que o telhado ou paredes estão orientados. Alguns autores fizeram experimentos e constaram a menor performance destes tipos de sistemas, assim como Poulek *et al.* (2018) analisou os efeitos do aumento de temperatura na produção de energia em painéis integrados ao telhado, afim de criar um modelo térmico que quantifique a produção de energia, considerando velocidade do vento, orientação e inclinação do módulo, verificando os fluxos de calor em um módulo, nas faces dianteira, traseira e laterais, e constatou uma redução de até 5% na produção de energia em climas quentes e valores de temperatura da célula acima de 80 °C, onde pode ocorrer a degradação acelerada do sistema.

Regiões de clima semiárido, que ocorrem as maiores temperaturas e velocidades de vento mais baixas, são mais propícias para uma rápida degradação de módulos fotovoltaicos. Tomando como exemplo, o Estado do Ceará no Nordeste Brasileiro apresenta predominância

de clima semiárido e tropical, com baixo índice de pluviosidade e elevada temperatura. Com relação à velocidade do vento, é maior no segundo semestre do ano, em que predomina um período sem chuvas, mas com maiores índices de radiação e temperatura (CAMARGO SCHUBERT ENGENHEIROS ASSOCIADOS, 2019). Com o aumento da produção de energia solar fotovoltaica e com a maior facilidade de obtenção de sistemas FV por clientes residenciais e comerciais, optou-se pela instalação direta em telhados visando o menor custo e facilidade de projeto, e em muitos casos sem detalhamento de fluxo de ventilação e inclinação correta, contudo problemas de desempenho surgiram a partir das condições ambientais aliadas ao modo de instalação do sistema (KALDELLIS; KAPSALI; KAVADIAS, 2014).

Muitos estudos constataram que a instalação de sistemas fotovoltaicos em telhados e integrados à estrutura de edifícios (RIPV/BIPV) juntamente com a alta temperatura ambiente, baixa velocidade do vento e deposição de poeira em climas semiáridos resulta em vários problemas para o sistema FV (MUSSARD; AMARA, 2018; POULEK *et al.*, 2018; SARVER; AL-QARAGHULI; KAZMERSKI, 2013; SPRENGER; WILSON; KUHN, 2016). O clima quente e o método de instalação que desfavorece a ventilação causam um impacto negativo, em termos de geração e degradação acelerada do equipamento por conta do excesso de calor (HALWACHS *et al.*, 2019). Os autores Goossens, Goverde e Catthoor (2018) realizaram um estudo com túnel de vento para apresentar o efeito no resfriamento de módulos instalados no telhado, em que o aumento do *gap* (distância entre a parte traseira do módulo FV e o telhado) em 5.5 cm entre o módulo e o telhado obteve um melhor desempenho do sistema. Já na pesquisa feita por Ye *et al.* (2013) foi feita uma análise de eficiência para instalação de módulos em coberturas em concreto e em telhado de metal e propôs alterações na instalação para obter redução no desgaste por temperatura, onde visa o maior fluxo de vento entre os módulos.

2.7 Considerações Finais

Este capítulo apresentou uma breve revisão do modelo elétrico típico de módulos FV, onde foi apresentado o circuito elétrico que representa o modelo. O modelo elétrico dinâmico também foi comentado, onde conta com o comportamento dinâmico e de polarização reversa do módulo FV. As equações e formas de onda foram apresentadas. Os fatores que influenciam o funcionamento do módulo e causam impactos diretos à curva I-V também foram comentados, principalmente a temperatura que é um ponto importante observado no estudo.

3 ANÁLISE DE MÓDULOS FV SUJEITOS A ONDULAÇÕES DE CORRENTE EM ALTA FREQUÊNCIA E CÁLCULO DO CAPACITOR DE FILTRO

Visto os inúmeros fatores que reduzem a produção de energia elétrica de um sistema de geração solar fotovoltaica, o uso de circuitos eletrônicos com componentes semicondutores na melhoria e otimização destes sistemas é imprescindível. Normalmente, circuitos eletrônicos chaveados em alta frequência são utilizados para rastreamento de ponto de máxima potência, aumento do nível de tensão, conversão entre corrente contínua e alternada, dentre outros. Contudo, estes circuitos criam ondulações em alta frequência na corrente de saída do módulo FV alterando suas características dinâmicas, principalmente por influência das capacitâncias intrínsecas à célula fotovoltaica (CHENVIDHYA; KIRTIKARA; JIVACATE, 2005; KIM *et al.*, 2013).

Atualmente, muitos autores preocupam-se com a ondulação na corrente de saída do módulo FV ocasionada por conversores chaveados à alta frequência. No estudo de Heris, Saadatizadeh e Babaei (2019), um conversor CC/CC *boost* com dois indutores intercalados foi proposto para reduzir a ondulação na corrente de entrada. Já no estudo de Villarreal-Hernandez *et al.* (2021), foi desenvolvida uma nova estratégia de controle que rastreia o ponto de ondulação mínima de corrente, alterando o ciclo de trabalho do conversor para que a ondulação de corrente requerida seja mínima. Visto que, a justificativa para o trabalho destes autores é a dificuldade imposta pela ondulação de corrente no rastreamento do ponto de máxima potência. Entretanto, seus trabalhos negligenciam as características dinâmicas dos módulos fotovoltaicos e o efeito da capacitância intrínseca.

Alguns autores utilizam fontes de alimentação para emular a curva I-V e as características do módulo fotovoltaico, como em Qin, Kim e Pilawa-Podgurski (2013) e em Gokdag, Akbaba e Gulbudak (2018). Como as células fotovoltaicas têm características inerentes de fonte de corrente, consequentemente os módulos FV não respondem às correntes pulsadas. Porém, as fontes de alimentação têm características de fontes de tensão, sendo assim afetadas por ondulações de corrente. Normalmente, um capacitor é inserido entre o módulo FV e o conversor para reduzir a ondulação na corrente requerida pelo chaveamento dos semicondutores que compõem o circuito.

3.1 Modelo Elétrico FV Dinâmico Aproximado Proposto

Um modelo elétrico dinâmico do módulo fotovoltaico pode ser aproximado para facilitar a análise com as suas características dinâmicas. Para que seja analisado o

comportamento do módulo a partir de sua capacitância intrínseca no ponto de máxima potência, o ramo do circuito elétrico apresentado na Figura 2.3(a) que trata da região de polarização reversa pode ser desconsiderado. A indutância L_s tem um valor baixo e depende do comprimento de cabos e das conexões entre as células FV. No entanto, o efeito desta indutância é benéfico para o módulo, pois contribui para reduzir a ondulação na corrente. Dessa forma, a indutância pode ser negligenciada do modelo para simplificar a análise. Os valores das variáveis podem ser fixados ao considerar um ponto de operação determinado. Conseqüentemente, (2.9) e (2.10), que envolvem a corrente e a tensão na saída do módulo FV, podem ser reescritas como (3.1) e (3.2):

$$I_{pv} = I_{ph} - I_{Dcell} - I_{Cpv} - I_{Rp} \quad (3.1)$$

$$V_{pv} = V_d - I_{pv}R_s \quad (3.2)$$

Reorganizando (3.2), a tensão de condução direta pode ser escrita como (3.3):

$$V_d = V_{pv} + I_{pv}R_s \quad (3.3)$$

Ao analisar o circuito da Figura 2.3(a) em circuito aberto, a corrente I_{pv} tem valor zero e não há queda de tensão no resistor série R_s . Com isso, a tensão média de saída do módulo FV (V_{pv}) será igual a tensão de circuito aberto (V_{oc}). Dessa forma, a tensão sob o capacitor C_{pv} é constante e sua corrente pode ser desprezada. Assim, com as considerações anteriores aplicadas à Equação (3.3), V_d pode ser aproximado como:

$$V_d \approx V_{oc} \quad (3.4)$$

A Equação (2.12) pode ser aproximada. Como o termo “-1” da expressão matemática da corrente do diodo é muito menor que o termo exponencial da equação, então pode ser retirado (SERA; TEODORESCU; RODRIGUEZ, 2007). Portanto, uma nova relação entre as equações (2.12), (2.15) e (3.4) em (3.1), obtendo (3.5).

$$I_{ph}(G, T) = I_{sat} \left[\exp\left(\frac{V_{oc}}{n_s V_t}\right) \right] + \frac{V_{oc}}{R_p} \quad (3.5)$$

A partir de (3.5), uma expressão da tensão de circuito aberto em função da irradiância (G) e da temperatura da célula FV (T) pode ser escrita como (3.6).

$$V_{oc}(G, T) = \ln \left[\frac{I_{ph}(G, T)R_p - V_{oc}(G, T)}{I_s R_p} \right] n_s V_t \quad (3.6)$$

A equação (3.6) não tem uma solução explícita e necessita ser resolvida por um método de iteração numérica como o de Newton-Raphson. A partir deste método, uma expressão que relaciona V_{OC} com a temperatura é obtida, como é exposta em (3.7) (SERA; TEODORESCU; RODRIGUEZ, 2007).

$$V_{OC}(T) = V_{oc_STC} + \alpha_v(T - T_{STC}) \quad (3.7)$$

Onde V_{oc_STC} é a tensão de circuito aberto do módulo em STC, T_{STC} é a temperatura padrão em STC e α_v é o coeficiente de temperatura de V_{OC} .

Na análise do circuito da Figura 2.3(a) em curto-circuito, a tensão média de saída do módulo fotovoltaico (V_{PV}) é igual a zero e a corrente média de saída do módulo (I_{PV}) torna-se igual a corrente de curto-circuito (I_{SC}). A tensão no capacitor C_{pv} continua constante. Com as considerações descritas acima, substituindo (2.12), (2.15) e (3.2) em (3.1), uma relação da corrente de curto-circuito é criada:

$$I_{SC} = I_{ph}(G, T) - I_{sat} \left[e^{\left(\frac{I_{SC}R_s}{n_s V_t}\right)} \right] - \frac{I_{SC}R_s}{R_p} \quad (3.8)$$

Considerando a resistência paralela (R_p) muito maior que a resistência série (R_s), a corrente que passa por R_p pode ser negligenciada. Da mesma forma, a corrente fotogerada (I_{ph}) é muito maior que a corrente do diodo intrínseco. Consequentemente, a corrente I_{ph} pode ser aproximada ao valor de I_{SC} :

$$I_{SC} \approx I_{ph} \quad (3.9)$$

O diodo intrínseco à célula FV (D_{cell}) pode ser aproximado para um diodo ideal (D_{ideal}) e a tensão de polarização direta V_d pode ser adicionada ao circuito do modelo como uma fonte de tensão c.c. em série com o diodo. Como a tensão V_d pode ser aproximada à tensão de circuito aberto, visto em (3.4), e que V_{OC} tem relação direta com a temperatura, como foi visto em (3.7), então $V_{OC}(T)$ pode ser adicionado ao circuito como aproximação da tensão de polarização direta.

A variação da temperatura deve ser utilizada como um dos parâmetros para a busca do pior caso de ondulação na corrente de módulos FV. Uma vez que a temperatura altera as características inerentes ao módulo. Dessa forma, além da expressão da tensão de circuito aberto, é necessária uma expressão que relaciona diretamente a corrente de curto-circuito com a temperatura. Assim, o modelo elétrico FV dinâmico aproximado pode contar com uma expressão matemática apresentada em (SERA; TEODORESCU; RODRIGUEZ, 2007), definida numericamente por (3.10).

$$I_{sc}(T) = I_{sc_STC} \left[1 + \frac{\alpha_i}{100} (T - T_{STC}) \right] \quad (3.10)$$

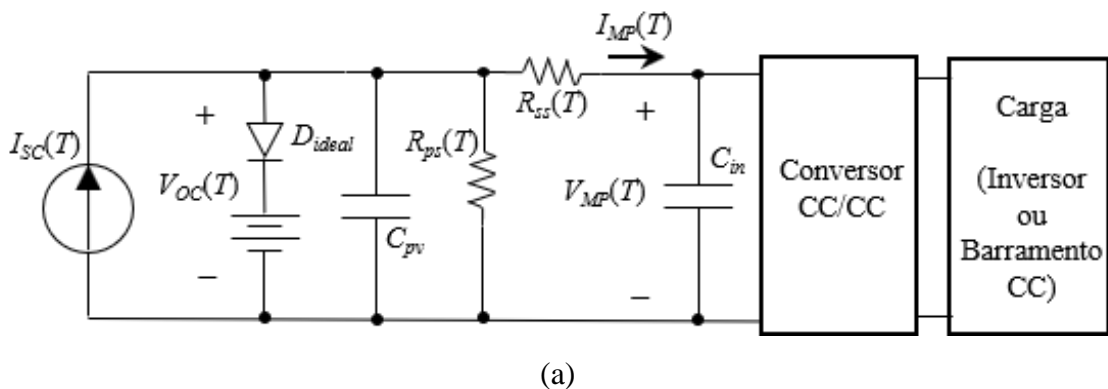
Analisando o circuito da Figura 2.3(a) para o módulo operando nas proximidades do ponto de máxima potência, a corrente I_{pv} tem seu valor aproximadamente igual a corrente de máxima potência (I_{MP}), como pode ser visto em (3.11). Assim como a corrente de saída do módulo FV, a tensão de saída (V_{pv}) tem valor aproximado a tensão de máxima potência (V_{MP}) como mostra (3.12).

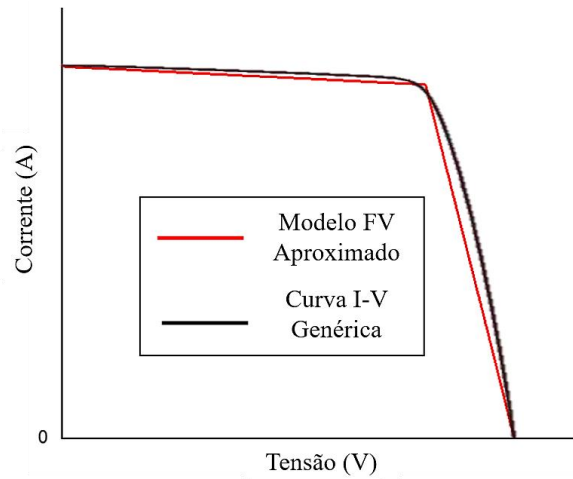
$$I_{pv} \approx I_{MP} \quad (3.11)$$

$$V_{pv} \approx V_{MP} \quad (3.12)$$

Assim como a tensão de circuito aberto e a corrente de curto-circuito, a tensão e corrente de máxima potência também variam com as condições ambientais em que o módulo está exposto. No caso deste estudo, que trata da ondulação de corrente na saída do módulo somente será tratada a variação na temperatura. A capacitância C_{pv} pode ser adotada como um valor constante, pois o modelo aborda apenas o ponto de operação nas proximidades do ponto de máxima potência. Com as considerações anteriores, o modelo elétrico FV dinâmico aproximado pode ser apresentado como na Figura 3.1(a), enquanto a comparação entre as formas de onda do modelo aproximado e modelo típico genérico é apresentada na Figura 3.1(b).

Figura 3.1 – (a) Circuito do modelo elétrico FV dinâmico aproximado no ponto de máxima potência. (b) Comparação entre as curvas I-V do modelo típico e do modelo aproximado proposto.





(b)

Fonte: Elaborado pelo autor.

O capacitor C_{in} foi adicionado ao modelo, já que normalmente é utilizado entre o módulo FV e o conversor para reduzir as ondulações de corrente. Como é possível verificar pela Figura 3.1 (b), este modelo apresentado é uma forma de linearização da curva característica I-V do módulo fotovoltaico. Dessa forma, as resistências série e paralela podem ser chamadas de resistência série simplificada (R_{ss}) e resistência paralela simplificada (R_{ps}), sendo que não têm uma relação direta com as resistências do modelo clássico (SÁ JR., 2004). Porém, assim como as resistências do modelo típico, R_{ss} e R_{ps} variam com a temperatura. Com a análise do circuito da Figura 3.1 (a), as resistências série e paralela simplificadas podem ser determinadas pelas Equações (3.13) e (3.14).

$$R_{ss}(T) = \frac{V_{OC}(T) - V_{MP}(T)}{I_{MP}(T)} \quad (3.13)$$

$$R_{ps}(T) = \frac{V_{OC}(T)}{I_{SC}(T) - I_{MP}(T)} \quad (3.14)$$

As resistências R_{ss} e R_{ps} têm relações numéricas diretas com as características elétricas do módulo FV e com o ponto de operação, tendo em vista as variações com a temperatura. Relações entre a tensão de circuito aberto e corrente de curto-circuito com tensão e corrente de máxima potência são bastante difundidas na literatura e utilizadas como base para métodos de rastreamento do ponto de máxima potência, assim como nas técnicas MPPT apresentadas por BI *et al.* (2020). Alguns estudos mostram que I_{MP} e V_{MP} correspondem, aproximadamente, a 90% da corrente de curto-circuito e 80% da tensão de circuito aberto, respectivamente (KOUCHAKI; IMAN-EINI; ASAEI, 2013; PATEL; AGARWAL, 2008). Onde este percentual pode ser visto com maior exatidão para o módulo utilizado, ao fazer a divisão entre os seus

valores de I_{MP} e I_{SC} , e V_{MP} e V_{OC} , respectivamente. Estas relações são mostradas em (3.15) e (3.16).

$$I_{MP}(T) \approx \frac{9}{10} \cdot I_{SC}(T) \quad (3.15)$$

$$V_{MP}(T) \approx \frac{4}{5} \cdot V_{OC}(T) \quad (3.16)$$

Assim, utilizando as relações aproximadas entre as características elétricas exibidas em , as Equações (3.13) e (3.14) podem ser reescritas como (3.17) e (3.18), respectivamente.

$$R_{ss}(T) \approx \frac{2}{9} \cdot \frac{V_{OC}(T)}{I_{SC}(T)} \quad (3.17)$$

$$R_{ps}(T) \approx 10 \cdot \frac{V_{OC}(T)}{I_{SC}(T)} \quad (3.18)$$

As resistências R_{ss} e R_{ps} são diretamente proporcionais a tensão de circuito e variam com a temperatura daquele ponto de operação. Através das expressões (2.17) e (2.18), a temperatura da célula pode ser estimada levando em consideração o valor da temperatura *NOCT* (ou *NMOT*) dado pelo fabricante do módulo utilizado, a irradiância incidente e a temperatura ambiente. Com isto, $V_{OC}(T)$ e $I_{SC}(T)$ podem ser calculadas, em (3.7) e (3.10), para situações reais onde considera-se a temperatura ambiente do local e a irradiância. Com as relações descritas anteriormente, a partir da temperatura, a curva I-V aproximada pode ser plotada para diversas temperaturas de operação em uma mesma irradiância.

