

Thamíris Aparecida dos Santos Lopes

Caracterizador de Módulos Fotovoltaicos Adaptativo a Condições de Sombreamento

Belo Horizonte, MG

2021

Thamíris Aparecida dos Santos Lopes

Caracterizador de Módulos Fotovoltaicos Adaptativo a Condições de Sombreamento

Dissertação submetida à banca examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais e da Universidade Federal de São João Del Rei, como parte dos requisitos necessários à obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Orientador: Prof. Dr. Heverton Augusto Pereira

Coorientador: Prof. Dr. Allan Fagner Cupertino

Belo Horizonte, MG

2021

L864c Lopes, Thamiris Aparecida dos Santos
Caracterizador de módulos fotovoltaicos adaptativo a condições de sombreamento / Thamiris Aparecida dos Santos Lopes. – 2021.
89 f.: il., gráfs, tabs., fotos.

Dissertação de mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica em associação ampla entre a UFSJ e o CEFET-MG.

Orientador: Heverton Augusto Pereira.

Coorientador: Allan Fagner Cupertino.

Banca examinadora: Heverton Augusto Pereira, Allan Fagner Cupertino, Márcio Matias Afonso e Victor Pellanda Dardengo.

Dissertação (mestrado) – Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais.

1. Sistemas de energia fotovoltaica – Teses. 2. Células solares – Teses. 3. Sistemas fotovoltaicos – Instalação – Teses. I. Pereira, Heverton Augusto. II. Cupertino, Allan Fagner. III. Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais. IV. Universidade Federal de São João del-Rei. V. Título.

CDD 620.112

Thamíris Aparecida dos Santos Lopes

Caracterizador de Módulos Fotovoltaicos Adaptativo a Condições de Sombreamento

Dissertação submetida à banca examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais e da Universidade Federal de São João Del Rei, como parte dos requisitos necessários à obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Trabalho aprovado em 23 de Abril de 2021.

COMISSÃO EXAMINADORA

Prof. Dr. Heverton Augusto Pereira
Orientador

Prof. Dr. Allan Fagner Cupertino
Coorientador

Prof. Dr. Márcio Matias Afonso
Convidado 1

Prof. Dr. Victor Pellanda Dardengo
Convidado 2

Belo Horizonte, MG
2021

À Deus, minha família, mentores e amigos.

Agradecimentos

Primeiramente agradeço a Deus por toda ajuda e por ter conseguido chegar até aqui. Agradeço aos meus pais Mauro e Sonia e meu irmão Mauro Junior que não mediram esforços para me apoiarem sempre que precisei. Obrigada, pois sem vocês a caminhada seria muito difícil. Aos demais familiares e amigos que torceram e apoiaram neste caminho. Em especial agradeço ao meu amigo Adão que sempre me apoiou e ajudou. Agradeço ao Centro de Ensino superior de Conselheiro Lafaiete, em especial á Luciana, Túlio e Angela pela compreensão nos horários de trabalho e apoio para que esse sonho pudesse se realizar. Aos professores que me orientaram neste trabalho, Prof. Heverton Pereira e Prof. Allan Cupertino. Aos membros do grupo de pesquisa GESEP por todo trabalho em equipe e compartilhamento de conhecimento, em especial á Dayane por todo companheirismo e apoio. Por fim, agradeço ao CEFET-MG pelo apoio financeiro.

Não fui eu que ordenei a você? Seja forte e corajoso! Não se apavore nem desanime, pois o Senhor, o seu Deus, estará com você por onde você andar". Josué 1;9

Resumo

A performance de um sistema fotovoltaico pode ser influenciada por diversos fatores, alguns naturais como sujeira, e outros de projeto como o sombreamento de módulos. Para verificar os impactos e a eficiência do módulo fotovoltaico sob os fatores citados, são utilizados equipamentos, conhecidos como analisadores ou caracterizadores de módulos, que visam diagnosticar e detectar possíveis falhas. Estes equipamentos são construídos de maneira a traçar as curvas características de um módulo fotovoltaico, e a análise destas, permitem avaliar o desempenho dos mesmos. Muitos destes analisadores são projetados para coletar os pontos utilizando uma única taxa de amostragem. Este trabalho propõe um caracterizador de curva de carga capacitiva, com frequência de coleta variável, dividindo a curva do módulo em regiões lineares e não lineares. Além disso, uma metodologia é proposta para detecção de sombreamentos parciais nos módulos e conseqüentemente um ajuste específico na frequência e quantidade de pontos coletados, dividindo assim a curva do módulo em mais regiões, proporcionais ao número de máximos locais. Os resultados mostram que o capacitor escolhido atende cerca de 92,17 % de uma amostra de 6002 módulos de diferentes tecnologias. Através de resultados de simulação verificou-se a necessidade de um ajuste do tempo para leitura completa dos pontos em casos de sombreamento não uniforme. Para o estudo de caso, um módulo de 330 Wp quando sombreado, teve o seu tempo de carga aumentado em 42,9 % quando em relação as condições normais de operação. Resultados experimentais preliminares para situações sem sombreamento validam a ideia proposta.

Palavras-chaves: Módulos Fotovoltaicos, Caracterizador de Curva, Sombreamento não Uniforme.

Abstract

The performance of a photovoltaic system can be influenced by multiple factors. Some as natural dirt, and others by project errors can cause shadowing in the modules. With the purpose to verify the impact and efficiency of the photovoltaic modules under the mentioned factors, usually are used equipment known as analyzers or characterizers of the modules, that aim to diagnose and detect possibles impact on the efficiency of the photovoltaic modules. This equipment is constructed in a manner to tracing the curves which are features of a photovoltaic module, and the analysis on them which permits to check its performance. Many of these analyzers are projected to collect the points using a single sampling rate. This work proposes an characterizer based on capacitive curve with variable collection frequency, splitting the curve of the module into the linear and nonlinear regions. Furthermore, it is proposed a methodology to detect partial shadows on the modules and, consequently, a specific adjustment on the frequency and quantity of collected points, thus dividing the curve of the modules into more regions, proportional to the maximum number of locations. The results have shown that the chosen capacitor answers for around 92,17 % from a sample of 6002 modules of different technologies. Through, the results from a simulation, it got verified the necessity of the adjustment of the time to a full reading of the points at the events of non-uniform shadowing. For the case study created by 42.9 % when in relation to normal conditions of operation. The preliminary experimental results for situations without shadowing validate the proposed idea.

Key-words: Photovoltaic Modules, Curve Characterizer, Non-shading.

Lista de ilustrações

| | |
|---|----|
| Figura 1 – Coleta de pontos na curva tensão <i>versus</i> corrente com a mesma frequência em toda a curva. | 27 |
| Figura 2 – Curva tensão <i>versus</i> corrente e curva tensão <i>versus</i> potência considerando efeitos do sombreamento total. | 28 |
| Figura 3 – Curva tensão <i>versus</i> corrente e curva tensão <i>versus</i> potência considerando efeitos do sombreamento parcial. | 29 |
| Figura 4 – Irradiação solar incidente sobre a superfície com inclinação igual à latitude do local e voltada para o equador (Pinho; Galdino, 2014). . . . | 34 |
| Figura 5 – Linha do tempo com os principais marcos regulatórios para geração de energia solar de 2012 a 2016. | 34 |
| Figura 6 – Modelo funcional de uma célula fotovoltaica. Adaptado de (Luna, 2016). | 35 |
| Figura 7 – Esquema dos componentes de um módulo fotovoltaico. Adaptado de (Pinho; Galdino, 2014) | 37 |
| Figura 8 – Associação de células de maneira a formar os arranjos fotovoltaicos. . . | 37 |
| Figura 9 – Esquema de ligação de módulos em série. Adaptado de (Carneiro, 2010). | 38 |
| Figura 10 – Esquema de ligação de módulos em paralelo. Adaptado de (Carneiro, 2010). | 39 |
| Figura 11 – Esquema de ligação de módulos em paralelo e série. Adaptado de (Carneiro, 2010). | 39 |
| Figura 12 – Curva tensão <i>versus</i> corrente de células fotovoltaicas de silício cristalino conectadas em série. Adaptado de (Pinho; Galdino, 2014). | 40 |
| Figura 13 – Curva tensão <i>versus</i> corrente de células fotovoltaicas de silício cristalino conectadas em paralelo. Adaptado de (Pinho; Galdino, 2014). | 40 |
| Figura 14 – Curvas características de um módulo fotovoltaico. (a) Curva tensão <i>versus</i> corrente. (b) Curva tensão <i>versus</i> potência. | 41 |
| Figura 15 – Efeito causado pela variação de irradiância solar em um módulo fotovoltaico a uma temperatura de 25° C. (a) Curva tensão <i>versus</i> corrente, (b) Curva tensão <i>versus</i> potência. | 43 |
| Figura 16 – Influência da temperatura da célula fotovoltaica a uma irradiância de 1.000 W/m ² (a) Curva tensão <i>versus</i> corrente, (b) Curva tensão <i>versus</i> potência. | 44 |
| Figura 17 – Caracterizador de curvas fotovoltaicas com carga resistiva. | 45 |
| Figura 18 – Caracterizador de curvas fotovoltaicas com carga eletrônica. | 46 |
| Figura 19 – Caracterizador de curvas fotovoltaicas com carga capacitiva. | 47 |
| Figura 20 – Evolução da corrente e da tensão no capacitor em função do tempo. . . | 47 |