O módulo FV Kyocera KD210GX-LPU foi utilizado como objeto de estudo. Este módulo possui potência máxima de 210 W e células de silício policristalino. A Tabela 3.1 mostra as especificações elétricas deste módulo sob as condições de teste padrão (STC, irradiância a 1000 W/m² e temperatura da célula em 25 °C) e a temperatura *NOCT* dada pela fabricante.

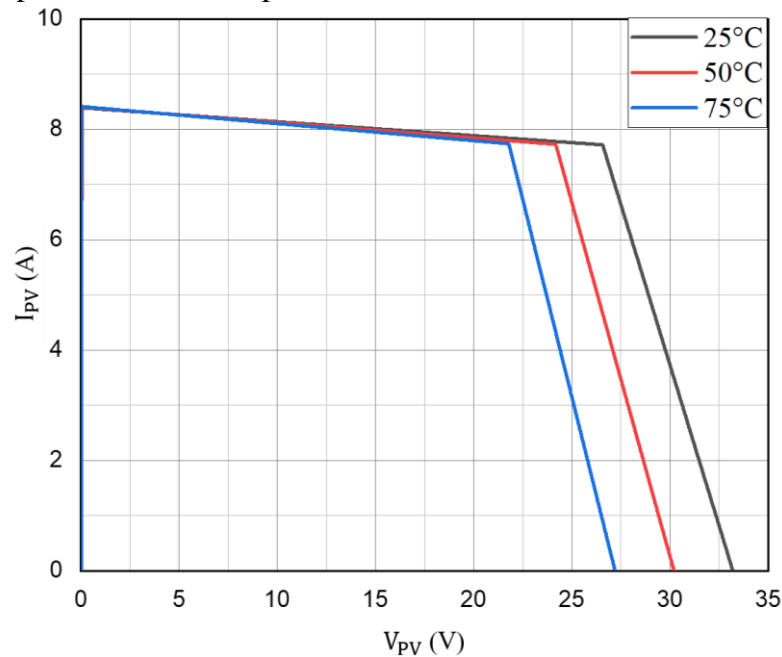
Na Figura 3.2 são exibidas as curvas I-V para o modelo proposto aproximado para as temperaturas de 25, 50 e 75 °C no módulo FV e irradiância considerada constante em 1000 W/m².

Tabela 3.1 - Parâmetros elétricos do módulo Kyocera KD210GX-LPU em STC.

Parâmetros	Valor
Potência Máxima (P_M)	210 W (+5/-0 %)
Tensão em MPP (V_{MP})	26,60 V
Corrente em MPP (I_{MP})	7,90 A
Tensão de circuito aberto (V_{OC_STC})	33,2 V
Corrente de curto-circuito (I_{SC_STC})	8,58 A
Coeficiente de Temperatura de I_{SC} (α_i)	0,00515 A/°C
Coeficiente de Temperatura de V_{OC} (α_v)	-0,120 V/°C
NOCT	45 °C
Número de Células	54

Fonte: (KYOCERA SOLAR INC., 2008).

Figura 3.2 - Curvas I-V do modelo proposto aproximado para diferentes temperaturas.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Através da Figura 3.2, é visto que as correntes de curto-circuito têm valores muito próximos, já que a corrente de curto-circuito tem uma variação muito maior com a irradiância do que com a temperatura. Enquanto isso, com a tensão de circuito aberto ocorre o contrário.

3.2 Análise matemática e simulação do modelo FV dinâmico proposto com presença de componentes alternadas

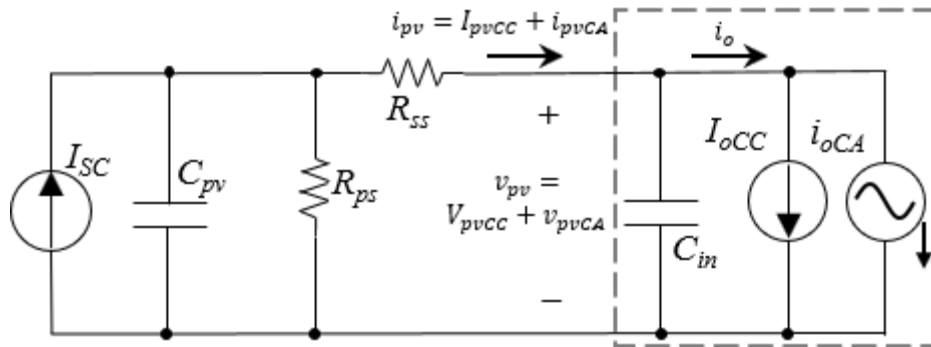
As oscilações de corrente drenadas pelos conversores podem ser reproduzidas por fontes de corrente, de forma que seja possível analisar o comportamento do módulo fotovoltaico a essas oscilações através da simulação. Para isso, duas fontes de corrente são inseridas na saída do circuito do módulo FV. Uma das fontes de corrente drena corrente contínua que pode ser inserida como o valor da corrente de máxima potência, caso o módulo esteja operando próximo ao MPP. Enquanto a outra fonte de corrente drena corrente alternada, representando a oscilação causada por circuitos compostos por semicondutores conectados ao módulo FV. Com a inserção de uma corrente drenada com componente contínua e uma alternada, então a corrente e tensão da saída do módulo terão componentes alternadas nos seus sinais. Assim, a corrente e a tensão de saída assumem as igualdades apresentadas em (3.19) e (3.20), onde i_{pv} e v_{pv} são a corrente e tensão do módulo FV variáveis no tempo, respectivamente. I_{pvCC} e V_{pvCC} são seus valores médios da corrente e tensão. Enquanto, i_{pvCA} e v_{pvCA} são a corrente e tensão variáveis no tempo, onde representam as ondulações na saída do módulo FV.

$$i_{pv} = I_{pvCC} + i_{pvCA} \quad (3.19)$$

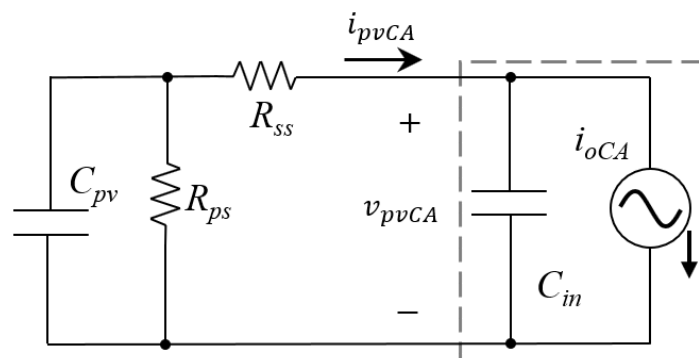
$$v_{pv} = V_{pvCC} + v_{pvCA} \quad (3.20)$$

A corrente i_{pv} é obtida entre a saída do módulo FV e o conjunto externo, destacado na Figura 3.3. Na Figura 3.3(a) é mostrado o circuito do modelo FV simplificado com as fontes de componentes c.c. e c.a. Para a análise das ondulações no modelo, o circuito pode ser reduzido para o apresentado na Figura 3.3(b), que trata somente dos sinais alternados e assim poder inferir relações entre as correntes do módulo e a corrente drenada pelo circuito do conversor. Os valores de R_{ss} e R_{ps} são fixados para a temperatura da célula do ponto de operação em STC e MPP.

Figura 3.3 – (a) Circuito do modelo FV dinâmico aproximado com as componentes c.c. e c.a. (b) Circuito do modelo FV dinâmico aproximado para análise em componente c.a.



(a)

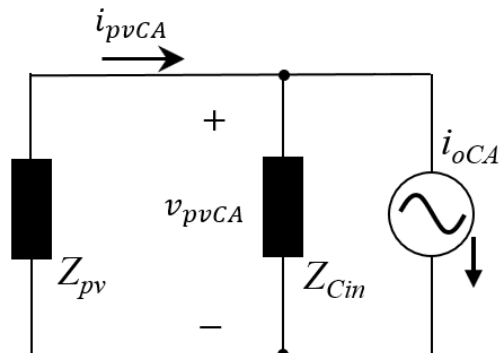


(b)

Fonte: Elaborado pelo autor.

A partir da Figura 3.3(b), a análise do circuito pode ser simplificada ao modificar os componentes por impedâncias. Assim, o circuito com impedâncias pode ser tratado como um circuito puramente ôhmico facilitando a análise. A Figura 3.4 mostra o circuito da Figura 3.3(b) formado por impedâncias.

Figura 3.4 - Circuito do modelo FV dinâmico aproximado com impedâncias.



Fonte: Elaborado pelo autor.

A impedância do módulo FV, vista na Figura 3.4, é representado por Z_{pv} e é composta pelas resistências simplificadas, R_{ss} e R_{ps} , e pela capacitância intrínseca. A impedância Z_{Cin} é a impedância do capacitor de filtro. Dessa forma, as impedâncias Z_{pv} e Z_{Cin} são descritas como em (3.21) e (3.22).

$$Z_{pv} = Z_{Rss} + Z_{Rps} || Z_{Cpv} \quad (3.21)$$

$$Z_{Cin} = \frac{-j}{\omega C_{in}} \quad (3.22)$$

As impedâncias Z_{Rss} , Z_{Rps} e Z_{Cpv} são relacionadas as resistências simplificadas série e paralela e à capacitância intrínseca, respectivamente. Onde ω é a frequência angular da oscilação e j é um número complexo. A partir da análise do circuito da Figura 3.4, as expressões da corrente e tensão de saída do módulo FV são representadas por (3.23) e (3.24), respectivamente.

$$i_{pvCA} = i_{oCA} \frac{Z_{Cin}}{Z_{Cin} + Z_{pv}} \quad (3.23)$$

$$v_{pvCA} = i_{pvCA} \cdot Z_{pv} \quad (3.24)$$

Ao substituir (3.21) e (3.22) em (3.23), é possível criar uma relação matemática entre as correntes alternadas do módulo e da carga. Esta relação entre correntes pode ser feita a partir do valor absoluto desta expressão resultante. Dessa forma, é abordado somente a amplitude das ondas e não o sinal completo. A equação (3.25) exhibe a relação entre as amplitudes da componente alternada do módulo e da componente alternada requerida pelo circuito chaveado, onde a capacitância intrínseca (C_{pv}) e a de filtro (C_{in}) são associadas.

$$\frac{|i_{pvCA}|}{|i_{oCA}|} = \sqrt{\frac{1 + (C_{pv}R_{ps}\omega)^2}{[C_{in}R_{ps}\omega]^2 \cdot [(C_{pv}R_{ss}\omega)^2 + 1] + 1}} \quad (3.25)$$

A equação (3.25) é uma relação que trata de uma taxa de ondulação da corrente, entre as amplitudes das ondulações da corrente de saída do módulo FV e da corrente da carga, descrita matematicamente através de (3.26). Enquanto isso, (3.27) dá um valor percentual entre o valor de pico a pico da ondulação na corrente na saída do módulo e o valor da componente c.c. da corrente de carga, que pode ser chamado de $\Delta I_{CC}\%$, em que caracteriza a taxa de ondulação para o valor médio da corrente entregue pelo módulo FV.

$$\Delta I_{CA}\% = \frac{|i_{pvCA}|}{|i_{oCA}|} \quad (3.26)$$

$$\Delta I_{CC\%} = \frac{2 \cdot |i_{pvCA}|}{I_{oCC}} \quad (3.27)$$

Uma relação entre a amplitude de i_{oCA} e o valor de I_{oCC} pode ser descrita como (3.28), onde $n\%$ é o percentual de I_{oCC} que a amplitude i_{oCA} corresponde.

$$|i_{oCA}| = n\% \cdot I_{oCC} \quad (3.28)$$

Normalmente, os capacitores de filtro utilizados em arranjos fotovoltaicos têm uma capacitância mais elevada, podendo facilmente ser 100 vezes maior que a capacitância intrínseca ao módulo. Estes capacitores devem filtrar quase que completamente as ondulações, tendo por consequência uma taxa de ondulação de corrente baixa. Então, uma expressão que calcula a capacitância de filtro pode ser obtida através da manipulação de (3.25) e (3.26), onde é formada a equação para o cálculo da capacitância de filtro em (3.29).

$$C_{in} = \frac{1}{\Delta I_{CA\%} R_{ps} \omega} \sqrt{\frac{1 + (C_{pv} R_{ps} \omega)^2}{1 + (C_{pv} R_{ss} \omega)^2}} \quad (3.29)$$

Substituindo (3.28) em (3.26), e posteriormente em (3.29) resulta em uma relação do valor da capacitância com o percentual da ondulação em i_{pv} com relação ao valor da componente contínua de i_o , onde é exibida em (3.30).

$$C_{in} = \frac{2n\%}{\Delta I_{CC\%} R_{ps} \omega} \sqrt{\frac{1 + (C_{pv} R_{ps} \omega)^2}{1 + (C_{pv} R_{ss} \omega)^2}} \quad (3.30)$$

Ao substituir (3.17) e (3.18) em (3.30), a capacitância C_{in} pode ser calculada através de V_{oc} e I_{sc} , como mostra (3.31).

$$C_{in} = \frac{9I_{sc}n\%}{5\Delta I_{CC\%}V_{oc}\omega} \sqrt{\frac{I_{sc}^2 + (10C_{pv}V_{oc}\omega)^2}{81I_{sc}^2 + (2C_{pv}V_{oc}\omega)^2}} \quad (3.31)$$

3.2.1. Simulação entre os modelos FV típico e aproximado proposto

O modelo FV aproximado proposto foi simulado através do *software* PSIM. Os valores dos componentes foram retirados da Tabela 3.1 e aplicados em (3.17) e (3.18). O módulo foi considerado em STC e, portanto, sua temperatura em 25 °C. Dessa forma, as

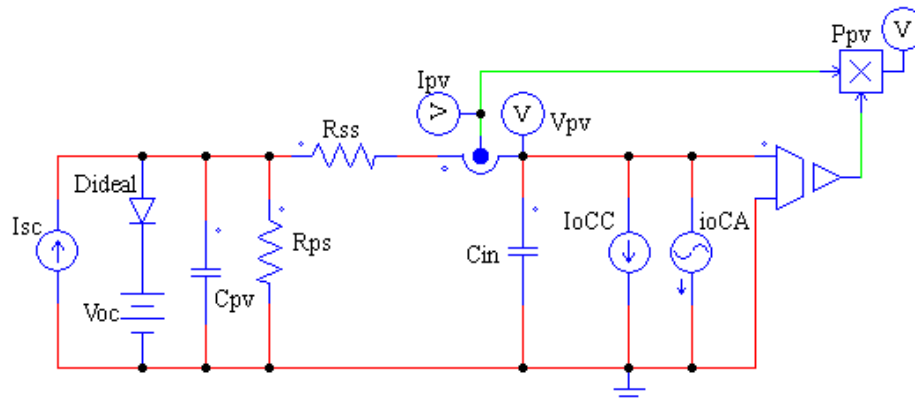
resistências série e paralela simplificadas, R_{ss} e R_{ps} , têm valores aproximados exibidos em (3.32) e (3.33).

$$R_{ss}(25) \approx \frac{2}{9} \cdot \frac{V_{OC}(25)}{I_{SC}(25)} \approx \frac{2}{9} \cdot \frac{33,2}{8,58} \approx 0,86 \Omega \quad (3.32)$$

$$R_{ps}(25) \approx 10 \cdot \frac{V_{OC}(25)}{I_{SC}(25)} \approx 10 \cdot \frac{33,2}{8,58} \approx 38,7 \Omega \quad (3.33)$$

Geralmente, as células fotovoltaicas são associadas em série. Conseqüentemente, a capacitância intrínseca é associada de forma similar. O módulo Kyocera KD210GX-LPU utilizado neste estudo tem seu arranjo de células conectadas em série. Dessa forma, considerando este módulo em operação no ponto de máxima potência e em STC, seu valor de V_{MP} é de 26,6 V, então cada uma das suas 54 células em série deve ter, aproximadamente, 0,49 V. Com isso, o trabalho de Deshmukh, Kumar e Nagaraju (2004) foi tomado como referência para estimar um valor para a capacitância da célula, em um de seus testes realizou espectroscopia de impedância. Este teste envolve estudos de propriedades de junções, interfaces, contatos, dentre outros, que necessitam de caracterização do seu comportamento elétrico (KUMAR; SURESH; NAGARAJU, 2000). Onde as medidas elétricas são conduzidas em uma grande faixa de frequências, resultando na construção de um espectro de impedância (SHI *et al.*, 2008). Com a pesquisa de Deshmukh, Kumar e Nagaraju (2004) como base, para as condições de tensão na célula do módulo utilizado no presente estudo, o valor da capacitância intrínseca deve ficar em torno de 0,69 μF por célula FV. Assim para obter o valor total da capacitância, deve-se dividir o valor pelo número de células do módulo FV, resultando em uma capacitância intrínseca de, aproximadamente, 13 nF. O esquemático do circuito simulado é mostrado na Figura 3.5.

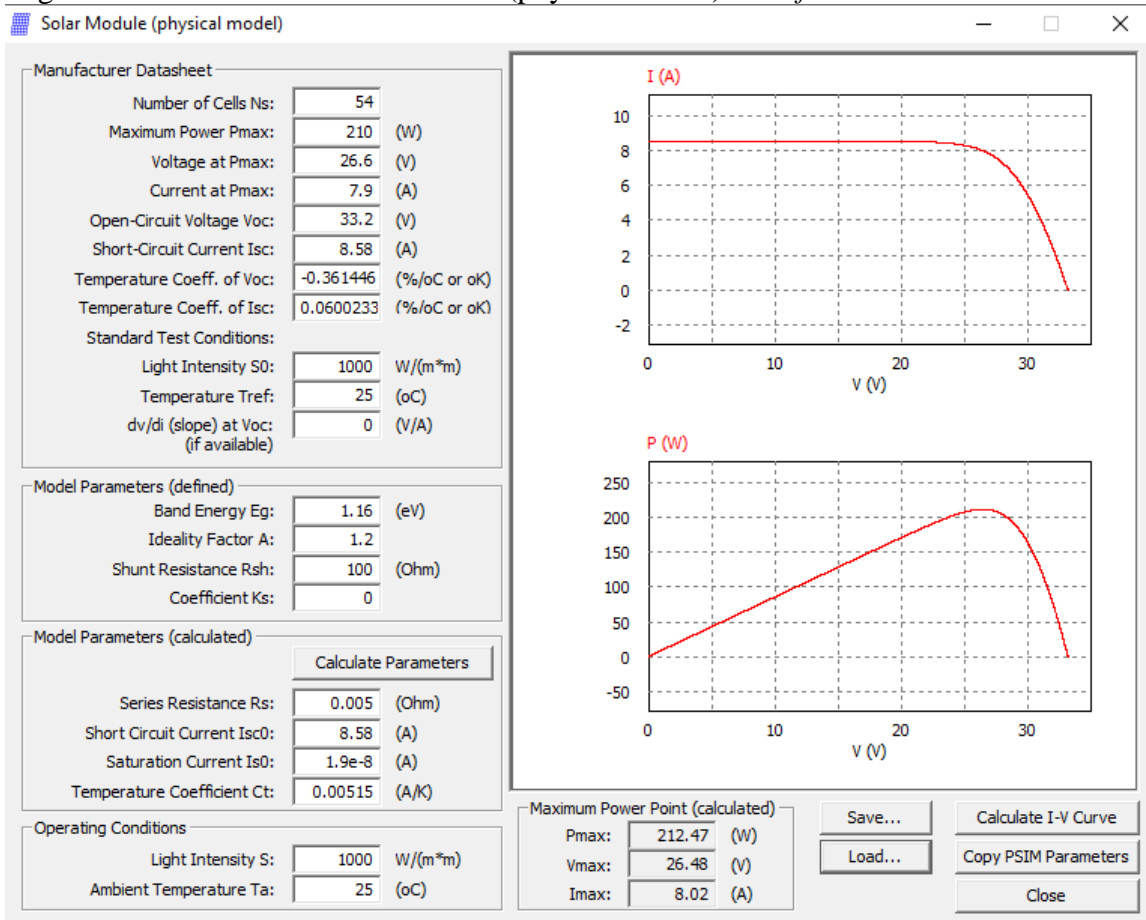
Figura 3.5 - Esquemático do circuito elétrico do modelo FV dinâmico aproximado.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Para verificar se o modelo aproximado corresponde ao modelo típico do módulo fotovoltaico, foi simulado um circuito utilizando um bloco denominado "*Solar Module*" do *software* PSIM. Neste bloco, as características elétricas do módulo FV utilizado são inseridas, para que o *software* parametrize e simule as curvas I-V do módulo real. A Figura 3.6 mostra o bloco com parâmetros e prévias das curvas I-V e P-V geradas pelo programa. As informações da folha de dados do módulo FV, dispostas na Tabela 3.1, são adicionados neste componente.

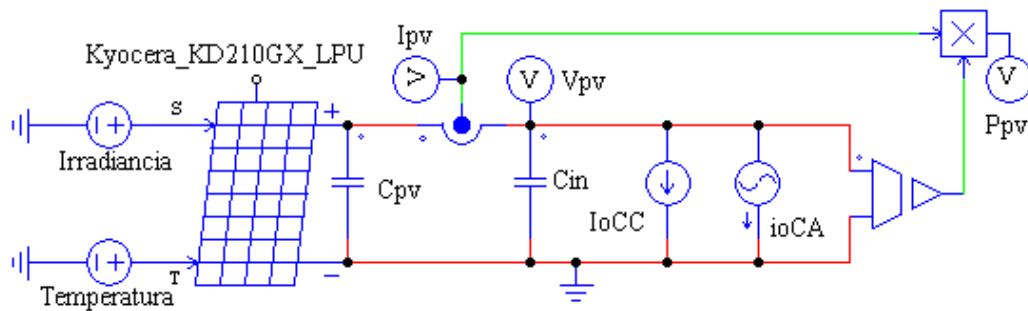
Figura 3.6 - Ferramenta Solar Module (physical model) do *software* PSIM.



Fonte: Elaborado pelo autor.

A Figura 3.7 mostra o circuito do modelo FV típico simulado. Os parâmetros utilizados na simulação estão expostos na Tabela 3.2.

Figura 3.7 - Esquemático do circuito do modelo elétrico FV típico.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 3.2 - Parâmetros de simulação para os modelos típico e aproximados.

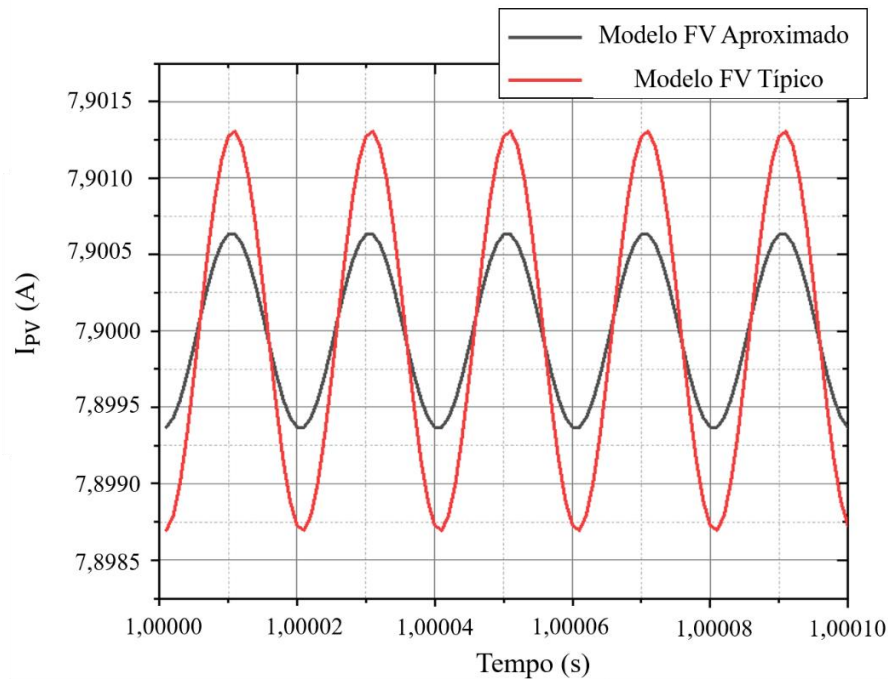
Parâmetros	Valor
Tensão de Circuito Aberto (V_{OC})	33,20 V
Corrente de Curto-Circuito (I_{SC})	8,58 A
Capacitância Intrínseca (C_{pv})	13 nF
Capacitância de Filtro (C_{in})	500 μ F
Resistência Série Simplificada (R_{ss})	0,86 Ω
Resistência Paralela Simplificada (R_{ps})	38,70 Ω

Fonte: Elaborado pelo autor.

O componente “*Solar Module*” não inclui a capacitância intrínseca do módulo FV em suas configurações. Para o módulo fotovoltaico utilizado, a resistência série é baixa. Dessa forma, como é visto na Figura 3.7, o capacitor C_{pv} pode ser alocado na saída do módulo, sem que tenha um erro muito expressivo na comparação entre as correntes dos dois modelos.

Como mencionado anteriormente, este estudo trata do módulo em operação próximo ao ponto de máxima potência, em que a corrente da fonte I_{oCC} deve ter um valor igual ao da corrente do MPP. Já para a fonte de corrente alternada (i_{oCA}) foi adotado um percentual de 30 % de I_{MP} e uma frequência de 50 kHz, logo $n\%$ será igual a 30 %. A capacitância de filtro utilizada para a simulação deste caso comparativo foi de 500 μ F. A Figura 3.8 mostra os resultados da simulação em que há a comparação entre a ondulação da corrente de saída do módulo FV para os modelos aproximado proposto e típico.

Figura 3.8 - Comparação entre as correntes de saída do módulo FV (i_{pv}) para os modelos aproximado proposto e típico com C_{in} igual a $500 \mu F$.

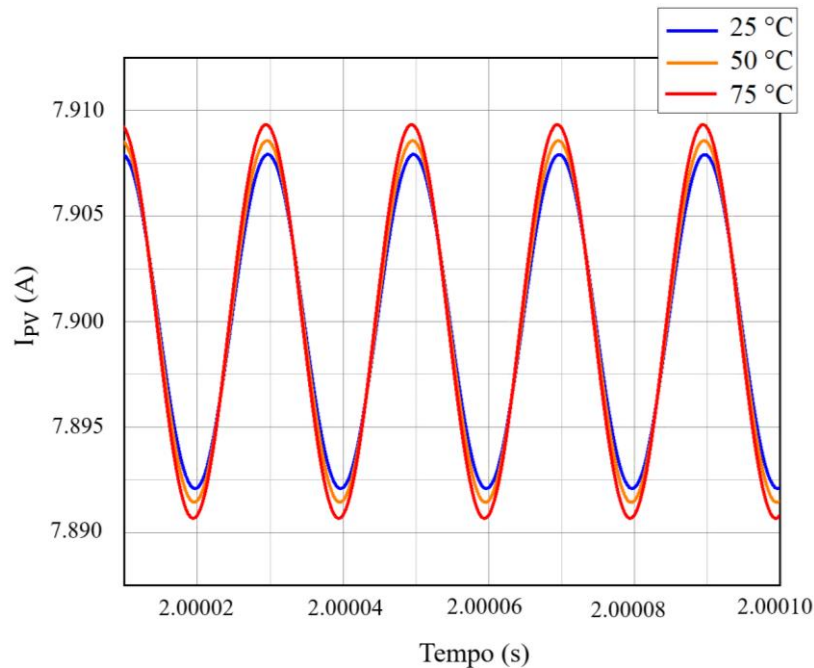


Fonte: Elaborado pelo autor.

Considerando as curvas expostas na Figura 3.8, é possível ver a aproximação satisfatória entre os dois modelos. O erro seria menor se fosse possível simular com a capacitância C_{pv} na mesma posição do circuito nos dois casos. Contudo, é perceptível a ótima aproximação feita pelo modelo proposto ao modelo típico, validando por simulação o modelo apresentado.

Como foi explanado anteriormente, a variação da temperatura do módulo altera os valores dos parâmetros V_{OC} e I_{SC} , que por sua vez alteram os valores das resistências R_{ss} e R_{ps} . Esta variação afeta a ondulação na saída do módulo FV. Como por exemplo, ao ter um aumento na temperatura do módulo sua tensão de circuito aberto é reduzida, que por sua vez, reduz o valor das resistências do modelo, resultando em um aumento da ondulação em i_{pv} . Para que seja possível visualizar o efeito do aumento da temperatura na ondulação de corrente, faz-se necessário uma simulação do modelo proposto da Figura 3.5 para diferentes temperaturas. Na Figura 3.9 é mostrada a ondulação da saída do módulo para as temperaturas de $25 \text{ }^\circ\text{C}$, $50 \text{ }^\circ\text{C}$ e $75 \text{ }^\circ\text{C}$, obtida através dos dados da Tabela 3.1 e Tabela 3.2 com as alterações dos parâmetros de acordo com (3.17) e (3.18).

Figura 3.9 - Ondulações na corrente de saída do módulo FV (i_{pv}) para diferentes temperaturas.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Como foi aprofundado anteriormente, a resistência série simplificada (R_{ss}) reduz com o aumento da temperatura, então a ondulação vista na saída do módulo aumenta. Contudo, aplicando (3.31) é possível calcular o valor de C_{in} necessário para uma ondulação pré-estabelecida na corrente de saída do módulo FV.

3.2.2. Simulação do modelo FV proposto para o pior caso de temperatura de operação

O modelo matemático desenvolvido nas seções anteriores ajuda a calcular a capacitância de filtro necessária para reduzir as ondulações na saída do módulo FV. Como exemplo, será utilizado um conversor CC/CC de alto ganho para aplicações fotovoltaicas proposto por Pontes (2019), no qual a corrente de entrada requerida pelo conversor é contínua, mas com ondulações. O autor propôs o uso de capacitores de filtro na saída do módulo FV, utilizando um cálculo com base na variação da tensão e na carga vista pelo capacitor, resultando em uma capacitância da ordem de 800 μF . Pode-se utilizar o modelo matemático proposto em conjunto com alguns dos parâmetros utilizados por Pontes (2019), para que o valor da capacitância de filtro seja recalculado e comparado com outros valores. Para este exemplo, foi utilizado o circuito da Figura 3.5 para a simulação, no qual há uma componente contínua (I_{oCC}) de valor igual ao de I_{MP} e um percentual da amplitude de ondulação, $n\%$, igual a 30% de I_{MP} (resultando em 2,37 A, para o módulo FV em estudo), e uma frequência de comutação de 50

kHz. Uma taxa de ondulação da corrente de saída do módulo em relação a componente contínua de i_o ($\Delta I_{CC\%}$) de 1% pode ser usada como base para esta simulação. Neste caso, através de (3.31), é possível calcular o valor de C_{in} necessário para absorver a maior parte desta ondulação.

Baseado no estudo com a variação da temperatura, a capacitância pode ser calculada para o pior caso de operação. Conforme explanado no Capítulo 2, o Etileno Acetato de Vinila (*Ethylene-Vinyl Acetate*) conhecido como EVA, é um copolímero utilizado no processo de encapsulação do módulo FV, em que é um dos componentes do módulo que mais se desgastam com a temperatura. A degradação acelerada do EVA inicia quando o módulo FV excede a temperatura de 85 °C (AGROUI *et al.*, 2006). Dessa forma, o módulo deve sempre operar abaixo desta temperatura, afim de evitar a degradação acelerada do sistema. Com isso, a capacitância de filtro deve ser calculada para a maior temperatura que o módulo possa operar no local em que ele esteja instalado. Em regiões de clima quente, a temperatura máxima do módulo pode ser estimada através de (2.17) e (2.18), onde pode ser utilizada a temperatura média máxima da região ou cidade, e os maiores valores de irradiância da média histórica. Estas informações podem ser coletadas em bancos de dados meteorológicos. Um valor de C_{in} específico pode ser obtido para o módulo utilizado e para o ambiente em que ele está instalado, a partir da temperatura máxima do módulo calculada e com os parâmetros V_{OC} , I_{SC} . Para o caso desta simulação, os parâmetros descritos acima foram aplicados na simulação, em que se considera uma irradiância constante de 1000 W/m² e para a temperatura do módulo em 85 °C, que marca o ponto de início da degradação acelerada do encapsulado.

De acordo com as informações anteriores, dada a temperatura de 85 °C e aplicando os parâmetros do módulo FV da Tabela 3.1 em (3.7) e (3.10) para o cálculo de $V_{OC}(T)$ e $I_{SC}(T)$ onde é mostrado em (3.34) e (3.35).

$$V_{oc}(85) = V_{oc_STC} + \alpha_v(85 - T_{STC}) = 33,2 - 0,12(85 - 25) = 26 \text{ V} \quad (3.34)$$

$$I_{sc}(85) = I_{sc_STC} \left[1 + \frac{\alpha_i}{100}(T - T_{STC}) \right] = 8,58 \left[1 + \frac{0,00515}{100}(85 - 25) \right] = 8,61 \text{ A} \quad (3.35)$$

Em seguida, as Equações (3.17) e (3.18) foram utilizadas para determinar os valores de $R_{ss}(85)$ e $R_{ps}(85)$, como é mostrado em (3.36) e (3.37).

$$R_{ss}(85) \approx \frac{2}{9} \cdot \frac{V_{OC}(85)}{I_{SC}(85)} \approx \frac{2}{9} \cdot \frac{26}{8,61} \approx 0,67 \text{ } \Omega \quad (3.36)$$

$$R_{ps}(85) \approx 10 \cdot \frac{V_{oc}(85)}{I_{sc}(85)} \approx 10 \cdot \frac{26}{8,61} \approx 30,2 \Omega \quad (3.37)$$

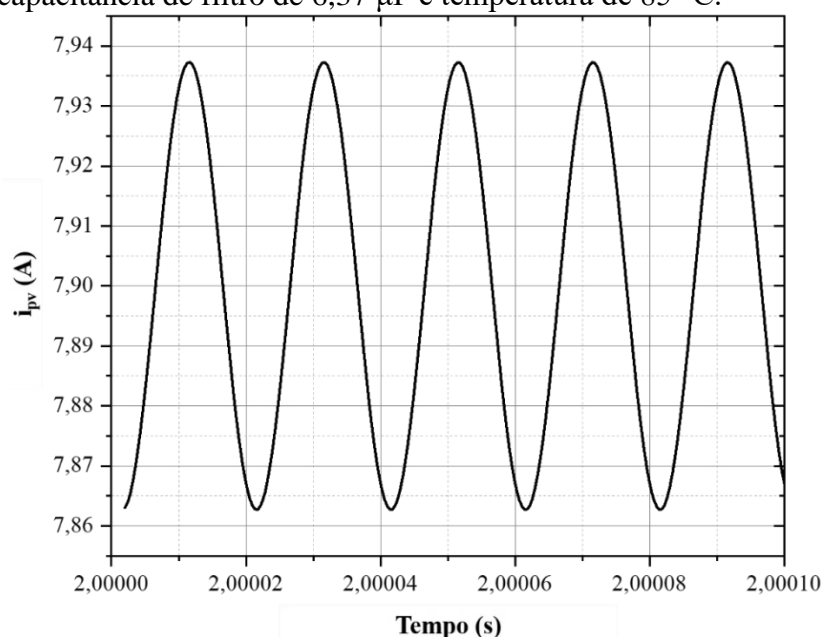
Posteriormente, com os resultados das equações anteriores e com o valor adotado de $\Delta I_{CC}\%$ de 1%, C_{in} pode ser calculado por (3.31), resultando em 6,37 μF . Com esta capacitância, a ondulação da corrente de saída do módulo deve ficar dentro da margem de $\Delta I_{CC}\%$ requerida. A Tabela 3.3 mostra os valores estimados e calculados para a simulação. A corrente i_{pv} , para as considerações anteriores, é observada na Figura 3.10.