| | |
|--|----|
| Figura 21 – Representação esquemática do módulo fotovoltaico sombreado com diodos de desvio. Adaptado de (Brito, 2014). | 49 |
| Figura 22 – Efeito dos sombreamentos nas curvas características para um módulo fotovoltaico. (a) Curvas tensão <i>versus</i> corrente para sombreamento sem uso de diodos de desvio, (b) Curvas tensão <i>versus</i> potência para sombreamento sem uso de diodos de desvio, (c) Curvas tensão <i>versus</i> corrente para sombreamento com uso de diodos de desvio, (d) Curvas tensão <i>versus</i> potência para sombreamento com uso de diodos de desvio. | 49 |
| Figura 23 – Diagrama de processo com as etapas abordadas. | 51 |
| Figura 24 – Circuito equivalente do módulo fotovoltaico e do caracterizador fotovoltaico. | 52 |
| Figura 25 – Processo para obtenção das curvas do módulo fotovoltaico do caracterizador de carga capacitiva. | 53 |
| Figura 26 – Circuito RC para o processo de descarga do capacitor. | 53 |
| Figura 27 – Módulos fotovoltaicos atendidos para cada valor de capacitância. | 55 |
| Figura 28 – Porcentagem de módulos fotovoltaicos atendidos para os 4 capacitores selecionados. | 56 |
| Figura 29 – Curva tensão <i>versus</i> corrente com indicação da divisão de regiões. | 57 |
| Figura 30 – Requisito de quantidade de pontos para os 6002 módulos fotovoltaicos comerciais analisados na (a) região 1, (b) região 2. | 58 |
| Figura 31 – Curva tensão <i>versus</i> corrente sombreada com divisão de regiões. | 59 |
| Figura 32 – Fluxograma descritivo da metodologia para coleta de pontos em cada região e detecção de sombreamento parcial não uniforme. | 61 |
| Figura 33 – Demonstração do filtro de média móvel utilizado. (a) Curva tensão <i>versus</i> corrente ruidosa. (b) Amostra de pontos da região não linear. (c) Demonstração da forma de realização da média para a região linear | 62 |
| Figura 34 – Divisão das células do módulo de 330 Wp em subgrupos.(a)Módulo Fotovoltaico com seus respectivos diodos, (b)Subgrupo do diodo 1 com 24 células. | 64 |
| Figura 35 – Curvas para uma célula de um módulo fotovoltaico de 330 Wp.(a) Curva tensão <i>versus</i> corrente para 1 célula, (b) Curva tensão <i>versus</i> potência para 1 célula. | 65 |
| Figura 36 – Sombreamento do módulo de 330 Wp com 72 células e 3 diodos.(a)Módulo sem sombreamento, (b)Módulo com sombreamento no subgrupo do diodo 1, (c)Módulo com sombreamento no subgrupo do diodo 1 e diodo 2 , (d)Sombreamento em todo o módulo. | 65 |
| Figura 37 – Sombreamento parcial não uniforme para o estudo de caso. (a) Níveis de irradiância para cada subgrupo de diodo. (b) Curva tensão <i>versus</i> corrente para os níveis de irradiância demonstrados em (a). | 66 |

| | |
|---|----|
| Figura 38 – Equipamentos usados nos resultados experimentais. (a) Montagem para testes e equipamentos. (b) Caracterizador <i>GTracer</i> | 68 |
| Figura 39 – Curvas de carga no capacitor de 4700 μ F para o módulo de 330 Wp. (a) Curva de tempo <i>versus</i> corrente, (b) Curva de tempo <i>versus</i> tensão. | 70 |
| Figura 40 – Análise de erro no MPP após inserção de ruído na curva tensão <i>versus</i> potência para o módulo de 330 Wp. (a) Curva tensão <i>versus</i> potência teórica e curva tensão <i>versus</i> potência ruidosa. (b) Destaque no MPP da curva. | 71 |
| Figura 41 – Suavização realizada para o módulo de 330 Wp sem sombreamento. (a) Curvas tensão <i>versus</i> corrente. (b) Curvas tensão <i>versus</i> potência. | 72 |
| Figura 42 – Curvas para o caso 1 - operação normal sem sombreamento para o módulo de 330 Wp (a) Curva tensão <i>versus</i> corrente, (b) Curva tensão <i>versus</i> potência. | 72 |
| Figura 43 – Análise de erro nos MPPs após inserção de ruído na curva tensão <i>versus</i> potência para o módulo de 330 Wp sob condição de sombreamento não uniforme. (a) Curva tensão <i>versus</i> potência sem ruído e curva tensão <i>versus</i> potência ruidosa. (b) Destaque no MPP 1 das curvas. (c) Destaque no MPP 2 das curvas. (d) Destaque no MPP3 das curvas. | 74 |
| Figura 44 – Suavização realizada para o módulo de 330 Wp sob condição de sombreamento parcial. (a) Curvas tensão <i>versus</i> corrente, (b) Curvas tensão <i>versus</i> potência. | 75 |
| Figura 45 – Curva tensão <i>versus</i> potência suavizada para o módulo de 330 Wp com destaque para os pontos de transição de derivada detectados. | 76 |
| Figura 46 – Curvas para o caso 2 - operação com sombreamento não uniforme para o módulo de 330 Wp (a) Curva tensão <i>versus</i> corrente, (b) Curva tensão <i>versus</i> potência. | 76 |
| Figura 47 – Medição de V_{OC} e I_{SC} para o módulo de 330 Wp para uma Irradiância de 593 W/m ² e Temperatura no módulo de 46° C. | 77 |
| Figura 48 – Mudança de frequência nas regiões para um módulo de 330 Wp para uma irradiância de 590 W/m ² e temperatura 42° C. | 78 |
| Figura 49 – Carregamento do capacitor para coleta dos pontos de tensão e corrente para um módulo de 330 Wp para uma irradiância de 590W/m ² e temperatura 42° C. | 79 |
| Figura 50 – Curvas tensão <i>versus</i> corrente e tensão <i>versus</i> potência para o módulo de 330 Wp para uma Irradiância de 590 W/m ² e Temperatura de 42°C. | 80 |

Lista de tabelas

| | |
|---|----|
| Tabela 1 – Tecnologias das amostras dos módulos fotovoltaicos selecionados | 55 |
| Tabela 2 – Dados do Módulo Fotovoltaico Jinko JKM330P no STC (Irradiância 1000 W/m ² e Temperatura de 25° C) | 63 |
| Tabela 3 – Valores intermediários de V_{OC} e I_{SC} | 73 |
| Tabela 4 – Tempo das 6 regiões | 74 |
| Tabela 5 – Comparação dos tempos de coleta totais e por regiões calculados e medidos | 78 |

Lista de abreviaturas e siglas

| | |
|---------|--------------------------------------|
| ANEEL | Agência Nacional de Energia Elétrica |
| a-Si | Silício Amorfo |
| CA | Corrente Alternada |
| CC | Corrente Contínua |
| CdTe | Telureto de Cádmio |
| Cis | Seleneto de Cobre, Índio e Gálio |
| EVA | Acetado de Etil Vinila |
| FF | Fator de Forma |
| FV | Fotovoltaico |
| GMPP | Ponto de Máxima Potência Global |
| LMPP | Ponto de Máxima Potência Local |
| mc-Si | Silício Policristalinos |
| mono-Si | Silício Monocristalinos |
| MPP | Ponto de Máxima Potência |
| STC | <i>Standard Test Conditions</i> |

Lista de símbolos

| | |
|--------------------|---|
| A | Área da superfície |
| C | Capacitância |
| G | Irradiância incidente |
| G_R | Irradiância de referência |
| I_{MP} | Corrente de Máxima Potência |
| I_0 | Corrente de saturação reversa do diodo |
| I_{PV} | Corrente Gerada pelo Efeito Fotovoltaico |
| I_{SC} | Corrente de Curto-Circuito |
| K | Constante de Boltzmann |
| K_I | Coefficiente de temperatura de I_{SC} |
| K_V | Coefficiente de temperatura de V_{OC} |
| m | Fator de idealidade do diodo |
| n | Eficiência |
| N_P | Número de células em paralelo |
| N_{PRL} | Número de pontos das regiões lineares |
| N_{PRNL} | Número de pontos da regiões não lineares |
| N_S | Número de células em série |
| $P_{m\acute{a}x}$ | Potência Máxima |
| q | Carga do Elétron |
| $Q_{cell_{somb}}$ | Quantidade de células do subgrupo sombreado |
| $Q_{cell_{total}}$ | Quantidade total de células do módulo |
| Q_{R_1} | Quantidade de pontos na região 1 |
| Q_{R_2} | Quantidade de pontos na região 2 |

| | |
|------------------|--|
| Q_{RL} | Quantidade de regiões lineares |
| Q_{RNL} | Quantidade de regiões não lineares |
| $Queda_G$ | Quantidade percentual da redução de geração |
| R | Resistência |
| R_I | Resistência em série do módulo fotovoltaico |
| R_P | Resistência em paralelo do módulo fotovoltaico |
| T | Temperatura do módulo fotovoltaico |
| t_{1P} | Tempo para coleta por ponto da região 1 |
| t_{2P} | Tempo para coleta por ponto da região 2 |
| t_d | Tempo de descarga do capacitor |
| t_f | Tempo de aquisição total dos dados |
| T_R | Temperaturas do módulo de referência |
| t_{R1} | Tempo de aquisição para região 1 |
| t_{R2} | Tempo de aquisição para região 2 |
| t_{R3} | Tempo de aquisição para região 3 |
| t_{R4} | Tempo de aquisição para região 4 |
| t_{R5} | Tempo de aquisição para região 5 |
| t_{R6} | Tempo de aquisição para região 6 |
| V_{MP} | Tensão de Máxima Potência |
| V_{OC} | Tensão de Circuito Aberto |
| V_t | Tensão térmica do módulo fotovoltaico |
| α | Coefficiente de temperatura para corrente |
| β | Coefficientes de temperatura para a tensão |
| ΔV_{R_1} | Passo de tensão para a região 1 |
| ΔV_{R_2} | Passo de tensão para a região 2 |
| δP | Derivada da potência |
| τ | Constante de tempo do circuito RC |

Sumário

| | | |
|----------|--|-----------|
| 1 | INTRODUÇÃO | 25 |
| 1.1 | Contexto e relevância | 25 |
| 1.2 | Análise da curva característica e influência do sombreamento na geração | 26 |
| 1.3 | Objetivos | 30 |
| 1.4 | Organização do texto | 30 |
| 2 | REVISÃO DE LITERATURA | 33 |
| 2.1 | Radiação e irradiação solar | 33 |
| 2.2 | Principais marcos regulatórios para energia solar | 33 |
| 2.3 | Energia Solar Fotovoltaica | 35 |
| 2.3.1 | Módulos Fotovoltaicos | 36 |
| 2.3.1.1 | Composição dos módulos fotovoltaicos | 36 |
| 2.3.1.2 | Tipos de células fotovoltaicas | 36 |
| 2.3.1.3 | Associação de Módulos | 38 |
| 2.4 | Curvas características do módulo fotovoltaico | 40 |
| 2.4.1 | Influência da irradiância nas curvas características do módulo fotovoltaico | 42 |
| 2.4.2 | Influência da temperatura nas curvas características do módulo fotovoltaico | 42 |
| 2.4.3 | Principais parâmetros da curva tensão <i>versus</i> corrente em relação a sujidade das células | 43 |
| 2.5 | Caracterizadores de curvas dos módulos fotovoltaicos | 44 |
| 2.5.1 | Cargas resistivas | 45 |
| 2.5.2 | Cargas eletrônicas | 46 |
| 2.5.3 | Cargas capacitivas | 46 |
| 2.6 | Efeito de sombreamentos em módulos fotovoltaicos | 47 |
| 3 | METODOLOGIA | 51 |
| 3.1 | Circuito equivalente de um módulo fotovoltaico e do caracterizador fotovoltaico | 51 |
| 3.1.1 | Análise do regime transitório do capacitor | 54 |
| 3.2 | Definição do número de pontos e divisão de regiões da coleta | 56 |
| 3.2.1 | Divisão das regiões | 56 |
| 3.2.2 | Quantidade de pontos das regiões | 57 |
| 3.3 | Mudanças durante sombreamento não uniforme | 58 |

| | | |
|-------|---|-----------|
| 3.3.1 | Divisão de regiões | 58 |
| 3.4 | Estratégia para obtenção dos pontos de máxima potência | 60 |
| 4 | ESTUDO DE CASO | 63 |
| 4.1 | Simulações Computacionais | 63 |
| 4.1.1 | Casos analisados | 63 |
| 4.2 | Testes Experimentais | 67 |
| 5 | RESULTADOS | 69 |
| 5.1 | Resultados Simulados | 69 |
| 5.1.1 | Caso 1 - Operação normal sem sombreamento | 69 |
| 5.1.2 | Caso 2 - Operação com sombreamento não uniforme | 73 |
| 5.2 | Resultados Experimentais | 77 |
| 5.3 | Conclusões do Capítulo | 81 |
| 6 | CONCLUSÕES | 83 |
| 6.1 | Trabalhos Futuros | 83 |
| | REFERÊNCIAS | 85 |

1 Introdução

1.1 Contexto e relevância

A geração de eletricidade através da radiação solar vem apresentando um crescimento contínuo ao longo dos anos, sendo isto confirmado, inclusive, com a elevação no número de patentes em tecnologia sobre o assunto (Jesus et al., 2021). Isso se deve a alta disponibilidade de raios solares, baixos impactos na geração e incentivos governamentais em vários países ao redor do mundo, inclusive no Brasil (Mariano, 2017). No entanto, muitos destes sistemas apresentam baixa eficiência de conversão, visto que a geração depende de fatores climáticos que devem ser considerados nos projetos. Além disso, a efetividade da geração é influenciada pela disponibilidade dos raios solares, os quais variam conforme o território geográfico (Deepak; Pachauri; Chauhan, 2016; de Carvalho Neto et al., 2018).

Ressalta-se ainda a existência de fatores externos, como a sujidade, que também influenciam na performance do sistema fotovoltaico (Oliveira; Rampinelli; Krenzinger, 2016). O impacto na geração, proveniente de tais fatores, pode ser avaliado através das curvas características, sendo que a curva corrente *versus* tensão (I-V) dos módulos não são lineares e isso é algo a ser considerado na avaliação. As curvas características dos módulos fotovoltaicos são, dessa forma, importantes para o monitoramento da geração. Para analisá-las, é necessário identificar os principais pontos problemáticos, relacionando-os com os possíveis fatores externos que porventura estejam exercendo interferência em seu funcionamento, como o sombreamento e a sujidade (Rabuske; Friedrich; Fontura, 2018).

Para verificação destas curvas, existem equipamentos com capacidade de realizar diagnósticos e detectar problemas em módulos fotovoltaicos, como perda de eficiência e falhas nas conexões, por exemplo (Durán et al., 2012; Chen et al., 2018). Eles são chamados de analisadores, caracterizadores ou até mesmo traçadores de curva, como denominado por Luna and Carvalho (2017). Quanto as topologias desses instrumentos, existem várias, as quais podem ser diferenciadas, por exemplo, pelo tipo de carga inserido a estes, como carga capacitiva ou carga ativa (Campos, 2019). Esta última citada pode ser subdividida em carga eletrônica utilizando transistores, amplificadores de potência bipolares e fonte de alimentação de quatro quadrantes com conversores CC-CC (Reischauer; Rix, 2019).

Basicamente, para se fazer a medição da curva tensão *versus* corrente, é necessário um controle da corrente fornecida entre o ponto de tensão de circuito aberto (V_{OC}) e corrente de curto-circuito (I_{SC}) (Gupta; Chauhan; Saxena, 2016). O método mais usado comercialmente é o de carga capacitiva, devido à sua maior precisão e o seu custo relativamente mais baixo (Brito, 2014). Por isso, foi o método adotado nesse trabalho.

Durante o processo de carga do capacitor, a tensão aumenta até a condição de circuito aberto enquanto a corrente tende a tornar-se nula.

Na literatura existem diversos trabalhos que apresentam caracterizadores com carga capacitiva. Verificou-se que [Mahmoud \(2006\)](#) utiliza este tipo de caracterizador em suas pesquisas, sendo que ele define o valor do tempo de aquisição dos dados para que, então, seja obtido um valor de capacitância. De maneira similar, [Spertino et al. \(2015\)](#) e [Reischauer and Rix \(2019\)](#), fazem suas análises alcançando capacitâncias diferentes, porém as restringindo dentro do tempo de carregamento de 20 a 100 ms. Diante disso, pode-se constatar que as referências apresentadas calculam o valor de capacitância a depender do estudo de caso, ou seja, das características do módulo fotovoltaico a ser analisado.