Tabela 3.3 - Parâmetros calculados e estimados para simulação com temperatura em 85 °C.

Parâmetros	Valor
Tensão de Circuito Aberto para 85 °C ($V_{oc}(85)$)	26 V
Corrente de Curto-Circuito para 85 °C ($I_{sc}(85)$)	8,61 A
Amplitude de i_{oCA}	2,37 A
$\Delta I_{CC}\%$ definido	1%
Capacitância Intrínseca Estimada (C_{pv})	13 nF
Capacitância de Filtro Calculada (C_{in})	6,37 μF
Resistência Série Simplificada para 85 °C ($R_{ss}(85)$)	0,67 Ω
Resistência Paralela Simplificada para 85 °C ($R_{ps}(85)$)	30,21 Ω

Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 3.10 - Ondulação da corrente de saída do módulo para uma capacitância de filtro de 6,37 μF e temperatura de 85 °C.



Fonte: Elaborado pelo autor.

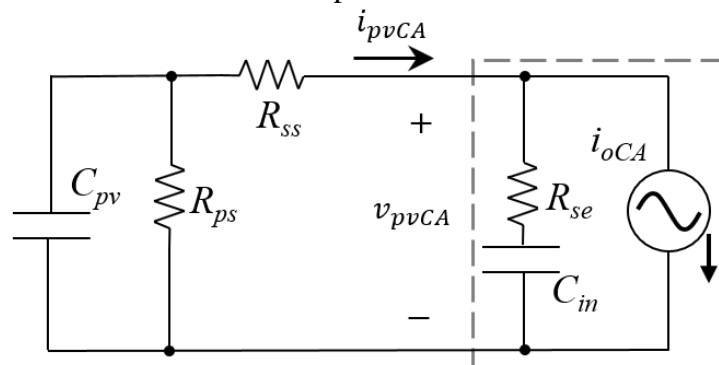
Na Figura 3.10 é possível ver que a amplitude da onda é de cerca de 0,037 A. Portanto, resultando em $\Delta I_{CC\%}$ igual a 0,94 %. Este resultado valida a análise matemática do modelo proposto. Assim, é visto que o conjunto das capacitâncias intrínseca e de filtro ajudam a reduzir a ondulação de corrente na saída do módulo fotovoltaico.

Com base nas análises, pode-se verificar que as amplitudes das ondulações da corrente de saída do módulo FV são pequenas. Como o módulo FV tem corrente pulsada sendo drenada na saída, seu comportamento dinâmico em conjunto com o capacitor C_{in} limitam a ondulação na saída do módulo. De certa forma, a capacitância de filtro tem dupla função e beneficia o módulo fotovoltaico e o conversor a ele conectado.

3.2.3. Análise e simulação do modelo FV proposto com resistência série equivalente do capacitor de filtro

Com os diversos tipos de tecnologias de capacitores no mercado, cada um tem suas características que devem ser avaliadas, principalmente no quesito de resistência série equivalente (R_{se}), já que é um fator que pode influenciar muito na ondulação de corrente. Dessa forma, o modelo proposto deve ser analisado para casos em que a capacitância de filtro utilizada tenha valores de resistência série equivalente expressivos. Como por exemplo, o uso de capacitores eletrolíticos, já que estes, devido a sua forma construtiva, têm valores de resistência série consideráveis e que podem impactar na ondulação e no real objetivo do capacitor de filtro. Visto que em alguns casos, dependendo do valor da capacitância, da corrente suportada e da disponibilidade, o capacitor eletrolítico venha a ser uma opção para o uso. Na Figura 3.11 é mostrado como o circuito do modelo proposto apresentado na Figura 3.3(b) com a resistência série equivalente do capacitor.

Figura 3.11 - Circuito do modelo FV proposto para análise c.a. com resistência série do capacitor de filtro.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Assim como feito com o circuito da Figura 3.3, a análise do circuito pode ser simplificada ao utilizar impedâncias. Onde, a impedância do módulo FV é representada por Z_{pv} em (3.21), enquanto a impedância Z_{Cin} assumirá a expressão vista em (3.38) onde são somadas as impedâncias da resistência série R_{se} e da capacitância C_{in} , onde ω é a frequência angular da oscilação.

$$Z_{Cin} = R_{se} - \frac{j}{\omega C_{in}} \quad (3.38)$$

As equações (3.21) e (3.38) podem ser substituídas em (3.23), onde é possível encontrar uma nova relação entre as componentes alternadas das correntes do módulo e da carga, i_{pvCA} e i_{oCA} , respectivamente. Dessa forma, uma nova expressão para (3.25) é formada em (3.39). Onde pode ser observada o impacto da resistência R_{se} na expressão.

$$\frac{|i_{pvCA}|}{|i_{oCA}|} = \sqrt{\frac{1 + (C_{in}R_{se}\omega)^2}{1 + (C_{in}\omega^2)^2 \left[(C_{pv}R_p)^2 (R_{ss} + R_{se})^2 + \frac{(R_{ps} + R_{ss} + R_{se})^2}{\omega^2} \right]}} \quad (3.39)$$

Como a amplitude de i_{oCA} pode ser adotada como um percentual do valor de I_{MP} , então (3.39) pode ser reescrita como (3.40), onde $n\%$ é o percentual adotado de I_{oCC} que a amplitude i_{oCA} corresponde. Esta relação, apresentada em (3.40), é o percentual de ondulação em relação ao valor de I_{MP} , chamado anteriormente de $\Delta I_{CC\%}$.

$$\Delta I_{CC\%} = 2 \cdot n\% \sqrt{\frac{1 + (C_{in}R_{se}\omega)^2}{1 + (C_{in}\omega^2)^2 \left[(C_{pv}R_p)^2 (R_{ss} + R_{se})^2 + \frac{(R_{ps} + R_{ss} + R_{se})^2}{\omega^2} \right]}} \quad (3.40)$$

A Equação (3.26), apresentada anteriormente, pode ser recalculada utilizando o novo valor da relação entre as amplitudes das ondulações de corrente apresentada em (3.39). Enquanto isso, através da manipulação de (3.26) e (3.39), uma nova expressão é definida para o cálculo da capacitância de filtro com relação ao valor de R_{se} , como é exibido em (3.41).

$$C_{in} = \frac{1}{\omega} \sqrt{\frac{1 - \left(\frac{\Delta I_{CC\%}}{2n\%}\right)^2}{\left(\frac{\Delta I_{CC\%}\omega}{2n\%}\right)^2 \left[(C_{pv}R_p)^2 (R_{ss} + R_{se})^2 + \frac{(R_{ps} + R_{ss} + R_{se})^2}{\omega^2} \right] - R_{se}^2}} \quad (3.41)$$

Através das equações anteriores, é possível estimar o impacto da resistência série equivalente de capacitores de filtro na ondulação de módulos FV. Deste modo, a simulação feita através do *software* PSIM retratada na Figura 3.5, pode ser adaptada inserindo um resistor em série com o capacitor C_{in} . Como a resistência série equivalente do capacitor depende do tipo de capacitor e de suas especificações, um valor estimado de R_{se} pode ser utilizado para o cálculo da uma capacitância de filtro hipotética e assim uma simulação ser realizada.

Para a simulação, o valor de 1000 m Ω foi escolhido para representar uma resistência série equivalente de um capacitor. As condições são consideradas em STC. Logo, os parâmetros de V_{OC} e I_{SC} são iguais aos da folha de dados do módulo utilizado. A Tabela 3.4 mostra os valores adotados para os componentes do circuito simulado, onde foi considerado o valor estimado de R_{se} . Os valores das resistências simplificadas do modelo proposto foram utilizados de acordo com (3.17) e (3.18), e com os valores dos parâmetros V_{OC} e I_{SC} dispostos na Tabela 3.1. Enquanto isso, a capacitância C_{in} foi calculada através de (3.41), resultando em 3,5 μ F. O valor adotado da componente contínua da carga (I_{oCC}) foi o mesmo da corrente de máxima potência (I_{MP}) do módulo FV utilizado. A amplitude da componente alternada da corrente na carga foi adotada como sendo 30% ($n\%$) do valor de I_{MP} .

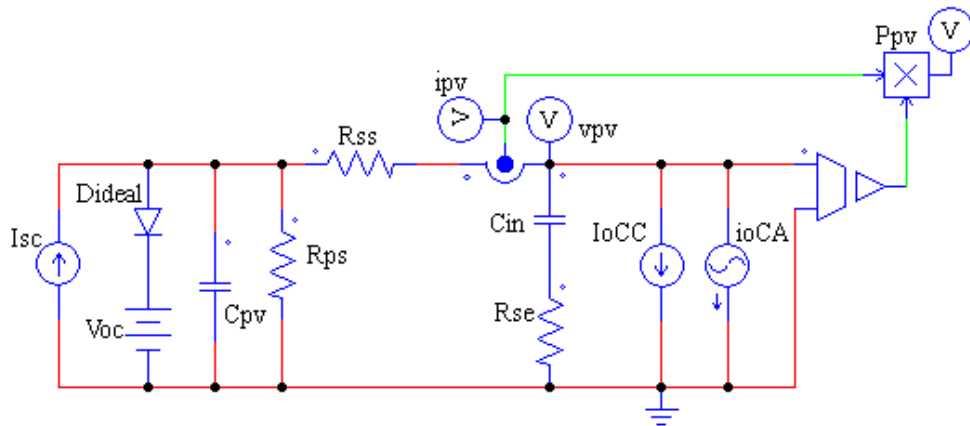
Tabela 3.4 - Parâmetros de simulação para o modelo aproximado proposto com R_{se} .

Parâmetros	Valor
Tensão de Circuito Aberto (V_{OC})	33,20 V
Corrente de Curto-Circuito (I_{SC})	8,58 A
Corrente de Máxima Potência (I_{MP})	7,90 A
Capacitância Intrínseca (C_{pv})	13 nF
Capacitância de Filtro calculada (C_{in})	3,5 μ F
Resistência Série Equivalente do Capacitor (R_{se})	1000 m Ω
Resistência Série Simplificada (R_{ss})	0,86 Ω
Resistência Paralela Simplificada (R_{ps})	38,70 Ω
Ondulação de corrente estimada ($\Delta I_{CC\%}$)	0,02 (2%)
Corrente c.c. da carga (I_{oCC})	7,90 A
Amplitude da componente alternada da corrente na carga (i_{oCA})	2,37 A
Frequência	50 kHz

Fonte: Elaborado pelo autor.

Na Figura 3.12 está exibido o esquemático do circuito utilizado na simulação, onde já estão os valores dos parâmetros escolhidos e calculados conforme estão dispostos na Tabela 3.4.

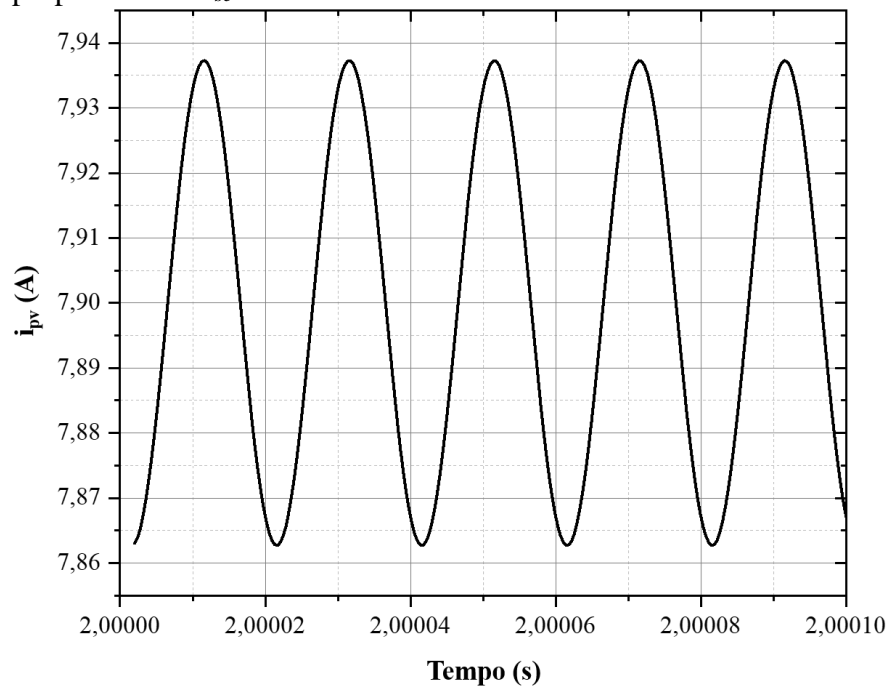
Figura 3.12 - Esquemático do circuito elétrico do modelo FV dinâmico proposto com R_{se} .



Fonte: Elaborado pelo autor.

A corrente na saída do módulo fotovoltaico é mostrada na Figura 3.13, onde é possível ver a ondulação de i_{pv} .

Figura 3.13 - Corrente de saída do módulo FV (i_{pv}) para o modelo proposto com R_{se} .



Fonte: Elaborado pelo autor.

Na Tabela 3.5 é apresentada a comparação entre as taxas de ondulação calculadas e simuladas de i_{pv} em relação a i_{oCA} e em relação a I_{oCC} , que são chamadas de $\Delta I_{CA}\%$ e $\Delta I_{CC}\%$, respectivamente.

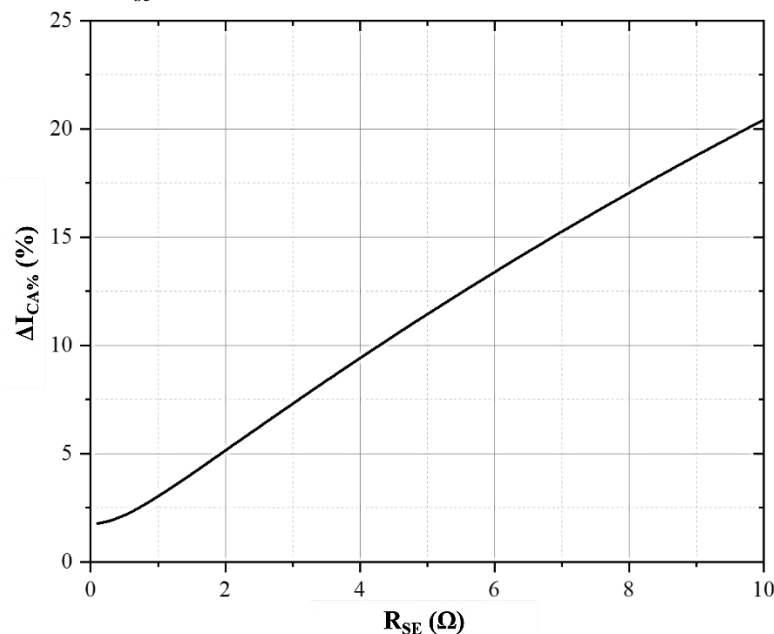
Tabela 3.5 - Comparação entre valores calculados e simulados para o circuito do modelo FV proposto com R_{se} .

Parâmetros	Valor Calculado	Valor Simulado	Erro
$\Delta I_{CA}\%$	3,36%	3,21%	4,67%
$\Delta I_{CC}\%$	2,02%	1,94%	4,12%

Fonte: Elaborado pelo autor.

O erro entre os valores calculados e simulados foram de 4,67% para $\Delta I_{CA}\%$, e de 4,12 % para $\Delta I_{CC}\%$. A resistência série equivalente do capacitor de filtro utilizado terá relação direta com a ondulação remanescente na saída do módulo FV. O valor desta resistência série equivalente do capacitor tem um efeito negativo à ondulação de corrente na saída do módulo FV. Isto pode ser melhor visualizado através da Figura 3.14, onde é exposto um gráfico com a relação entre $\Delta I_{CA}\%$ e o valor de R_{se} , obtida através da relação vista em (3.39).

Figura 3.14 - Relação entre a taxa de ondulação $\Delta I_{CA}\%$ com o valor de R_{se} .



Fonte: Elaborado pelo autor.