Desta maneira é observada uma lacuna em tais estudos expostos visto que para diferentes características e modelos de módulos, tem-se valores diferentes de capacitâncias, restringindo assim sua aplicação prática. Partindo dessa análise, essa pesquisa busca sanar tal problema ao propor a construção de um analisador capaz de atender uma grande variedade de módulos fotovoltaicos comerciais, evidenciando assim a relevância científica e prática desse estudo. Além dessa questão, como foi analisada a questão do sombreamento nos módulos, essa pesquisa torna-se ainda mais aplicável, visto que conforme já mencionado, este é um fator que interfere na efetividade do sistema.

1.2 Análise da curva característica e influência do sombreamento na geração

Para verificar os impactos de fatores externos e a eficiência de sistemas fotovoltaicos, são utilizados os caracterizadores de módulos, sendo esta a nomenclatura adotada neste trabalho, mediante a existência de outros termos anteriormente mencionados. Estes instrumentos visam diagnosticar e detectar possíveis falhas no sistema de geração, sendo construídos de maneira a traçar as curvas características de um módulo fotovoltaico, e, a análise destas, permite avaliar o desempenho do mesmo ([Treter; Michels, 2018](#)).

Quanto à análise das curvas características, muitos destes caracterizadores são projetados para coletar os pontos utilizando uma única taxa de amostragem. A quantidade de pontos, assim como a maneira de coletá-los, são fatores relevantes ([Brito, 2014](#)). Na literatura é possível encontrar caracterizadores que consideram uma frequência definida no decorrer da curva, como por exemplo o estudo de [Luna \(2016\)](#). Contudo, como pode ser observado na [Figura 1](#), a curva característica de um módulo fotovoltaico apresenta uma região linear e outra não linear. Por este motivo, utilizar uma mesma frequência de coleta pode acarretar em erros de medição, uma vez que a região não linear necessita de maiores valores coletados para uma verificação assertiva.

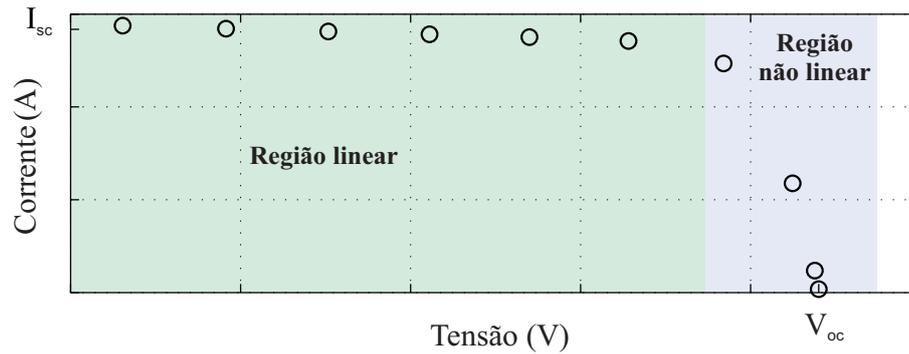


Figura 1 – Coleta de pontos na curva tensão *versus* corrente com a mesma frequência em toda a curva.

Além disso, os módulos fotovoltaicos quando submetidos a sombreamentos não uniformes apresentam em sua curva característica múltiplos picos de máxima potência, sendo que estes picos surgem devido à utilização dos diodos de desvio na construção dos módulos (Carneiro; Vargas; Pomílio, 2018). Dessa forma, constata-se que um sistema fotovoltaico pode ser influenciado por diversos fatores, sendo alguns naturais como sujidade, e outros de projeto como não considerar o possível sombreamento nos módulos (Brito, 2014).

Ainda sobre os efeitos do sombreamento na geração fotovoltaica, Pinho and Galdino (2014) afirmam que quando ela ocorre de maneira disforme, algumas células que constituem o módulo recebem menos irradiação quando comparadas a outras existentes na associação em série, limitando assim a corrente em todo esse conjunto. Em consequência, essa redução é propagada para outros módulos que estejam conectados em série. Os autores também mencionam que, em decorrência dos efeitos do sombreamento, o módulo o qual incide esta interferência pode sofrer danos uma vez que, por causa das sombras, há dissipação da potência nas células sombreadas. Essa dissipação gera um intenso calor que pode inclusive ser o motivo para rupturas no vidro do módulo além da fusão de polímeros e metais neste. Como exemplo em um estudo prático, a Figura 2 e a Figura 3 evidenciam os efeitos a partir da curva de tensão *versus* corrente e da curva tensão *versus* potência. Nestas figuras são considerados quatro módulos em série, e a cada dois módulos um diodo de desvio.

Como observa-se na Figura 2, as linhas tracejadas representam as curvas tensão *versus* corrente e tensão *versus* potência sem presença de sombreamento. As linhas contínuas mostram estas mesmas curvas considerando um sombreamento total em um dos módulos do grupo do diodo 2. Este sombreamento total faz com que este módulo não receba nenhum valor de irradiação. Por estarem em série, os dois módulos do mesmo grupo sofrem os efeitos, e então toda a corrente é desviada pelo diodo 2. Como efeito, apenas o subgrupo do diodo 1 recebe irradiação, e então a curva de linha contínua mostra que a tensão é reduzida fazendo com que a potência assim diminua.

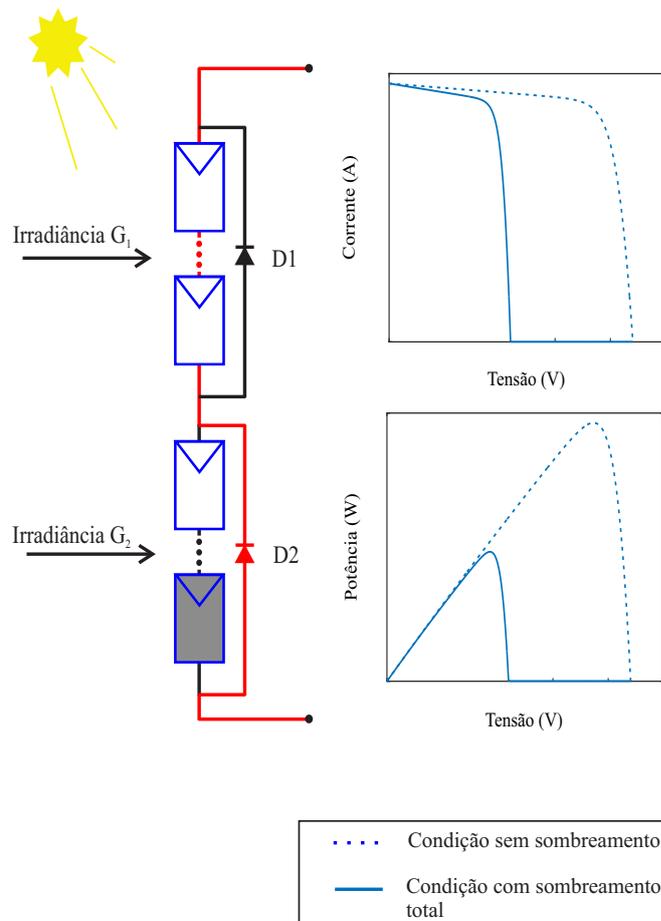


Figura 2 – Curva tensão *versus* corrente e curva tensão *versus* potência considerando efeitos do sombreamento total.

Na Figura 3 as linhas contínuas das curvas tensão *versus* corrente e tensão *versus* potência mostram o efeito de sombreamento parcial para a mesma configuração vista na Figura 2. Neste caso, os módulos do subgrupo 2, recebem um valor de irradiância reduzido e por este motivo parte da corrente é desviada pelo diodo 2. Como considera-se neste caso que o subgrupo do diodo 1 não está sob efeito de sombreamento, seus módulos não são afetados e portanto não reduzem a corrente. Por consequência surge mais um pico de máxima potência na curva devido a queda de corrente do subgrupo 2.

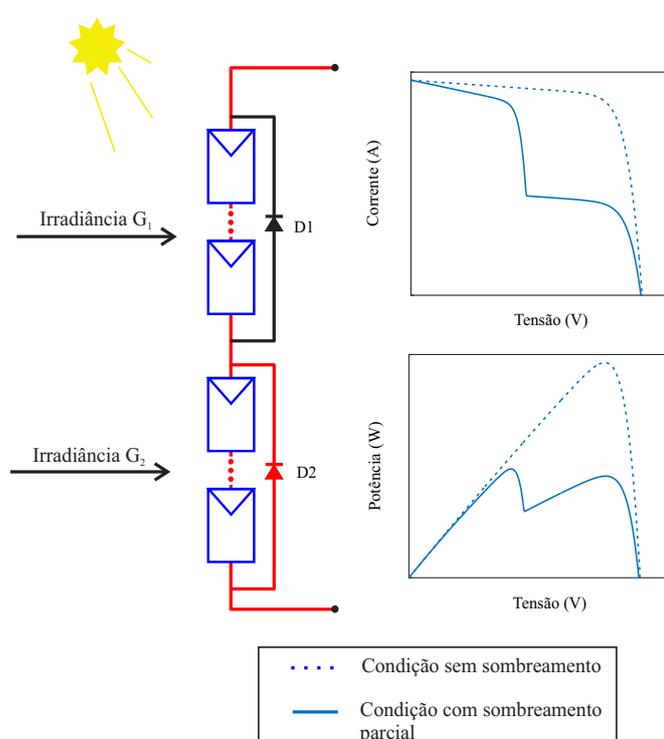


Figura 3 – Curva tensão *versus* corrente e curva tensão *versus* potência considerando efeitos do sombreamento parcial.

1.3 Objetivos

Esse trabalho tem por objetivo geral analisar e validar um projeto de um caracterizador de curvas baseado em carga capacitiva, onde se buscou encontrar um valor único de capacitância capaz de atender à uma variedade grande de módulos fotovoltaicos encontrados comercialmente e também considerar o sombreamento, visto que o mesmo interfere na eficiência da geração e no tempo de carregamento do capacitor. Para isso, diferentes características e tecnologias foram consideradas, para viabilizar o projeto e facilitar sua aplicação na prática. Dessa forma, os objetivos específicos desta dissertação são:

- Propor uma separação da curva característica em mais de uma região e calcular a frequência que deve ser realizada a coleta em cada parte;
- Analisar a influência do sombreamento na coleta de dados, já que esse fator influencia no tempo de carregamento do capacitor;
- Realizar testes através de simulações e experimentos em laboratório para identificar se o monitoramento desenvolvido foi efetivo perante estas metas estipuladas.

1.4 Organização do texto

Este trabalho é dividido em 6 capítulos. Neste primeiro, foram apresentados o contexto e a relevância sobre o tema proposto. É feita uma breve explanação sobre os caracterizadores de módulo, devido ser o objetivo principal a análise e o projeto de um modelo desse instrumento, capaz de abranger mais módulos comerciais. Este caracterizador contemplará as interferências na geração fotovoltaica causadas por sombreamentos.

O segundo capítulo trata-se da análise teórica quanto ao estudo proposto, retratando sobre:

- Radiação solar;
- Principais marcos regulatórios para a geração de energia solar;
- Geração de energia fotovoltaica: composição de módulos, seus tipos de células e formas de associação;
- Curvas fotovoltaicas e seus caracterizadores;
- Interferências de geração, com enfoque no sombreamento não uniforme.

No terceiro capítulo, a metodologia utilizada nas pesquisas foi abordada, evidenciando as seguintes etapas:

- Verificação de circuito equivalente de um módulo fotovoltaico e a análise do regime transitório do capacitor;
- Definição do número de pontos e divisão de regiões de coleta;
- Mudanças decorrentes da análise do sombreamento;
- Estratégia para detecção de sombreamento e consequente localização dos pontos de máxima potência.

Um estudo de caso foi desenvolvido no quarto capítulo, sendo que seu objetivo foi testar a metodologia exposta, através de simulações computacionais em situações operacionais divergentes, além de teste experimental. Já no quinto capítulo os resultados são abordados, sendo eles também através de simulações e experimentos em laboratório, a fim de atingir aos objetivos propostos. Por fim, no sexto capítulo as conclusões do trabalho são evidenciadas.

2 Revisão de Literatura

Como já mencionado no capítulo anterior, é importante a análise das curvas características de um módulo fotovoltaico. Neste capítulo serão abordados alguns dos principais conceitos para esta área. Dentre eles: radiação solar; principais marcos regulatórios sobre energia solar; módulos fotovoltaicos bem como sua composição e formas de associação; curvas características dos módulos e influências sobre as mesmas; analisadores de curvas e sombreamentos nos módulos.

2.1 Radiação e irradiação solar

Radiação e irradiação são termos semelhantes, mas por vezes utilizados de forma sinônima. A radiação é a energia proveniente do sol e propagada em forma de ondas eletromagnéticas. Já a irradiação são os níveis de exposição a essa radiação, ou seja, é a energia incidente na superfície, sendo que seus valores são analisados através da integração da irradiância em um período de tempo determinado. Essa última ainda pode ser subdividida em difusa, direta e global (Pinho; Galdino, 2014).

Irradiação difusa é aquela que atinge a superfície após espalhamento devido a atmosfera do planeta. Já a direta não sofre tal influência. Quanto à global, ela é a somatória das irradiações direta e difusa com a radiação solar que alcança a superfície terrestre, mas é refletida, chamada de albedo (Pinho; Galdino, 2014). Independente da sua classificação, sabe-se que o Brasil tem um posicionamento geográfico favorável quanto a irradiação (Jesus et al., 2021). Isso pode ser constatado na Figura 4, onde são vistas regiões com elevada média anual de irradiação.

Através dessa irradiação pode-se obter eletricidade, mediante um sistema fotovoltaico (Mariano, 2017). Em dias nublados, a irradiação que chega à superfície é praticamente toda difusa, sendo que isso pode afetar a efetividade do sistema de geração. Com isso, é importante que os módulos fotovoltaicos estejam bem posicionados em direção ao sol para que chegue a sua superfície o máximo possível de irradiação do tipo direta (Pinho; Galdino, 2014).

2.2 Principais marcos regulatórios para energia solar

Observa-se na Figura 5 alguns dos principais marcos regulatórios para geração de energia fotovoltaica.

Conforme a Figura 5, pode-se notar o primeiro marco em 2012, que foi um grande

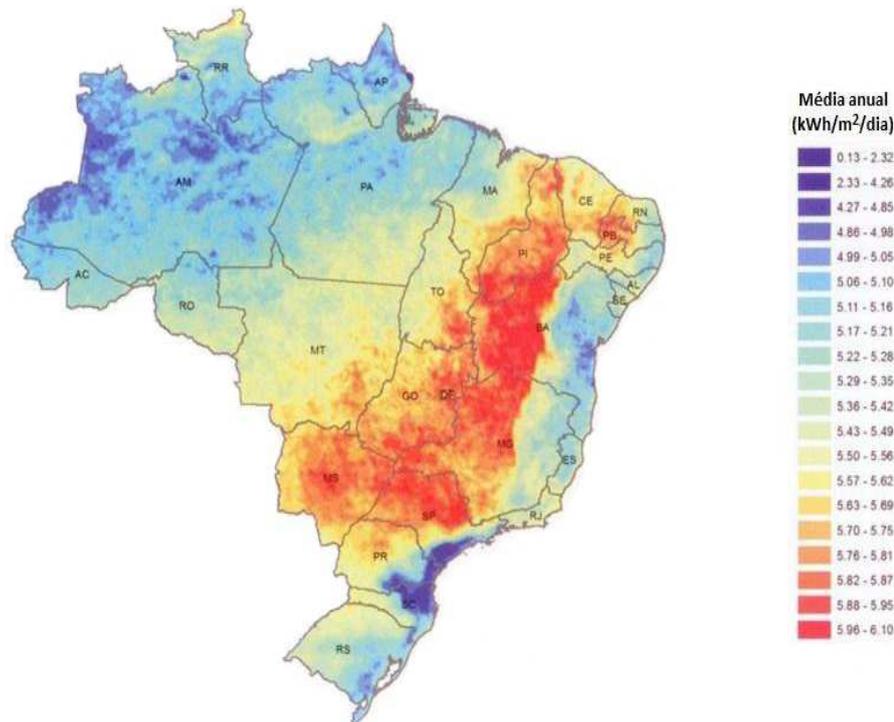


Figura 4 – Irradiação solar incidente sobre a superfície com inclinação igual à latitude do local e voltada para o equador (Pinho; Galdino, 2014).



Figura 5 – Linha do tempo com os principais marcos regulatórios para geração de energia solar de 2012 a 2016.

incentivo para o uso da energia fotovoltaica. Neste ano a Agência Nacional De Energia Elétrica – ANEEL criou o Sistema de Compensação de Energia Elétrica através da resolução normativa 482 para acesso da microgeração e minigeração de energia elétrica. Em 2013, foi incluída a energia fotovoltaica através de duas portarias pelo Ministério de Minas e Energia (MME) para leilões de energia. Em 2014, houve a definição das condições de leilões de energia reserva, competindo os projetos fotovoltaicos entre si. Ainda neste ano, houve uma isenção do imposto sobre a importação para equipamentos e componentes de geração solar. Um marco importante em 2015 foi a alteração da Resolução Normativa 482 pela 687, trazendo algumas alterações quanto ao aproveitamento de créditos por exemplo. Ainda em 2015, entrou em vigor uma lei que determinou o uso obrigatório de recursos de pesquisa e desenvolvimento em fontes alternativas. Dois projetos de lei foram feitos também neste ano, sendo o primeiro voltado para expandir a geração solar para famílias do “Minha Casa Minha Vida”. O outro projeto de lei permite o uso do fundo de garantia

do tempo de serviço (FGTS) na aquisição e instalação de itens para sistemas fotovoltaicos. Por fim, em 2016, uma lei proveu uma fonte de recursos para instalação de uma unidade microgeração e minigeração distribuída criando o Programa Solar (Abdala, 2019).