A ondulação tende a aumentar dependendo do valor de R_{SE} do capacitor utilizado, principalmente em situações em que a resistência série do capacitor é maior que a resistência série do módulo FV. Isto pode ser ocasionado pelo uso de capacitores eletrolíticos, que por

conta de sua forma construtiva, estes tendem a ter um maior de R_{SE} . Vale salientar que, por conta de uma resistência série equivalente mais elevada, o uso de capacitores eletrolíticos pode resultar em uma maior dificuldade de mitigar a ondulação. Outro ponto que deve ser considerado é a redução da vida útil destes capacitores ao serem submetidos a altas temperaturas. Assim, com a difusão da tecnologia MLPE e com o aumento de instalações de sistemas FV RIPV, a temperatura tende a ser muito alta, dado que os componentes eletrônicos ficam instalados, normalmente, entre a parte traseira do módulo e o telhado. Isto toma ainda maior importância ao perceber o uso destas combinações de tecnologias em locais de clima quente, como é o caso do Estado do Ceará.

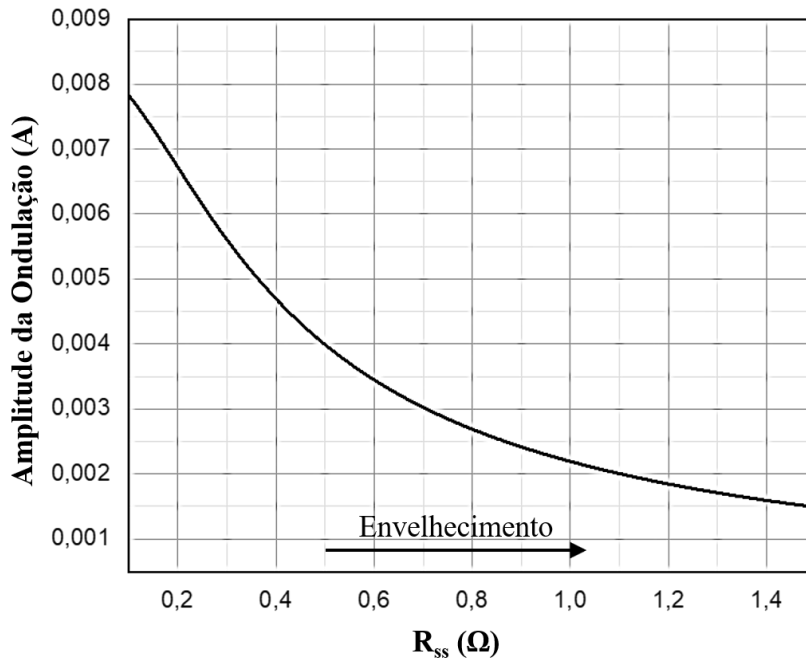
Dessa maneira, capacitores cerâmicos multicamadas (MLCC) podem ser exemplos de ótimos substitutos para os eletrolíticos, como por exemplo o capacitor cerâmico multicamadas da fabricante AVX Corporation, modelo ST12 TurboCap 100 μF 50 V, onde seu valor de R_{SE} permanece em torno de 0,0015 Ω em uma frequência de 50 kHz. Dessa forma, com a possibilidade de utilizar tecnologias de capacitores com a resistência série equivalente baixa, é aceitável utilizar o equacionamento mais simples sem a adoção da resistência série do capacitor.

3.3 Efeito do envelhecimento do módulo na ondulação

Com o tempo de uso dos módulos fotovoltaicos, eles envelhecem e sofrem degradação de acordo com as condições ambientais em que estão expostos. A umidade, altos níveis de irradiação e temperatura elevada são os fatores que aceleram a degradação irreversível do módulo FV. A degradação acelerada ocorre por diversas causas, sendo a corrosão, delaminação, descoloração e fissuras as mais comuns. Além do risco de choque elétrico na superfície do módulo, as fissuras acarretam aos outros problemas anteriormente mencionados, uma vez que a umidade pode penetrar na estrutura do módulo com maior facilidade. A umidade ocasiona principalmente a corrosão dos contatos metálicos e a delaminação da célula fotovoltaica. Em regiões de clima quente e úmido o problema é ampliado (NDIAYE *et al.*, 2013). Com o envelhecimento e a degradação, as características elétricas das células FV sofrem alterações, o que pode resultar em um aumento da resistência série característica do modelo elétrico da célula fotovoltaica. Esse aumento na resistência série pode levar a uma redução na produção de energia (DYK; CHAMEL; GXASHEKA, 2005). Como mencionado anteriormente, a ondulação de corrente no módulo FV depende não apenas da capacitância intrínseca e do capacitor de filtro, mas também das características elétricas do módulo, como a

resistência série. Assim, através da Figura 3.15 é possível ver variação da ondulação de corrente na saída do módulo fotovoltaico com o aumento da resistência série intrínseca à célula.

Figura 3.15 – Variação da ondulação de corrente em i_{pv} pela resistência série simplificada R_{ss} .



Fonte: Elaborado pelo autor.

Analisando a Figura 3.15, a ondulação de corrente reduz com o aumento da resistência série simplificada, enquanto a resistência série simplificada aumenta com o envelhecimento do módulo. Logo, com o envelhecimento do módulo FV a ondulação vista na corrente de saída do módulo FV diminui. O que não exclui outras consequências do envelhecimento, como a perda de produção de energia. Contudo, percebe-se que o cálculo da capacitância de filtro (C_{in}) apresentada nas seções anteriores é usual para toda a vida útil do sistema. Isto dá uma maior segurança ao sistema, pois C_{in} é calculado para parâmetros de módulos novos e para a maior temperatura possível do local em que está instalado. E então, com o passar do tempo, o aumento desta resistência série pode reduzir ainda mais o impacto da ondulação de corrente.

3.4 Considerações Finais

Neste capítulo foi apresentado o modelo FV dinâmico aproximado proposto. A análise matemática do modelo foi desenvolvida, onde foi dado ênfase no circuito apenas com a componente alternada, já que a partir dela, a mensuração das ondulações de corrente no circuito foi feita mais facilmente. Uma comparação entre o modelo proposto e o modelo típico

fotovoltaico foi feita por simulação. O módulo FV sofre degradação acelerada do encapsulante EVA a partir de 85 °C. Dessa forma, uma simulação do modelo proposto para diferentes temperaturas foi feita, onde pôde ser analisada a relação entre temperatura e ondulação de corrente na saída do módulo FV. E a partir disto, a capacitância de filtro foi determinada para o pior caso de operação, no qual o módulo esteja na iminência da temperatura de rápida degradação.

Em decorrência da possibilidade de utilizar tecnologias de capacitores de filtro com resistência série equivalentes de valores altos, um modelo proposto considerando a resistência série do capacitor foi desenvolvido, equacionado e validado por simulação. A simulação feita considerando R_{SE} foi tomada de base para elaboração de um protótipo em laboratório. A partir de todo o equacionamento feito, foi observada a relação entre o envelhecimento do módulo e sua repercussão na ondulação da corrente elétrica no módulo.

4 RESULTADOS EXPERIMENTAIS

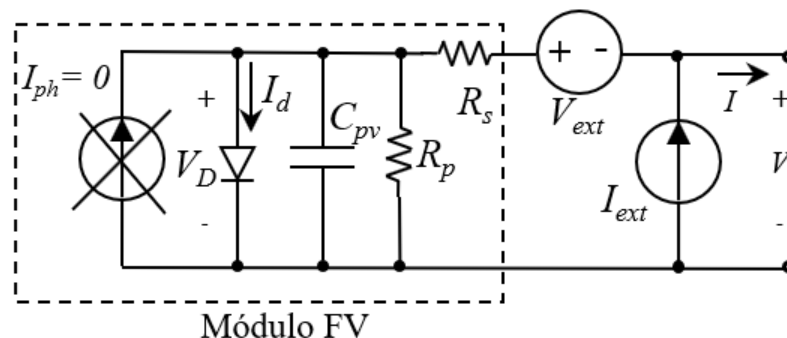
Para verificar o comportamento do módulo fotovoltaico em situações que a corrente requerida pela carga tem ondulações em alta frequência, e para verificar a metodologia proposta, um protótipo foi elaborado em laboratório com base na simulação feita na seção 3.2.3.

4.1. Emulação do módulo

As características elétricas e o comportamento de módulos FV dependem fortemente das condições do ambiente em que estão instalados. Principalmente, quando se busca observar o módulo FV operando em seu ponto de máxima potência, a obtenção destas condições ambientais adequadas de temperatura e irradiância é bastante difícil, visto que está sujeito a variações na temperatura, vento e sombreamentos momentâneos por nuvens. Como as condições de irradiância e temperatura do módulo utilizadas na criação da metodologia proposta e no decorrer da simulação foram de 1000 W/m^2 e $25 \text{ }^\circ\text{C}$, respectivamente, logo, os resultados experimentais devem ocorrer em circunstâncias similares.

Um método proposto por Qin, Kim e Pilawa-Podgurski (2013) torna possível a emulação de um módulo fotovoltaico sem que esteja exposto à luz solar. O que dá uma maior facilidade de obter condições específicas de corrente e tensão, sem depender das condições ambientais no momento. Suas características dinâmicas e operacionais são mantidas, uma vez que o método consiste em utilizar uma fonte de corrente externa conectada ao módulo. As fontes de alimentação de laboratórios podem ser utilizadas como a fonte de corrente do modelo proposto no estudo. A Figura 4.1 mostra o esquema do emulador do módulo FV.

Figura 4.1 - Esquema do emulador de módulo FV com fontes externas.



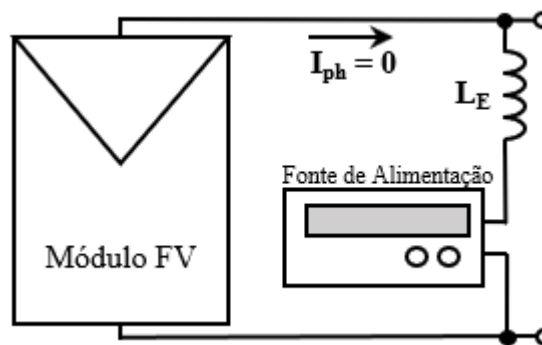
Fonte: Adaptado de (QIN; KIM; PILAWA-PODGURSKI, 2013).

Com a inversão do sentido da corrente pelo resistor série R_s , a tensão V_D sobre o diodo intrínseco tende a ser menor, quando comparada ao uso do módulo em condições

normais. Assim, quanto maior a resistência série do módulo FV, maior será essa diferença entre a tensão V_D no experimento e a real, então a fonte de tensão externa V_{ext} compensaria esta diferença. Entretanto, os módulos FV atuais têm valores baixos de resistência série, podendo ter valores em torno de $0,8 \Omega$ para o modelo Kyocera KD210GX-LPU. Dessa forma, o uso da fonte V_{ext} pode ser negligenciado.

As fontes de alimentação de laboratório podem ser utilizadas como I_{ext} . Porém, estas fontes têm características de fonte de tensão, o que faz com que elas sejam afetadas pelas ondulações de corrente. Então, para uma adaptação mais próxima ao real, é utilizado um indutor L_E em série com a fonte. Este indutor irá agregar uma dinâmica de funcionamento similar à realidade, pois concede a característica inerente de fonte de corrente dos módulos fotovoltaicos ao modelo. A Figura 4.2 mostra o esquemático resultante para o emulador.

Figura 4.2 - Esquema de emulação do módulo FV.



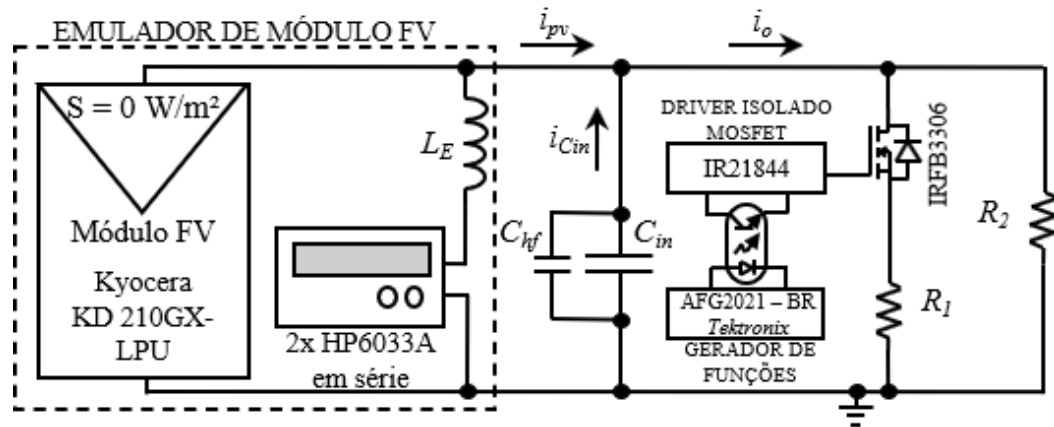
Fonte: Elaborado pelo autor.

4.2. Resultados Obtidos nos Testes em Laboratório

Para observar o comportamento do módulo FV e para validar a metodologia de cálculo da capacitância de filtro apresentada anteriormente, um simples protótipo em placa foi confeccionado para que este se assemelhe a um conversor que demanda uma corrente ondulada em alta frequência. Para isto, foram utilizados conjuntos de resistores em paralelo e um MOSFET para comutar as cargas, e assim gerar uma ondulação. Onde o módulo utilizado esteja operando próximo ao ponto de máxima potência. Como a metodologia proposta foi feita e simulada para correntes com ondulações em senoides, seria interessante e apropriado o uso de uma fonte senoidal para representar a ondulação da carga. Porém, somente uma fonte senoidal, limitada a frequência de 1 kHz, estava disponível. Por conta da limitação da frequência da fonte, o MOSFET IRFB3306 foi escolhido para gerar a ondulação. Seu acionamento foi feito por um driver isolado, composto pelo IR2184 da fabricante *Infineon Technologies* e gerador de funções

modelo AFG2021-BR da marca *Tektronix*. A Figura 4.3 mostra o esquemático completo do circuito feito em laboratório.

Figura 4.3 - Esquemático do circuito feito em laboratório.



Fonte: Elaborado pelo autor.

O módulo FV utilizado é fabricado pela Kyocera, modelo KD 210GX-LPU e tem suas características expostas na Tabela 3.1. Este módulo FV e o método de emulação foram utilizados neste estudo, pois já haviam sido utilizados no trabalho proposto e validado por Pontes (2019). Foram utilizadas duas fontes de alimentação em série do modelo HP 6033A para emular o módulo FV. Isso ocorreu porque cada fonte é limitada a uma tensão máxima de 20 V, o que não é suficiente para entregar os 26,6 V da tensão de máxima potência do módulo. O indutor L_E , utilizado para a emulação, tem indutância de 2 mH.

Como visto na Figura 4.3, a resistência R_1 em conjunto com a comutação do MOSFET cria a ondulação de corrente prevista. Para o experimento, foi proposta uma ondulação de 30% ($n\%$) de I_{MP} , resultando em uma corrente máxima pelo MOSFET de 2,37 A. Conseqüentemente, para a tensão V_{MP} , a resistência R_1 deveria ter valor aproximado de 11,50 Ω . Assim, foram utilizados sete resistores de alta potência em paralelo, cada um com 82 Ω , resultando em uma resistência equivalente de 11,71 Ω . A resistência R_2 foi calculada para que a corrente que passe por ela tenha valor próximo à I_{MP} . O quociente da divisão de V_{MP} e I_{MP} resulta em 3,37 Ω . Onde foram utilizados três resistores de alta potência em paralelo, cada um com resistência de 12 Ω , resultando em um valor equivalente de 4 Ω .

A simulação da seção 3.2.3 foi utilizada como referência para o cálculo do capacitor. O capacitor C_{in} foi calculado através de (3.41), onde foi obtido um valor de 3,5 μF . Teoricamente, para que o capacitor possa absorver totalmente a ondulação, a corrente de pico no capacitor deve ser igual à corrente máxima da ondulação. Portanto, é importante escolher um capacitor com especificações adequadas que possam suportar as medidas de corrente e

tensão requeridas. Nesse sentido, foram utilizados três capacitores em paralelo, sendo dois capacitores eletrolíticos de 220 μF e um capacitor de filme de 1 μF , responsável por absorver as componentes de alta frequência que os capacitores eletrolíticos não conseguem responder. A associação em paralelo resulta em uma capacitância equivalente de 441 μF . Como a diferença entre o valor calculado e utilizado é significativa, é necessário recalculá-la para que as comparações sejam efetivas, o que será realizado na seção posterior. A Tabela 4.1 exibe a lista de todos os componentes empregados na montagem do circuito testado.

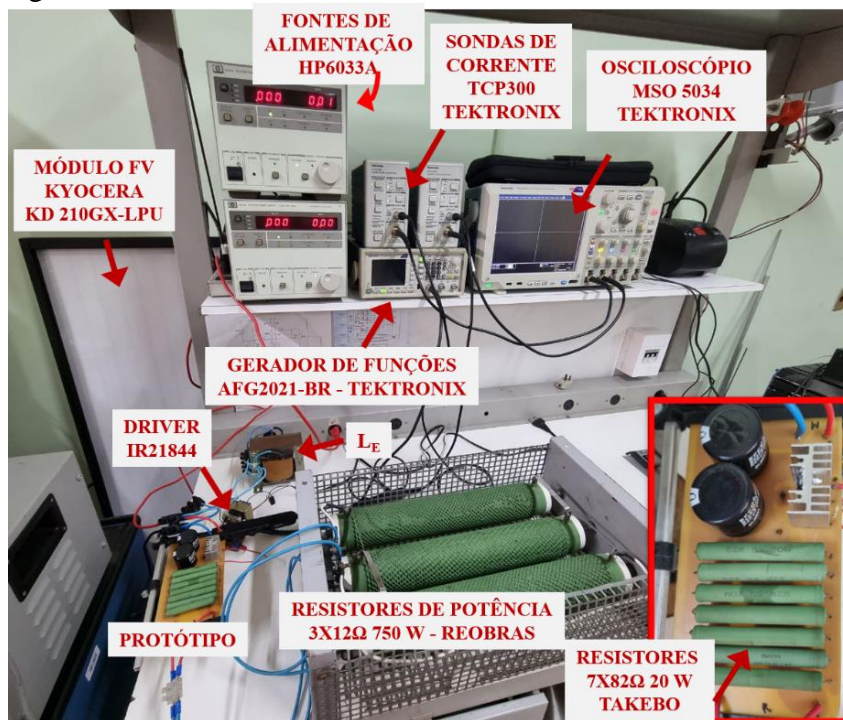
Tabela 4.1 - Lista de componentes utilizados para a montagem do circuito.