2.3 Energia Solar Fotovoltaica

O efeito fotoelétrico, também chamado de efeito fotovoltaico (FV), converte radiação solar em energia elétrica (Jesus et al., 2021). Para Pinho and Galdino (2014), esse efeito pode ser considerado como a conversão direta do espectro visível da energia da luz em eletricidade, sendo isso possível através de células fotovoltaicas. O resultado dessa conversão é a própria energia fotovoltaica.

Historicamente, esse fenômeno foi observado pela primeira vez em 1839 por Edmond Becquerel, um físico francês, que identificou presença de tensão elétrica devido irradiação solar sobre um eletrodo imerso em solução química. Com a evolução dos estudos sobre essa descoberta, verificou-se que o efeito FV ocorria em certos materiais semicondutores, sendo esses os elementos que compõem uma célula fotovoltaica (Mariano, 2017). Essas células são dispositivos desenvolvidos para possibilitar a conversão direta entre energia solar para elétrica (Pinho; Galdino, 2014). Para melhor demonstrar sobre o efeito, um modelo funcional de uma célula FV é exibido na Figura 6.

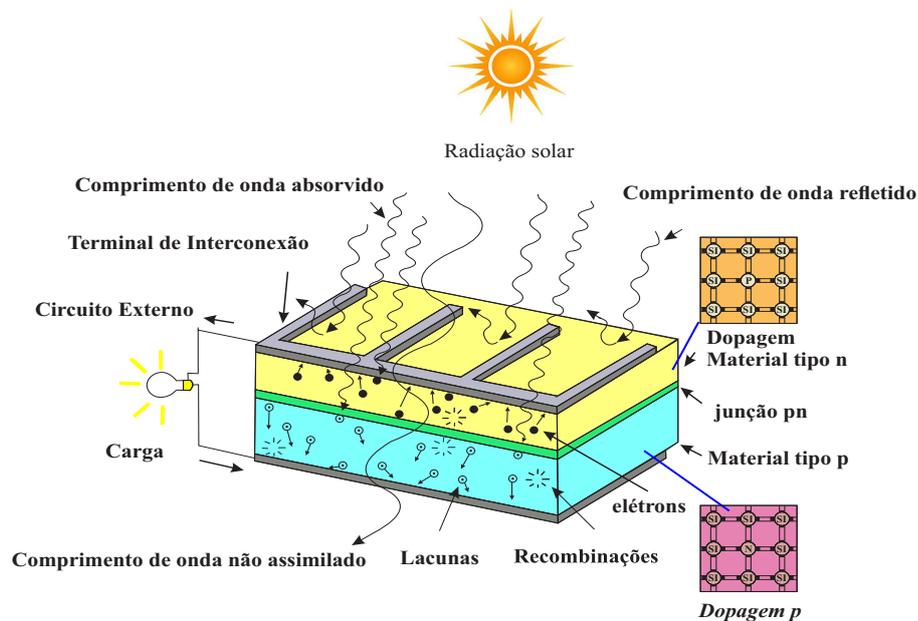


Figura 6 – Modelo funcional de uma célula fotovoltaica. Adaptado de (Luna, 2016).

Na Figura 6, pode ser observada a junção PN, obtida através da dopagem, onde os elétrons livres do lado N circulam para o lado P onde há as lacunas livres, formando uma corrente de portadores e um campo elétrico para conter esse processo, sendo tal região

denominada zona de depleção. Quando há exposição aos fótons com energia suficiente para vencer essa barreira os pares elétrons-lacunas livres reiniciam o processo, dando origem à corrente elétrica (Luna, 2016).

Essa corrente gerada nas células é do tipo contínua (CC), sendo que para ser utilizada por cargas que necessitam da corrente alternada (CA) é preciso incluir no sistema um inversor de frequência (Jesus et al., 2021). Através da associação de várias células FV, obtém-se os módulos.

2.3.1 Módulos Fotovoltaicos

Quanto a sua definição, um módulo fotovoltaico é um componente básico do sistema de geração FV, composto por associação de células solares encapsuladas (Pinho; Galdino, 2014). Essas interligações entre as células FV podem ser associações série e/ou paralelo, para se obter tensões e correntes maiores na geração (Luna, 2016). Os módulos são disponibilizados comercialmente, sendo que os diferentes fabricantes divulgam nos catálogos e manuais dos produtos suas características (Luna; Carvalho, 2017).

Alguns exemplos dessas especificações são os valores de corrente de máxima potência, corrente de curto-circuito, tensão de máxima potência, tensão de circuito aberto, potência máxima, entre outros, sendo que estes são averiguados em algumas condições predeterminadas como, por exemplo, de temperatura e irradiância (Luna; Carvalho, 2017). Outras informações que podem estar contidas nos documentos elaborados pelas empresas fabricantes é a composição desses módulos FV.

2.3.1.1 Composição dos módulos fotovoltaicos

O módulo FV, além das células fotovoltaicas interligadas e dispostas sobre uma estrutura rígida, possui outros componentes. Em sua estrutura, pode haver caixas de conexões elétricas, com os cabos possuindo conectores padronizados para uma rápida conexão de módulos (Mariano, 2017). Os módulos fotovoltaicos são constituídos em camadas, sendo elas, a cobertura inferior, o encapsulante, a cobertura posterior, a moldura e a caixa de conexões.

Para uma melhor visualização dessas camadas, elas são evidenciadas na Figura 7. Nessa representação o encapsulamento das células é feito através do vidro temperado de alta transparência e o acetato de etil vinila (EVA) com o filme posterior e a estrutura de alumínio sendo respectivamente a cobertura posterior e a moldura (Pinho; Galdino, 2014).

2.3.1.2 Tipos de células fotovoltaicas

As células podem ser constituídas por diferentes tipos de semicondutores. Comercialmente, os módulos mais disponibilizados no mercado possuem células de silício

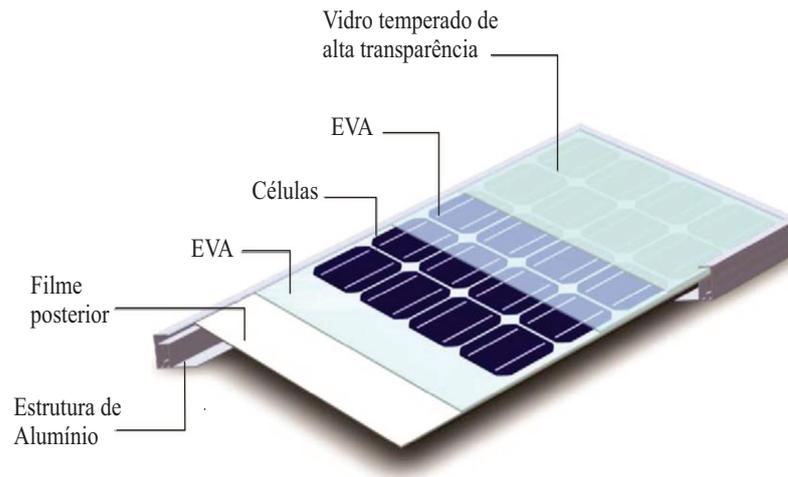


Figura 7 – Esquema dos componentes de um módulo fotovoltaico. Adaptado de (Pinho; Galdino, 2014)

(Si) mono cristalino ou policristalino (Jesus et al., 2021). Além desses tipos de células de Si, tem ainda a de silício amorfo.

Porém, há outros tipos de semicondutores que podem ser utilizados nas células, entre eles telureto de cádmio (CdTe), disseleneto de cobre (CIS), disseleneto de cobre índio gálio. Uma célula de silício produz uma corrente próxima de 3 A a 5 A e uma tensão aproximada de 0,7 V (Brito, 2014). É importante destacar que geralmente elas são associadas em série, com o objetivo de se produzir tensões maiores, quando comparado à associação em paralelo (Mariano, 2017).

Como já mencionado, quando as células são associadas elas formam um módulo, e quando há associação de módulos tem-se um arranjo fotovoltaico como pode ser visto na Figura 8.

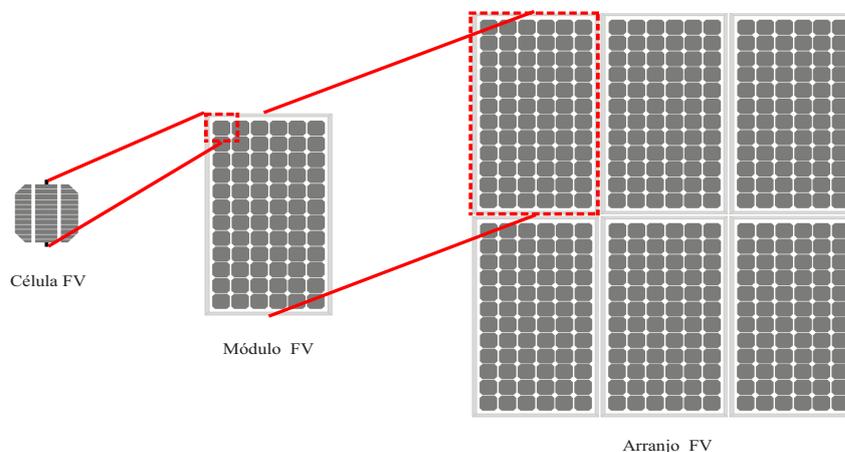


Figura 8 – Associação de células de maneira a formar os arranjos fotovoltaicos.

2.3.1.3 Associação de Módulos

As associações de módulos em série e/ou paralelo formam os arranjos fotovoltaicos, os quais podem fornecer potência em maiores quantidades, abastecendo casas, edifícios, condomínios, entre outros (Luna, 2016). Na interligação do tipo série, sucessivamente, o terminal positivo de um módulo é conectado ao negativo do próximo módulo. A Figura 9 mostra esse tipo de ligação. Quando tais equipamentos são do mesmo modelo e estão submetidos a uma mesma irradiância e temperatura, a corrente do módulo FV não é afetada. Casos essas condições não ocorram, haverá limitações nessa grandeza elétrica, além da possibilidade de aquecimento do sistema (Pinho; Galdino, 2014). Esta associação permite um aumento na tensão, enquanto a corrente é mantida, conforme pode ser visto nas equações a seguir:

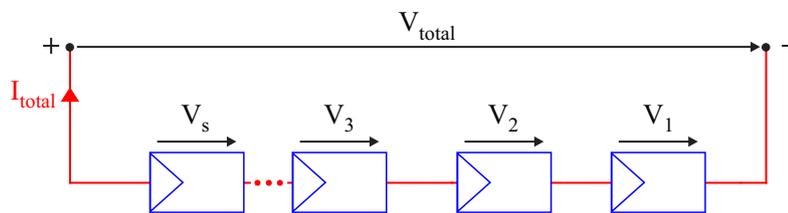


Figura 9 – Esquema de ligação de módulos em série. Adaptado de (Carneiro, 2010).

$$V_{total} = V_1 + V_2 + \dots + V_n = nV, \quad (2.1)$$

$$I_1 = I_2 \dots = I_n = I, \quad (2.2)$$

onde n é o número de células associadas.

Já na interligação do tipo paralelo, todos os terminais positivos são conectados entre si. O mesmo ocorre com os terminais negativos. A Figura 10 mostra esse tipo de ligação. Nesse caso, as correntes são somadas, enquanto a tensão não é afetada. As equações para este caso podem ser vistas a seguir:

$$I_{total} = I_1 + I_2 + \dots + I_n = nI, \quad (2.3)$$

$$V_1 = V_2 \dots = V_n = V. \quad (2.4)$$

A associação série e paralela usa esses dois tipos de ligação, a fim de se conseguir chegar em valores de corrente e tensão desejáveis segundo a forma de ligação associada (Pinho; Galdino, 2014). A Figura 11 mostra esse tipo de ligação. Para melhor compreensão da diferença entre as ligações série e paralelo, a Figura 12 e a Figura 13 são evidenciadas,

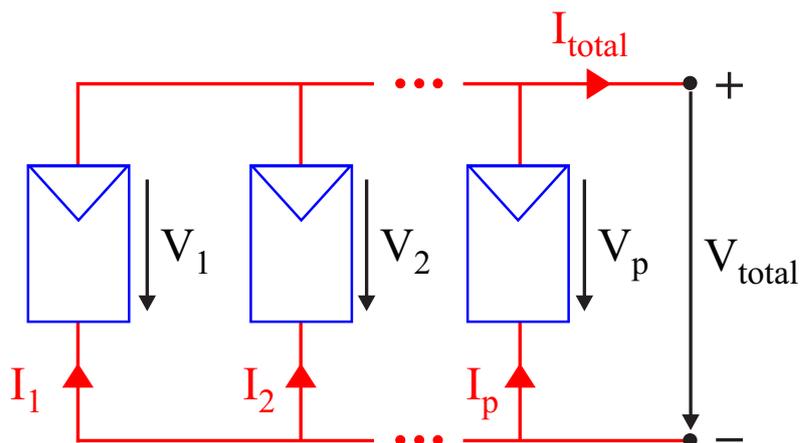


Figura 10 – Esquema de ligação de módulos em paralelo. Adaptado de (Carneiro, 2010).

comparando as curvas corrente *versus* tensão de células FV, sendo que o comportamento em associações de módulos, nas condições já mencionadas quanto a modelos e ambiente, é o mesmo.

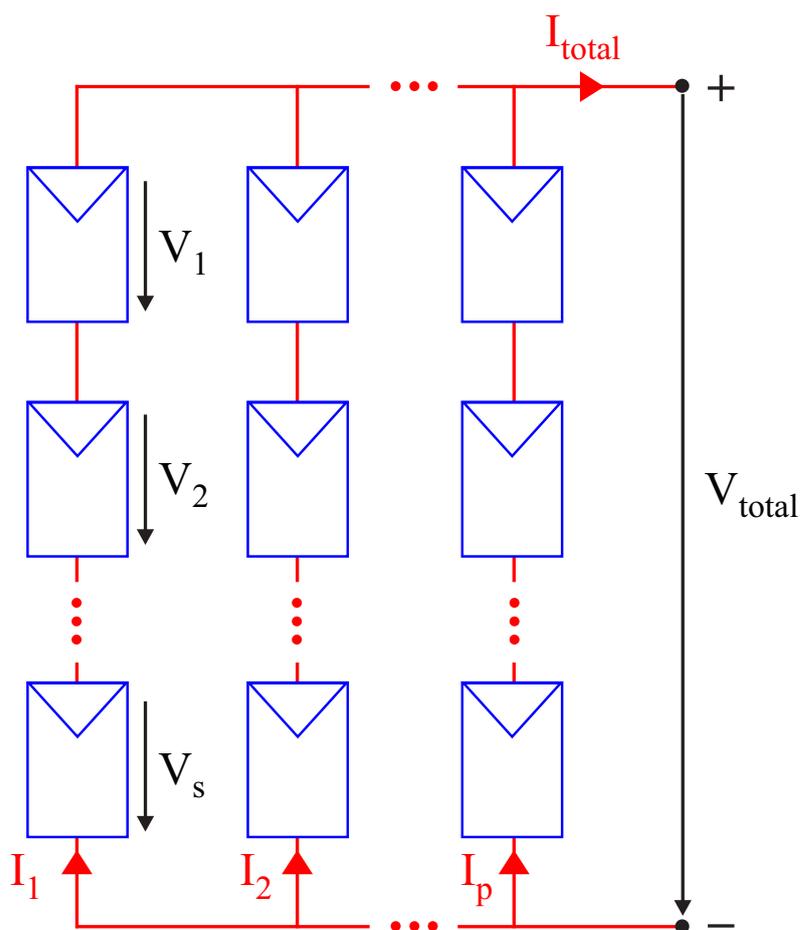


Figura 11 – Esquema de ligação de módulos em paralelo e série. Adaptado de (Carneiro, 2010).

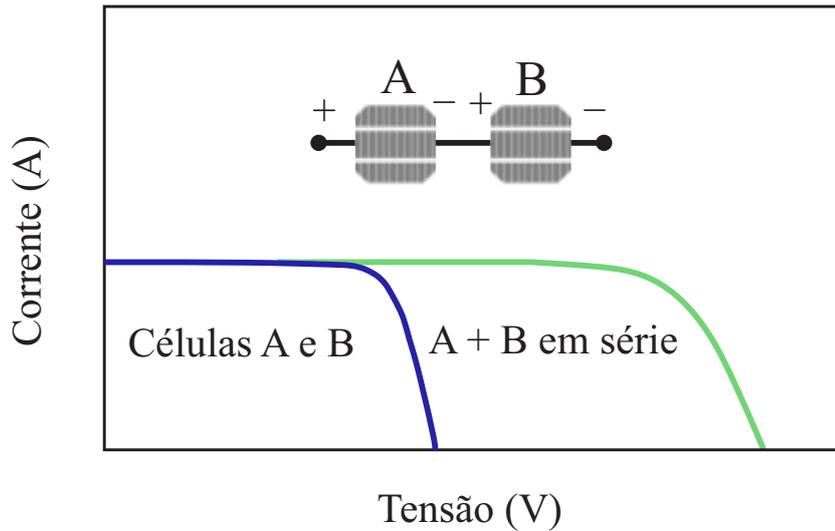


Figura 12 – Curva tensão *versus* corrente de células fotovoltaicas de silício cristalino conectadas em série. Adaptado de (Pinho; Galdino, 2014).