Referência	Valor	Modelo	Comentários
MOSFET	-	IRFB3306	1 MOSFET
C_{in}	2x220 μF	EPCOS B43840-F3227-M 220 μF 385 V	2 Capacitores eletrolíticos 385 V
C_{hf}	1 μF	MKP25 450V 1 μF 105P15JA	1 Capacitor de filme polipropileno 450 V
R_1	7x82 Ω	TAKEBO 82R AC20 20 W 5%	7 Resistores Fio 82 Ω
R_2	3x12 Ω	REOBRAS 3x12R 75 0W	3 Resistores de potência 12 Ω

Fonte: Elaborado pelo autor.

As fotos da bancada e do circuito montado em laboratório são exibidas na Figura 4.4.

Figura 4.4 - Bancada de ensaios.



Fonte: Elaborado pelo autor.

4.2.1. Cálculo da ondulação para componentes utilizados

Os parâmetros do modelo e o percentual de ondulação previsto devem ser calculados para os valores dos componentes utilizados no experimento, onde estão dispostos na Tabela 4.1. Considerando o uso de três capacitores em paralelo, dois eletrolíticos com capacitância de 220 μF e R_{SE} de 1507 $\text{m}\Omega$ cada, e um capacitor de filme polipropileno de 1 μF e R_{SE} aproximadamente nulo, resultando em um valor equivalente da capacitância de filtro de 441 μF , e 753,5 $\text{m}\Omega$ para o equivalente da resistência série de C_{in} . O valor de R_{SE} , de cada capacitor, foi retirado da folha de dados do componente, onde foram utilizados como referência os valores máximos da resistência em baixa frequência de 120 Hz.

Os valores dos parâmetros do modelo proposto devem ser recalculados para a condição ambiental do teste. Como o experimento foi realizado em laboratório, sob condições de irradiância e temperatura controladas, logo o cálculo de R_{ss} e R_{ps} tornam-se mais fáceis. A emulação do módulo FV proporciona um teste com irradiância, S , igual a 0 W/m^2 . Assim, utilizando os valores dos parâmetros do módulo FV dispostos na Tabela 3.1 e substituindo em (2.17) é obtido o valor do coeficiente de temperatura K_S em (4.1).

$$K_S = \frac{NOCT - 20}{800} = \frac{45 - 20}{800} = 0,03125 \frac{^{\circ}\text{Cm}^2}{\text{W}} \quad (4.1)$$

Como o experimento foi feito em laboratório, a temperatura ambiente pôde ser controlada para um valor próximo de 25 $^{\circ}\text{C}$. Então, substituindo (4.1) em (2.18) é obtida a temperatura aproximada do módulo FV, como é mostrado em (4.2).

$$T = T_{amb} + K_S \cdot S = 25 + 0,03125 \cdot 0 = 25 \text{ } ^{\circ}\text{C} \quad (4.2)$$

Como o módulo FV está totalmente sombreado, ou seja, com irradiância igual a 0 W/m^2 , então a temperatura do módulo torna-se igual a do ambiente. Dessa forma, ao substituir o valor da temperatura obtida em (4.2) e os parâmetros da Tabela 3.1, em (3.7) e em (3.10), resulta em (4.3) e (4.4).

$$V_{OC}(25) = V_{OC_STC} + \alpha_v(T - T_{STC}) = 33,2 - 0,12(25 - 25) = 33,2 \text{ V} \quad (4.3)$$

$$I_{SC}(25) = I_{SC_STC} \left[1 + \frac{\alpha_i}{100} (T - T_{STC}) \right] = 8,58 \left[1 + \frac{0,00515}{100} (0) \right] = 8,58 \text{ A} \quad (4.4)$$

Para estas condições de teste, a temperatura do módulo FV é igual a temperatura em STC, então os valores de V_{OC} e I_{SC} são iguais aos de V_{OC_STC} e I_{SC_STC} , respectivamente. Os

valores obtidos em (4.3) e em (4.4) são utilizados para calcular R_{ss} e R_{ps} através das Equações (3.17) e (3.18), resultando em (4.5) e (4.6).

$$R_{ss}(25) \approx \frac{2}{9} \cdot \frac{V_{oc}(25)}{I_{sc}(25)} = 0,86 \, \Omega \quad (4.5)$$

$$R_{ps}(25) \approx 10 \cdot \frac{V_{oc}(25)}{I_{sc}(25)} = 38,7 \, \Omega \quad (4.6)$$

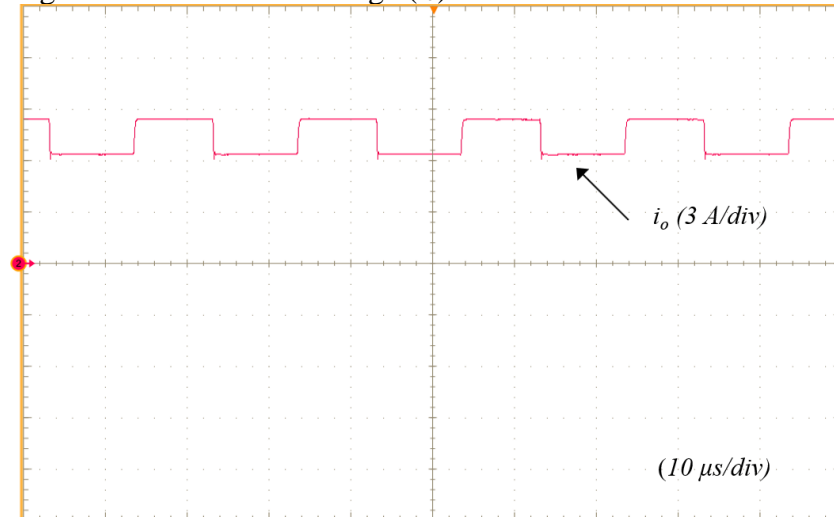
Assim, sabendo os valores das resistências série e paralela simplificadas, o valor da capacitância utilizada e o valor da resistência série equivalente de C_{in} , então a ondulação prevista pode ser calculada através de (3.41). Onde resulta em $\Delta I_{CC\%}$ de 1,14 %. O percentual obtido em uma simulação feita nos moldes da Figura 3.12, resulta em $\Delta I_{CC\%}$ em 1,11%.

Para uma melhor assertividade na comparação entre os valores calculados e experimentais, os capacitores utilizados no experimento tiveram suas capacitâncias medidas através de uma ponte LCR, modelo 4263B, da marca Agilent. Os dois capacitores eletrolíticos utilizados obtiveram capacitâncias de 179,41 μF e 176,34 μF , e seus valores de R_{SE} estiveram em torno de 500 m Ω cada. O capacitor de filme obteve capacitância 976,51 nF. Devido as configurações do equipamento, as medidas foram feitas em frequência de 20 kHz, que é a frequência mais próxima da utilizada no experimento que foi de 50 kHz. O equivalente paralelo (C_{inEq}) destas capacitâncias resulta em um valor de 356,73 μF e um valor de resistência série equivalente dos capacitores (R_{seEq}) de 250 m Ω .

Como houve alteração apenas nos valores de C_{in} e R_{SE} , então todo o cálculo de temperatura, V_{OC} , I_{SC} , R_{ss} e R_{ps} continuam os mesmos apresentados anteriormente. Dessa forma, com os valores reais equivalentes da capacitância de filtro e de sua resistência série equivalente, o percentual de ondulação $\Delta I_{CC\%}$ esperado foi de 0,38%, enquanto o simulado através do circuito Figura 3.12 resultou em 0,37%.

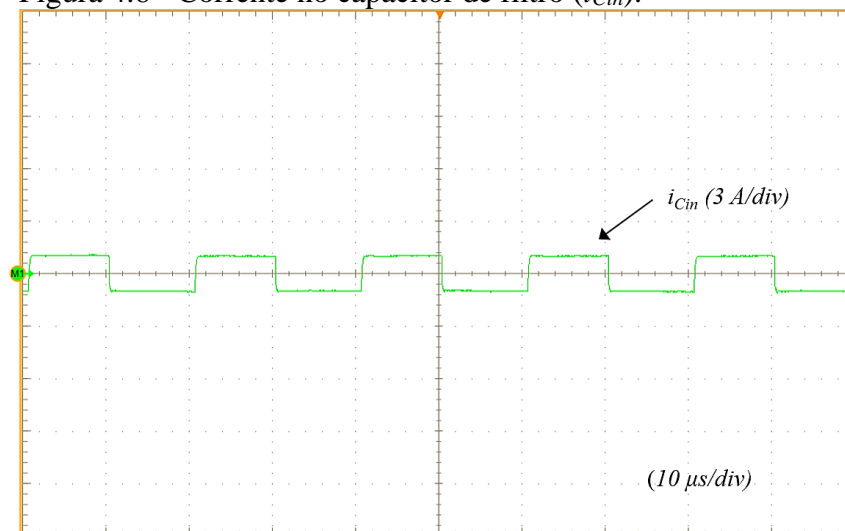
4.2.2. Resultados e Discussões

A aquisição das formas de onda de corrente foi feita através de um osciloscópio *Tektronix*, modelo MSO 5034 e sondas de corrente da série TCP300, também da fabricante *Tektronix*. A partir do Circuito montado da Figura 4.3, a corrente medida na carga (i_o) pode ser vista na Figura 4.5. Esta corrente é composta pela componente c.a., formada pelo ramo do MOSFET e pela resistência equivalente R_1 , e pela componente c.c. formada pelo ramo de resistência equivalente R_2 .

Figura 4.5 - Corrente na carga (i_o).

Fonte: Elaborado pelo autor.

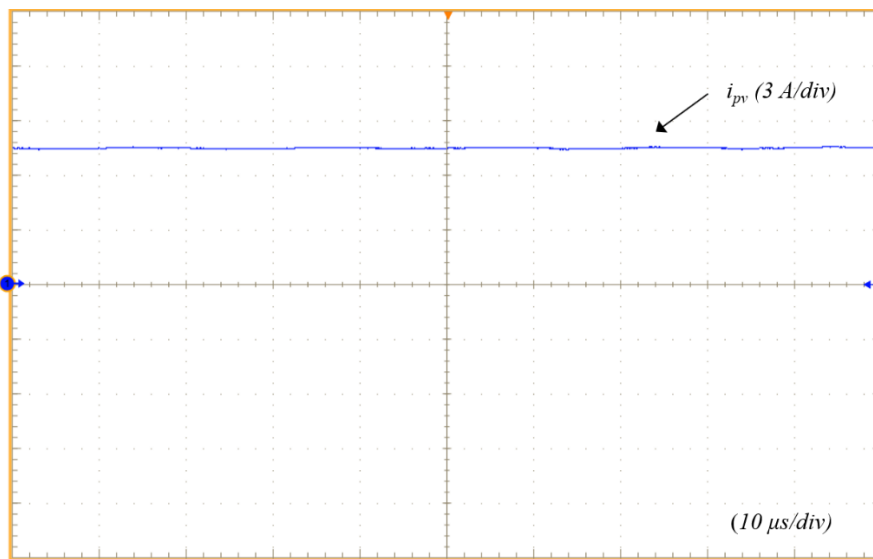
O valor médio de i_o medido foi de 7,33 A. A ondulação na corrente de carga teve valor aproximado de 27,8% e valor máximo de 8,39 A. Em que, ao analisar somente a componente CA é visto uma amplitude de aproximadamente 1,03 A. Na Figura 4.6 é exposta a forma de onda da corrente obtida através do capacitor de filtro C_{in} .

Figura 4.6 - Corrente no capacitor de filtro (i_{Cin}).

Fonte: Elaborado pelo autor.

A ondulação vista na corrente i_{Cin} tem amplitude de 1,02 A. Podendo ser visto que em termos gerais, os capacitores absorveram a maior parte da ondulação da corrente requerida pela carga, que foi vista através da Figura 4.5. Porém, esta ondulação deve ser vista com mais cautela, principalmente na corrente de saída do módulo FV, uma vez que em ondas quadradas contém componentes harmônicas de alta frequência. A corrente na saída do módulo FV emulado (i_{pv}) é mostrada na Figura 4.7.

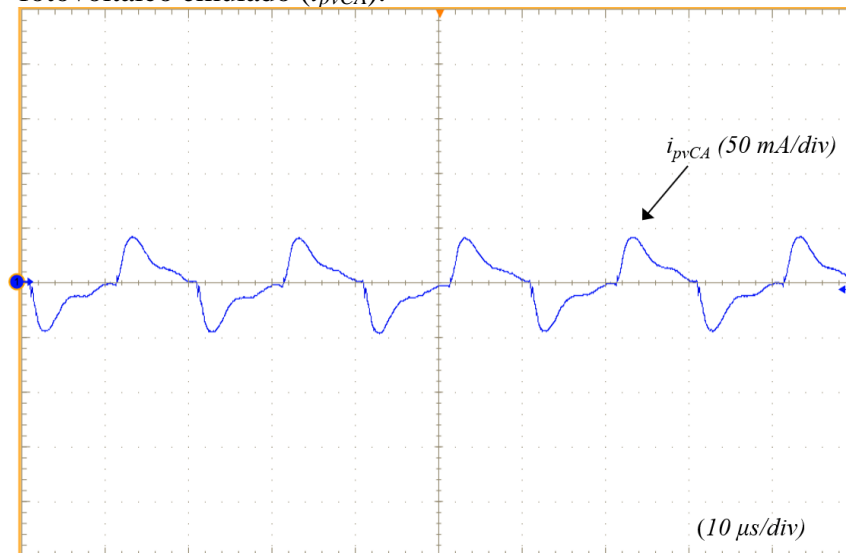
Figura 4.7 - Corrente na saída do módulo fotovoltaico (i_{pv}) emulado.



Fonte: Elaborado pelo autor.

O valor médio da corrente na saída do módulo FV obtido foi de 7,39 A. Contudo, a ondulação da corrente na saída do módulo é bem pequena em relação ao seu valor médio, e mesmo com uma ótima resolução do osciloscópio utilizado não é possível observar os detalhes com clareza. Por este motivo, a componente c.c. foi retirada para que o formato de onda seja visto, assim como é mostrado na Figura 4.8.

Figura 4.8 - Componente c.a. da corrente na saída do módulo fotovoltaico emulado (i_{pvCA}).



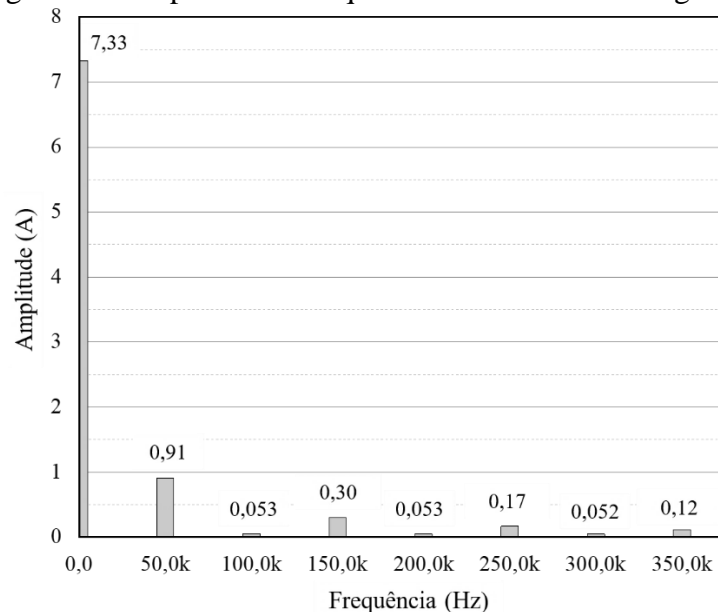
Fonte: Elaborado pelo autor.

A amplitude da corrente i_{pvCA} obtida foi de 39,1 mA, portanto na onda completa o valor da corrente de pico a pico é 78,2 mA. Assim, pode ser calculada a taxa de ondulação em

relação ao valor médio ($\Delta I_{CC\%}$), que resultaria em 1,06%. Porém, como foi explanado anteriormente, para a realização deste experimento foi utilizado um MOSFET com frequência de 50 kHz em que, através da carga resistiva, gera uma forma de onda quadrada. Visto que alguns conversores podem apresentar formas de onda não-senoidal. Onde este tipo de forma de onda é formada por harmônicas de alta frequência de ordens ímpares com amplitudes expressivas. Entretanto, a metodologia e proposta apresentada foi elaborada considerando a frequência fundamental em ondas senoidais. Além disso, como foram utilizados capacitores eletrolíticos para compor a capacitância de filtro, deve-se atentar à sua resposta para a alta frequência, uma vez que sua impedância varia com a frequência. O que se faz necessária a aplicação da Série de Fourier nas correntes vistas anteriormente, para que a análise dos resultados seja feita apenas empregando as amplitudes da frequência fundamental.

Na Figura 4.9, Figura 4.10 e Figura 4.11 são mostrados os espectros de frequência de i_o , i_{Cin} e i_{pvCA} . Os valores das amplitudes de corrente na frequência fundamental e nas frequências harmônicas são apresentadas.

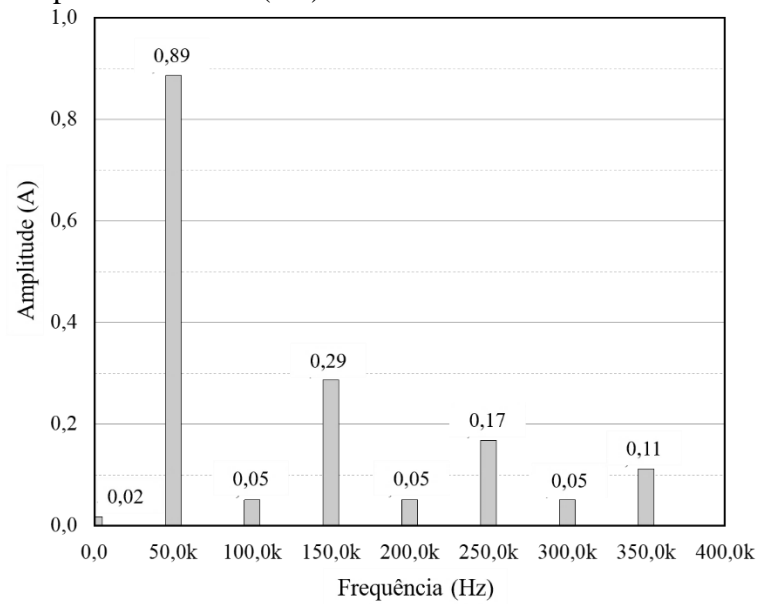
Figura 4.9 - Espectro de Frequência da corrente na carga (i_o).



Fonte: Elaborado pelo autor.

Pela decomposição da Série de Fourier, na frequência fundamental (50 kHz) a corrente i_o tem amplitude de 0,91 A. Este valor corresponde a uma ondulação de, aproximadamente, 24,83% do valor médio.

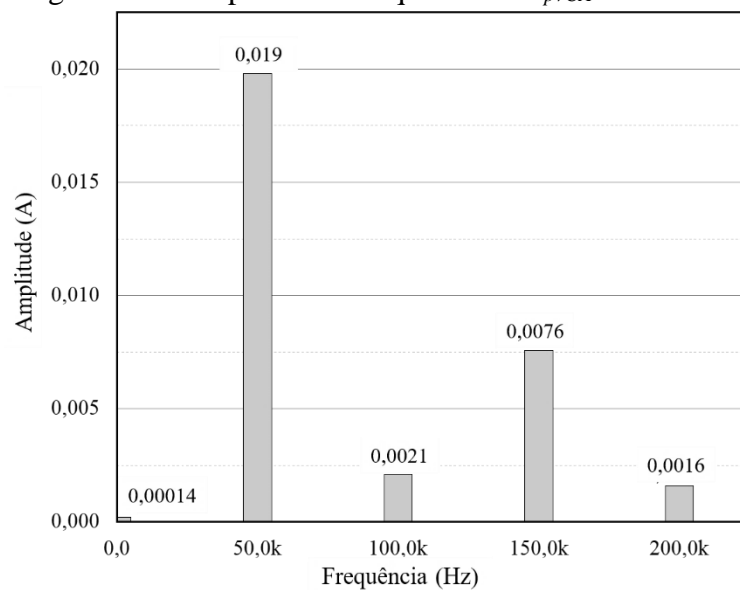
Figura 4.10 - Espectro de frequência da corrente no capacitor de filtro (i_{Cin}).



Fonte: Elaborado pelo autor.

A corrente i_{Cin} tem um valor de amplitude de 0,89 A na frequência fundamental e componentes de alta frequência com amplitudes consideráveis, o que indica que uma parte destas ondulações foram absorvidas pela capacitância. Na Figura 4.9 e na Figura 4.10 ao comparar as amplitudes das componentes fundamentais, é possível observar que a ondulação de corrente pelos capacitores equivale a, aproximadamente, 98% da ondulação vista na corrente na carga. Na Figura 4.11 é mostrado o espectro de frequência da componente alternada da corrente de saída do módulo FV.

Figura 4.11 - Espectro de frequência de i_{pvCA} .



Fonte: Elaborado pelo autor.

A amplitude da corrente i_{pvCA} na frequência fundamental do circuito foi de, aproximadamente, 0,019 A em que, na onda completa, resulta em um valor de pico a pico de 0,038 A. Como o valor médio de i_{pv} é 7,35 A, a ondulação na componente fundamental tem valor de 0,52%. A Tabela 4.2 mostra uma comparação entre os valores calculados, simulados e obtidos experimentalmente, para os valores teóricos de capacitância e resistência série equivalente dos capacitores utilizados.

Tabela 4.2 - Comparação de percentuais da ondulação da componente fundamental para valores teóricos dos capacitores utilizados.

Ondulação	Calculado ($C_{in} = 441 \mu\text{F}$, $R_{se} = 754 \text{ m}\Omega$)	Simulado ($C_{in} = 441 \mu\text{F}$, $R_{se} = 754 \text{ m}\Omega$)	Experimento (Frequência Fundamental 50 kHz)
$\Delta I_{CC\%}$	1,14%	1,11%	0,52%

Fonte: Elaborado pelo autor.

Entre os valores calculados e simulados para os experimentais, é perceptível uma diferença absoluta de 0,62% para ondulação de i_{pv} em relação ao seu valor médio, e um erro que ultrapassa os 119%. Esta grande discrepância deve-se aos valores reais de capacitância e resistência série dos capacitores utilizados. Então, na Tabela 4.3 os valores calculados e simulados são dispostos para os valores equivalentes de capacitância e resistência série dos capacitores utilizados, medidos através de uma Ponte LCR da marca Agilent, modelo 4263B.

Tabela 4.3 - Comparação de percentuais da ondulação da componente fundamental para valores medidos dos capacitores utilizados.

Ondulação	Calculado (C_{inEq} e R_{seEq} medidos)	Simulado (C_{inEq} e R_{seEq} medidos)	Experimento (Frequência Fundamental 50 kHz)
$\Delta I_{CC\%}$	0,38%	0,37%	0,52%

Fonte: Elaborado pelo autor.

A diferença absoluta percentual, neste caso, ficou em torno de 0,15%. Ao calcular a ondulação utilizando os valores de capacitância medida através da Ponte LCR, é possível perceber a redução do erro quando comparados ao apresentado nos dados da Tabela 4.2. Um erro de 26,9% foi visto em relação ao calculado e simulado. Os valores ainda têm uma diferença entre experimental e calculados, por conta da limitação de frequência da Ponte LCR utilizada

na medida dos componentes, principalmente pelo valor real de R_{se} que tem um grande efeito prejudicial em relação a ondulação de corrente. Ao comparar as Figura 4.9, Figura 4.10 e Figura 4.11 e os valores apresentados na Tabela 4.3 é possível perceber que a maior parte da ondulação gerada na carga foi reduzida pelos capacitores de filtro. Inclusive, as componentes harmônicas de ordem mais elevada, na faixa de frequências em MHz foram reduzidas pelo uso do capacitor de filme de polipropileno em paralelo com os capacitores eletrolíticos. Dessa forma, considera-se o uso de tecnologias de capacitores que respondam a frequências mais elevadas e que, principalmente, tenham uma resistência série equivalente próxima à zero.

4.3 Considerações Finais

Este capítulo apresentou os resultados experimentais obtidos. Um protótipo foi construído para realizar os testes preliminarmente observados em simulação no capítulo anterior. Novos cálculos foram feitos, onde os valores de ondulação de corrente prevista foram alterados para as especificações dos componentes utilizados no protótipo de testes. Além dos valores reais de capacitância que foram medidos através de uma ponte LCR. A análise foi realizada considerando apenas a componente fundamental das correntes medidas, uma vez que a análise matemática foi desenvolvida considerando formas de onda senoidais ideais, o que torna a componente fundamental a mais relevante para a avaliação da eficácia do circuito. Ao observar a componente fundamental (50 kHz) da ondulação da corrente na saída do módulo FV, os percentuais calculados, simulados e experimentais foram comparados para os valores especificados dos componentes e para os valores reais medidos. A diferença absoluta entre o percentual da ondulação obtido experimentalmente e os valores calculados e simulados (considerando os valores medidos dos componentes) permaneceu em torno de 0,15%, que é considerado aceitável dadas as circunstâncias de medição dos componentes, o que valida a metodologia e análise matemática propostas.

5 CONCLUSÃO

Este trabalho apresentou uma avaliação da resposta de módulos FV às ondulações de corrente de alta frequência. Dessa forma, foi desenvolvido um modelo elétrico FV dinâmico aproximado e a metodologia de cálculo de capacitores de filtro para utilização em sistemas fotovoltaicos. Uma vez que, era considerável verificar a real necessidade de modificações complexas em topologias de conversores para reduzir a ondulação de corrente na conexão módulo conversor.

Alguns conceitos básicos de radiação solar, energia solar fotovoltaica e sua geração foram abordados. As características da célula e de módulos FV foram discutidas, onde foram destacadas algumas formas de conexão desses sistemas, dando ênfase na tecnologia MLPE, como os otimizadores e microinversores, já que estes são formados de circuitos chaveados que podem produzir correntes onduladas na saída do módulo FV.

Os modelos elétricos FV típico e dinâmico com características de polarização reversa foram apresentados e tratados. Os fatores que interferem no correto funcionamento do módulo FV também foram abordados, onde foi dada ênfase a situações em que a alta temperatura ambiente aliado com a forma de instalação que desfavorece a ventilação do módulo têm-se um aumento drástico da temperatura do módulo FV. Dado que, o encapsulante do módulo fotovoltaico sofre degradação acelerada a partir de 85 °C, enquanto a ondulação de corrente observada aumenta com o aumento da temperatura.

Foi proposto um modelo elétrico FV dinâmico aproximado, em que trata o circuito elétrico do módulo FV com componentes que têm comportamento similar, porém com valores estimados através da metodologia apresentada. A análise matemática para as componentes alternadas do circuito foi apresentada e a partir dela, foi feito o equacionamento para o cálculo do capacitor de filtro. Simulações foram feitas para verificar o comportamento da ondulação em diversas temperaturas e para a situação de temperatura no limiar do desgaste do encapsulante, onde foi calculada a capacitância necessária para este pior caso de operação. O modelo proposto foi analisado para situações de uso de capacitores com alto valor de R_{SE} , já que esta resistência série impacta diretamente na ondulação de corrente na saída do módulo FV. Também foi explorada a relação entre o envelhecimento do módulo e como isto reflete na ondulação.

A partir do equacionamento e das simulações feitas, um pequeno protótipo foi construído para executar testes. Foram utilizados dois bancos de resistores em paralelo, um com 7 resistores em paralelo de 82 Ω /20 W e outro com 3 resistores em paralelo de 12 Ω /750 W e

um MOSFET para fazer a comutação dos ramos do circuito à uma frequência de 50 kHz, e assim gerar uma ondulação de aproximadamente 25% do valor médio. Os resistores de maior potência foram utilizados para apresentar um valor médio de corrente que se aproximasse de I_{MP} . Os valores dos componentes foram medidos para que os resultados fossem comparados com os valores especificados e com os valores reais para uma frequência aproximada da utilizada.

A metodologia proposta é válida para formas de ondas senoidais ou com baixo conteúdo harmônico, logo para que a avaliação dos resultados fosse corretamente observada, foi necessário utilizar a série de Fourier para poder separar as componentes de alta frequência da frequência fundamental. O estudo foi verificado através das componentes fundamentais das correntes do circuito, e os valores calculados, simulados e experimentais foram comparados. Houve uma diferença absoluta de 0,65% entre valores calculados/simulados para o experimental, onde foram considerados os valores especificados dos componentes. Enquanto, para os valores reais dos componentes, a diferença absoluta foi de apenas 0,15%. Com a necessidade de se reduzir a ondulação de corrente na entrada desses circuitos, pode-se concluir que a utilização de um capacitor de filtro na saída do módulo FV é uma solução prática e eficiente para o problema. Além disso, essa abordagem não requer o uso de conversores mais complexos, o que torna a implementação mais simples e econômica.

Como proposta para trabalhos futuros, propõe-se o ensaio do protótipo com o módulo posto ao sol, em diversas condições ambientais. Além disso, o estudo a longo prazo com o envelhecimento de módulos FV, a fim de comprovar experimentalmente que o valor calculado do capacitor de filtro é compatível para diversas situações ambientais, e além disso que o valor da capacitância seja usual para toda a vida útil do módulo FV, uma vez que a ondulação é reduzida com o envelhecimento. O estudo também pode ser direcionado à outras tecnologias de módulos FV, onde pode ser averiguado se o comportamento às ondulações é similar.

REFERÊNCIAS

- ABDERREZEK, Mahfoud; FATHI, Mohamed. Experimental study of the dust effect on photovoltaic panels' energy yield. **Solar Energy**, [s. l.], v. 142, p. 308–320, 2017.
- AGROUI, K. *et al.* Thermal stability of slow and fast cure EVA encapsulant material for photovoltaic module manufacturing process. **Solar Energy Materials & Solar Cells**, [s. l.], v. 90, p. 2509–2514, 2006.
- AKHLAGHI, Baharak *et al.* High Step-Up Interleaved ZVT Converter With Low Voltage Stress and Automatic Current Sharing. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, [s. l.], v. 65, n. 1, p. 291–299, 2017.
- ANIS, Wagdy R; NOUR, M. Abdul-Sadek. Energy losses in photovoltaic systems. **Energy Conversion and Management**, [s. l.], v. 36, n. 11, p. 1107–1113, 1995.
- AQUIB, Mohd; JAIN, Sachin; AGARWAL, Vivek. A time-based global maximum power point tracking technique for PV system. **IEEE Transactions on Power Electronics**, [s. l.], v. 35, n. 1, p. 393–402, 2020.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA. **Energia Solar Fotovoltaica no Brasil - Infográfico ABSOLAR**. [S. l.], 2022. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>>. Acesso em: 12 dez. 2022.
- BAE, Joon-Hak *et al.* Analysis on the Features of NOCT and NMOT Tests with Photovoltaic Module. **IEEE Access**, [s. l.], v. 8, p. 151546–151554, 2020.
- BAIRD, Colin; CANN, Michael. **Environmental Chemistry**. 5. ed. New York: W. H. Freeman and Company, 2012.
- BALTUS, C. W. A.; EIKELBOOM, J. A.; VAN ZOLINGEN, R. J. C. Analytical Monitoring of Losses in PV Systems. *In:* , 1997. **14th European Photovoltaic Solar Energy Conference**. [S. l.: s. n.], 1997.
- BARYKINA, Elena; HAMMER, Annette. Modeling os photovoltaic module temperature using Faiman model: Sensitivity analysis for different climates. **Solar Energy**, [s. l.], v. 146, p. 401–416, 2017.
- BASHAHU, M.; NKUNDABAKURA, P. Review and tests of methods for the determination

- of the solar cell junction ideality factors. **Solar Energy**, [s. l.], v. 81, n. 7, p. 856–863, 2007.
- BELHACHAT, Faiza; LARBES, Cherif. A review of global maximum power point tracking techniques of photovoltaic system under partial shading conditions. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s. l.], v. 92, n. April, p. 513–553, 2018.
- BENAVIDES, Nicholas D.; CHAPMAN, Patrick L. Modeling the effect of voltage ripple on the power output of photovoltaic modules. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, [s. l.], v. 55, n. 7, p. 2638–2643, 2008.
- BI, Ziqiang *et al.* An Enhanced 0.8V_{oc}-Model-Based Global Maximum Power Point Tracking Method for Photovoltaic Systems. **IEEE Transactions on Industry Applications**, [s. l.], v. 56, n. 6, p. 6825–6834, 2020.
- BRASIL. **Lei Nº 14.300**. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS). Brasil: 2022.
- CAMARGO SCHUBERT ENGENHEIROS ASSOCIADOS. **Atlas Eólico e Solar: Ceará**. Fortaleza: FIEC: SEBRAE, 2019.
- CHEN, Hung Chi; LU, Che Yu; ROUT, Uma Sankar. Decoupled master-slave current balancing control for three-phase interleaved boost converters. **IEEE Transactions on Power Electronics**, [s. l.], v. 33, n. 5, p. 3683–3687, 2018.
- CHENVIDHYA, D.; KIRTIKARA, K.; JIVACATE, C. A new characterization method for solar cell dynamic impedance. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, [s. l.], v. 80, n. 4, p. 459–464, 2003.
- CHENVIDHYA, D.; KIRTIKARA, K.; JIVACATE, C. PV module dynamic impedance and its voltage and frequency dependencies. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, [s. l.], v. 86, n. 2, p. 243–251, 2005.
- CORREA-BETANZO, Carlos; CALLEJA, Hugo; LEÓN-ALDACO, Susana De. Module temperature models assessment of photovoltaic seasonal energy yield. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, [s. l.], v. 27, p. 9–16, 2018.
- DE SOTO, W.; KLEIN, S. A.; BECKMAN, W. A. Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance. **Solar Energy**, [s. l.], v. 80, n. 1, p. 78–88, 2006.

DESHMUKH, M. P.; KUMAR, R. Anil; NAGARAJU, J. Measurement of solar cell ac parameters using the time domain technique. **Review of Scientific Instruments**, [s. l.], v. 75, n. 8, p. 2732–2735, 2004.

DYK, E. E. van; CHAMEL, J. B.; GXASHEKA, A. R. Investigation of delamination in an edge-defined film-fed growth photovoltaic module. **Solar Energy Materials & Solar Cells**, [s. l.], v. 88, p. 403–411, 2005.

ELKAMOUNY, K. *et al.* Simulation, Design and Test of an Efficient Power Optimizer Using DC-DC Interleaved Isolated Boost PV-Micro Inverter Application. **14th International Multi-Conference on Systems, Signals and Devices, SSD 2017**, [s. l.], p. 518–525, 2017.

FAIMAN, David. Assessing the Outdoor Operating Temperature of Photovoltaic Modules. **Progress in Photovoltaics: Reserch and Applications**, [s. l.], v. 16, p. 307–315, 2008.

FEMIA, Nicola *et al.* **Power Electronics and Control Techniques for Maximum Energy Harvesting in Photovoltaic Systems**. Boca Raton: CRC Press, 2013.

GHAZI, Sanaz; SAYIGH, Ali; IP, Kenneth. Dust effect on flat surfaces - A review paper. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 33, p. 742–751, 2014.

GOKDAG, Mustafa; AKBABA, Mehmet; GULBUDAK, Ozan. Switched-capacitor converter for PV modules under partial shading and mismatch conditions. **Solar Energy**, [s. l.], v. 170, n. June, p. 723–731, 2018.

GOOSSENS, Dirk; GOVERDE, Hans; CATTHOOR, Francky. Effect of wind on temperature patterns , electrical characteristics , and performance of building-integrated and building-applied inclined photovoltaic modules. **Solar Energy**, v. 170, n. April, p. 64–75, 2018.

GORJIAN, Shiva; SHUKLA, Ashish. **PHOTOVOLTAIC SOLAR ENERGY CONVERSION: Technologies, Applications and Environmental Impacts**. Londres, Inglaterra: Elsevier Inc., 2020.

HALWACHS, M *et al.* Statistical evaluation of PV system performance and failure data among different climate zones. **Renewable Energy**, [s. l.], v. 139, p. 1040–1060, 2019.

HENZE, Norbert *et al.* A Novel AC Module with High-Voltage Panels in CIS Technology. *In:* , 2008, Valencia, Spain. **23rd European PV Solar Energy Conference and Exhibition**. Valencia, Spain: [s. n.], 2008. p. 1–8.

HERIS, Pedram Chavoshpour; SAADATIZADEH, Zahra; BABAEI, Ebrahim. A New Two Input-Single Output High Voltage Gain Converter with Ripple-Free Input Currents and Reduced Voltage on Semiconductors. **IEEE Transactions on Power Electronics**, [s. l.], v. 34, n. 8, p. 7693–7702, 2019.

INSTITUTO NACIONAL DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA. **O QUE É GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**. 2022. Disponível em: www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp?Cat=gd. Acesso em: 20 jul. 2022.

INSTITUTO SUPERIOR TÉCNICO; **Breve história da energia solar**. [S. l.], 2004. Disponível em: <www.web.ist.utl.pt/palmira/solar.html>. Acesso em: 25 ago. 2020.

KALDELLIS, John K; KAPSALI, Marina; KAVADIAS, Kosmas A. Temperature and wind speed impact on the efficiency of PV installations. Experience obtained from outdoor measurements in Greece. **Renewable Energy**, [s. l.], v. 66, p. 612–624, 2014.

KAPLANI, E; KAPLANIS, S. Thermal modelling and experimental assessment of the dependence of PV module temperature on wind velocity and direction, module orientation and inclination. **Solar Energy**, [s. l.], v. 107, p. 443–460, 2014.

KIM, Katherine A. *et al.* A dynamic photovoltaic model incorporating capacitive and reverse-bias characteristics. **IEEE Journal of Photovoltaics**, [s. l.], v. 3, n. 4, p. 1334–1341, 2013.

KIM, Katherine A. *et al.* Photovoltaic Hot-Spot Detection for Solar Panel Substrings Using AC Parameter Characterization. **IEEE Transactions on Power Electronics**, [s. l.], v. 31, n. 2, p. 1121–1130, 2016.

KOIRALA, Binod Prasad; SAHAN, Benjamin; HENZE, Norbert. Study on MPP Mismatch Losses in Photovoltaic Applications. *In:* , 2009, Hamburgo. **24th European Photovoltaic Solar Energy Conference**. Hamburgo: [s. n.], 2009. p. 3727–3733.

KOUCHAKI, Alireza; IMAN-EINI, Hossein; ASAEI, Behzad. A new maximum power point tracking strategy for PV arrays under uniform and non-uniform insolation conditions. **Solar Energy**, [s. l.], v. 91, p. 221–232, 2013.

KUMAR, R. Anil; SURESH, M. S.; NAGARAJU, J. Measurement and comparison of AC parameters of silicon (BSR and BSFR) and gallium arsenide (GaAs/Ge) solar cells used in space applications. **Solar Energy Materials & Solar Cells**, [s. l.], v. 60, n. 2, p. 155–166, 2000.

KYOCERA SOLAR INC. **HIGH EFFICIENCY MULTICRYSTAL PHOTOVOLTAIC**

MODULE KD 200-54 P Series. [S. l.: s. n.], 2008.

LI, Xingshuo *et al.* A novel power-increment based GMPPT algorithm for PV arrays under partial shading conditions. **Solar Energy**, [s. l.], v. 169, p. 353–361, 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.04.055>.

LU, Yangjun *et al.* A Three-Port Converter Based Distributed DC Grid Connected PV System with Autonomous Output Voltage Sharing Control. **IEEE Transactions on Power Electronics**, [s. l.], v. 34, n. 1, p. 325–339, 2019.

LUN, Shu xian *et al.* An explicit approximate I-V characteristic model of a solar cell based on padé approximants. **Solar Energy**, [s. l.], v. 92, p. 147–159, 2013.

LUNA, Marcio Leal Macedo. **Desenvolvimento e validação de traçador de curva IxV para módulos fotovoltaicos.** Fortaleza: [s. n.], 2016.

MARKVART, Tom; CASTAÑER, Luis. **PRACTICAL HANDBOOK OF PHOTOVOLTAICS: Fundamentals and Applications.** Oxford, Inglaterra: Elsevier Ltd., 2003.

MATTEI, M *et al.* Calculation of the polycrystalline PV module temperature using a simple method of energy balance. **Renewable Energy**, [s. l.], v. 31, p. 553–567, 2006.

MESSINGER, Roger A.; VENTRE, Jerry. **Photovoltaic Systems Engineering.** 2. ed. Florida: Taylor & Francis, 2003.

MINHA CASA SOLAR. **Painel Fotovoltaico: como é feito um painel solar?.** [S. l.], 2019. Disponível em: <<http://blog.minhacasasolar.com.br/como-e-feito-um-painel-solar/>>. Acesso em: 4 set. 2020.

MUSSARD, Maxime; AMARA, Mohamed. Performance of solar photovoltaic modules under arid climatic conditions : A review. **Solar Energy**, [s. l.], v. 174, n. August, p. 409–421, 2018.

NASCIMENTO JR., Aguinaldo José do. **Contribuição à Modelagem de Módulos Fotovoltaicos e Proposta de uma Técnica Híbrida de Seguimento do Ponto de Máxima Potência com Estimador de Irradiância.** 2018. 154 f. - Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2018.

NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY. **Perovskite Solar Cells.** [S. l.], 2022. Disponível em: <www.nrel.gov/pv/perovskite-solar-cells.html>.

NDIAYE, Ababacar *et al.* Degradations of silicon photovoltaic modules: A literature review. **Solar Energy**, [s. l.], v. 96, p. 140–151, 2013.

PATEL, Hiren; AGARWAL, Vivek. Maximum Power Point Tracking Scheme for PV Systems Operating Under Partially Shaded Conditions. **IEEE Transactions On Industrial Electronics**, [s. l.], v. 55, n. 4, p. 1689–1698, 2008.

PAVLOVIC, Tomislav. **The Sun and Photovoltaic Technologies**. 1. ed. Suíça: Springer Nature, 2020.

PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antonio. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro, Brasil: CEPEL, 2014. *E-book*. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf>.

PONTES, Yury. **Conversor CC-CC de alto ganho para aplicações fotovoltaicas e injeção de corrente em nanorredes CC**. 2019. 5–10 f. [s. l.], 2019.

PORTAL SOLAR. **Tipos de Pannel Solar Fotovoltaico**. [S. l.], 2020. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/tipos-de-pannel-solar-fotovoltaico.html>>. Acesso em: 3 set. 2021.

POULEK, V *et al.* Influence of increased temperature on energy production of roof integrated PV panels. **Energy & Buildings**, [s. l.], v. 166, p. 418–425, 2018.

QIN, Shibin; KIM, Katherine A.; PILAWA-PODGURSKI, Robert C.N. Laboratory emulation of a photovoltaic module for controllable insolation and realistic dynamic performance. **IEEE Power and Energy Conference at Illinois, PECI 2013**, [s. l.], p. 23–29, 2013.

RAMLI, Mohd Zulkifli; SALAM, Zainal. Performance evaluation of dc power optimizer (DCPO) for photovoltaic (PV) system during partial shading. **Renewable Energy**, [s. l.], v. 139, p. 1336–1354, 2019.

RAMOS, Luís Filipe de Araújo. **Análise do Desempenho de um Sistema Solar Fotovoltaico na Região de Benguela**. 2020. 172 f. - Universidade do Porto, Porto, Portugal, 2020.

RAPHAEL, Ellen *et al.* CÉLULAS SOLARES DE PEROVSKITAS: UMA NOVA TECNOLOGIA EMERGENTE. **Química Nova**, [s. l.], v. 41, n. 1, p. 61–74, 2018. Disponível em: <http://quimicanova.sbq.org.br/detalhe_artigo.asp?id=6678>.

REN21. **Renewables 2022 Global Status**. Paris: [s. n.], 2022. *E-book*. Disponível em:

<<https://www.ren21.net/gsr-2022/>>.

RIVEROLA, A.; VOSSIER, A.; CHEMISANA, Daniel. Fundamentals of solar cells. *In: NANOMATERIALS FOR SOLAR CELL APPLICATIONS*. Odeillo, França: Elsevier Inc., 2019. p. 3–33.

ROSAS-CARO, Julio Cesar *et al.* A transformer-less high-gain boost converter with input current ripple cancelation at a selectable duty cycle. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, [s. l.], v. 60, n. 10, p. 4492–4499, 2013.

ROSS JR., R. G.; SMOKLER, M. I. **Flat-plate Solar Array Project Final Report** Jet Propulsion Laboratory Publication. Pasadena, California: [s. n.], 1986.

SÁ JR., Edilson Mineiro. **Sistema fotovoltaico para iluminação pública em horário de ponta**. 2004. 100 f. - Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2004.

SACRAMENTO, Elissandro Monteiro do. **Modelo Elétrico-Térmico para Representar o Comportamento de Módulos Fotovoltaicos Flutuantes em Água a partir das Condições Climáticas do Semiárido Brasileiro**. 2015. 121 f. - Universidade Federal do Ceará (UFC), Fortaleza, 2015.

SAMPAIO, Priscila Gonçalves Vasconcelos; GONZÁLEZ, Mario Orestes Aguirre. Photovoltaic solar energy: Conceptual framework. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s. l.], v. 74, n. June 2016, p. 590–601, 2017.

SANTIAGO, I. *et al.* Modeling of photovoltaic cell temperature losses : A review and a practice case in South Spain. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s. l.], v. 90, p. 70–89, 2018.

SARVER, Travis; AL-QARAGHULI, Ali; KAZMERSKI, Lawrence L. A comprehensive review of the impact of dust on the use of solar energy : History, investigations, results, literature, and mitigation approaches. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s. l.], v. 22, p. 698–733, 2013.

SERA, Dezso; TEODORESCU, Remus; RODRIGUEZ, Pedro. PV panel model based on datasheet values. **IEEE International Symposium on Industrial Electronics**, [s. l.], n. 4, p. 2392–2396, 2007.

SHI, Yixiang *et al.* Simulation of Electrochemical Impedance Spectra of Solid Oxide Fuel Cells Using Transient Physical Models. **Journal of The Electrochemical Society**, [s. l.], v. 155, n.

3, p. B270, 2008.

SHOCKLEY, W. The Theory of p-n Junctions in Semiconductors and p-n Junction Transistors. **Bell System Technical Journal**, [s. l.], p. 435–489, 1949.

SKOPLAKI, E; BOUDOUVIS, A G; PALYVOS, J A Ã. A simple correlation for the operating temperature of photovoltaic modules of arbitrary mounting. **Solar Energy Materials & Solar Cells**, [s. l.], v. 92, p. 1393–1402, 2008.

SKOPLAKI, E; PALYVOS, J A. On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance : A review of efficiency/power correlations. **Solar Energy**, [s. l.], v. 83, n. 5, p. 614–624, 2009.

SPANOCHE, Sorin A. *et al.* Model-based method for partially shaded PV modules hot-spot suppression. **IEEE Journal of Photovoltaics**, [s. l.], v. 3, p. 785–790, 2012.

SPRENGER, Wendelin; WILSON, Helen Rose; KUHN, Tilmann E. Electricity yield simulation for the building-integrated photovoltaic system installed in the main building roof of the Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE. **Solar Energy**, [s. l.], v. 135, p. 633–643, 2016.

STRACHE, Sebastian; WUNDERLICH, Ralf; HEINEN, Stefan. A Comprehensive, Quantitative Comparison of Inverter Architectures for Various PV Systems, PV cells, and Irradiance Profiles. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, [s. l.], v. 5, n. 3, p. 813–822, 2014.

TORRES, Douglas Guedes Batista *et al.* CÉLULAS FOTOVOLTAICAS: Desenvolvimento e as três gerações. **Revista Técnico-científica do CREA-PR**, [s. l.], v. 1, p. 1–6, 2019.

VALENTE, Miguel Ângelo Silveiro. **Caracterização Automática de um Painel Fotovoltaico**. 2011. 82 f. - Universidade Nova de Lisboa, Lisboa, Portugal, 2011.

VARSHNI, Y. P. Temperature dependence of the energy gap in semiconductors. **Physica**, [s. l.], v. 34, p. 149–154, 1967.

VILLARREAL-HERNANDEZ, Carlos A. *et al.* Minimum Current Ripple Point Tracking Control for Interleaved Dual Switched-Inductor DC-DC Converters. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, [s. l.], v. 68, n. 1, p. 175–185, 2021.

WOLF, M.; NOEL, G. T.; STIRN, Richard J. Investigation of the Double Exponential in the

Current-Voltage Characteristics of Silicon Solar Cells. **IEEE Transactions on Electron Devices**, [*s. l.*], v. 24, n. 4, p. 419–428, 1977.

XU, Luyao *et al.* The influence of dust deposition on the temperature of soiling photovoltaic glass under lighting and windy conditions. **Solar Energy**, [*s. l.*], v. 199, n. November 2019, p. 491–496, 2020.

YANG, Yongheng *et al.* **Advances in Grid-Connected Photovoltaic Power Conversion Systems**. Duxford, Reino Unido: Woodhead Publishing, 2019.

YE, Zhen *et al.* On PV module temperatures in tropical regions. **Solar Energy**, [*s. l.*], v. 88, p. 80–87, 2013.

AGROUI, K. *et al.* Thermal stability of slow and fast cure EVA encapsulant material for photovoltaic module manufacturing process. **Solar Energy Materials & Solar Cells**, [s. l.], v. 90, p. 2509–2514, 2006.

BRASIL. **Lei Nº 14.300**. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS). Brasil: 2022.

DESHMUKH, M. P.; KUMAR, R. Anil; NAGARAJU, J. Measurement of solar cell ac parameters using the time domain technique. **Review of Scientific Instruments**, [s. l.], v. 75, n. 8, p. 2732–2735, 2004.

FEMIA, Nicola *et al.* **Power Electronics and Control Techniques for Maximum Energy Harvesting in Photovoltaic Systems**. Boca Raton: CRC Press, 2013.

KIM, Katherine A. *et al.* A dynamic photovoltaic model incorporating capacitive and reverse-bias characteristics. **IEEE Journal of Photovoltaics**, [s. l.], v. 3, n. 4, p. 1334–1341, 2013.

KOUCHAKI, Alireza; IMAN-EINI, Hossein; ASAEI, Behzad. A new maximum power point tracking strategy for PV arrays under uniform and non-uniform insolation conditions. **Solar Energy**, [s. l.], v. 91, p. 221–232, 2013.

KYOCERA SOLAR INC. **HIGH EFFICIENCY MULTICRYSTAL PHOTOVOLTAIC MODULE KD 200-54 P Series**. [S. l.: s. n.], 2008.

MINHA CASA SOLAR. **Painel Fotovoltaico: como é feito um painel solar?**. [S. l.], 2019. Disponível em: <<http://blog.minhacasasolar.com.br/como-e-feito-um-painel-solar/>>. Acesso em: 4 set. 2020.

NASCIMENTO JR., Aguinaldo José do. **Contribuição à Modelagem de Módulos Fotovoltaicos e Proposta de uma Técnica Híbrida de Seguimento do Ponto de Máxima Potência com Estimador de Irradiância**. 2018. 154 f. - Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2018.

PONTES, Yury. **Conversor CC-CC de alto ganho para aplicações fotovoltaicas e injeção de corrente em nanorredes CC**. 2019. 5–10 f. [s. l.], 2019.

QIN, Shibin; KIM, Katherine A.; PILAWA-PODGURSKI, Robert C.N. Laboratory emulation of a photovoltaic module for controllable insolation and realistic dynamic performance. **IEEE Power and Energy Conference at Illinois, PECI 2013**, [s. l.], p. 23–29, 2013.

SÁ JR., Edilson Mineiro. **Sistema fotovoltaico para iluminação pública em horário de ponta**. 2004. 100 f. - Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2004.

SERA, Dezso; TEODORESCU, Remus; RODRIGUEZ, Pedro. PV panel model based on datasheet values. **IEEE International Symposium on Industrial Electronics**, [s. l.], n. 4, p. 2392–2396, 2007.