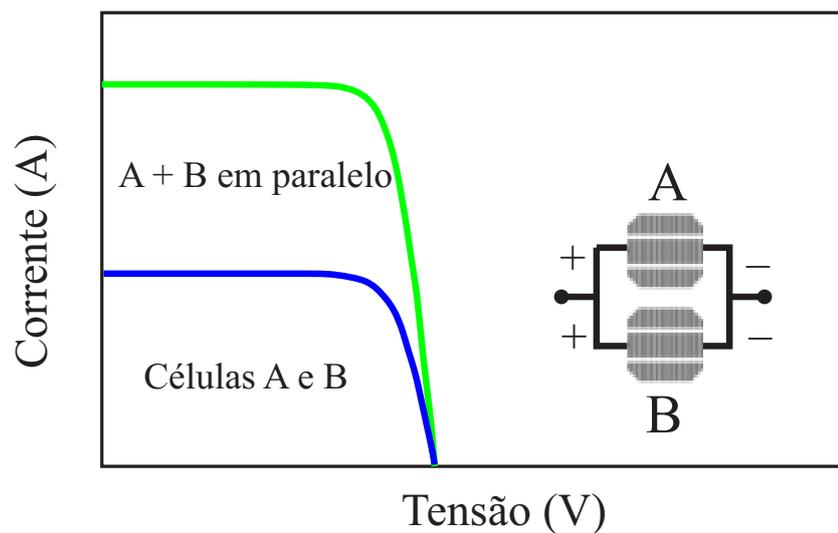


Figura 13 – Curva tensão *versus* corrente de células fotovoltaicas de silício cristalino conectadas em paralelo. Adaptado de (Pinho; Galdino, 2014).

2.4 Curvas características do módulo fotovoltaico

O desempenho de um módulo depende de fatores externos que muitas vezes não são fáceis de se controlar. Para a análise desse desempenho, é importante determinar as curvas características do módulo, sendo estas tensão *versus* corrente e tensão *versus* potência (Lemos, 2016).

Pode-se observar na Figura 14(a) a curva de tensão *versus* corrente e na Figura 14(b) a curva tensão *versus* potência para um módulo fotovoltaico. Ambas as curvas estão considerando os valores de teste padrão (STC - *Standard Test Conditions*), sendo irradiância de 1000 W/m^2 sob uma distribuição espectral padrão de AM (Air Mass) 1,5 e

temperatura de 25° C.

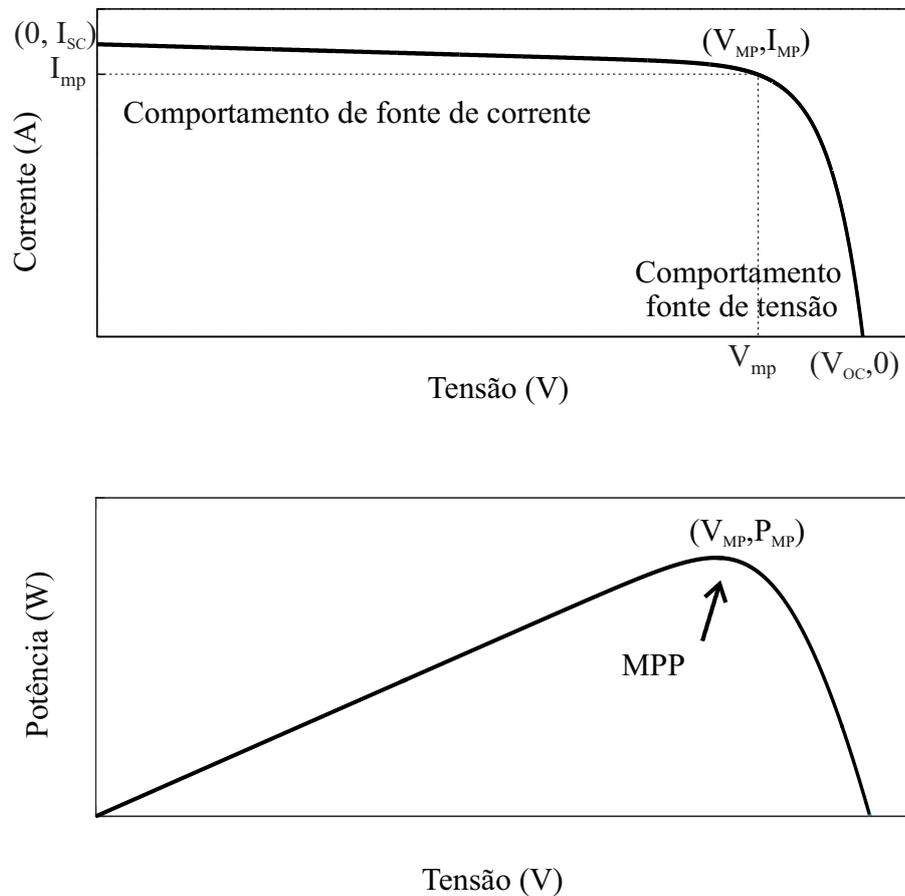


Figura 14 – Curvas características de um módulo fotovoltaico. (a) Curva tensão *versus* corrente. (b) Curva tensão *versus* potência.

Alguns pontos importantes para análise dessa curva são os valores de tensão de circuito aberto V_{OC} , a corrente de curto-circuito I_{SC} e os valores de tensão e corrente que correspondem ao ponto de máxima potência (MPP) do módulo, V_{MP} e I_{MP} respectivamente. A partir deste pontos de V_{MP} e I_{MP} , obtem-se também a potência máxima ($P_{m\acute{a}x}$) para o módulo. Nas condições STC, o valor de V_{MP} dos módulos são cerca de 80 % de V_{OC} e I_{MP} é aproximadamente 90 a 95 % de I_{SC} (Spertino et al., 2015).

Como observa-se na Figura 14 (a), a primeira parte da curva tem característica de fonte de corrente. Esta região é caracterizada por uma corrente praticamente constante, enquanto a tensão varia de 0 a V_{MP} . A segunda parte da curva, após o ponto de máxima potência (MPP), começa com característica não linear. Nesta região a corrente varia de I_{MP} a zero, enquanto há pouca variação de tensão.

Estes valores de tensão e corrente são influenciados pela irradiância e pela temperatura no momento da medição, e isto afeta a característica da curva. As equações a seguir mostram a relação entre a variação da irradiação solar com I_{SC} e V_{OC} (Lemos,

2016).

$$I_{SC} = I_{SC_{STC}} \times \frac{G}{1000}, \quad (2.5)$$

onde $I_{SC_{STC}}$ é a corrente em condições STC, G é a irradiância incidente sobre o módulo em W/m^2 e I_{SC} é a corrente de curto-circuito para a irradiância G .

$$V_{OC} = \frac{KT}{q} \ln \left(\frac{I_{PV}}{I_O} + 1 \right), \quad (2.6)$$

onde T é a temperatura absoluta em Kelvin, I_O é a corrente de saturação, I_{PV} é a corrente fotogerada, q é a carga do elétron e K é a constante de Boltzmann.

Estes efeitos da influência de irradiância e temperatura podem ser vistos nos tópicos a seguir.

2.4.1 Influência da irradiância nas curvas características do módulo fotovoltaico

A corrente de um módulo fotovoltaico irá variar linearmente com a incidência de irradiância solar, considerando que a temperatura não varia. Neste caso a tensão de circuito aberto V_{OC} varia de maneira logarítmica (Pinho; Galdino, 2014). A Figura 15 mostra o efeito de se variar a irradiância mantendo a temperatura fixa em $25^\circ C$ para um mesmo módulo. Observa-se que na medida que a irradiância cai, no caso variando entre 200 a $1000 W/m^2$, a corrente no módulo também cai, e a tensão pouco se altera (Lemos, 2016).

2.4.2 Influência da temperatura nas curvas características do módulo fotovoltaico

A tensão do módulo diminui significativamente quando há um aumento de temperatura. Neste caso, se a irradiância se mantiver constante em $1000 W/m^2$ (STC) a corrente não sofrerá grandes diferenças. A Figura 16 mostra a variação de V_{OC} , devido a variação de temperatura e conseqüentemente o deslocamento do MPP. Observa-se que com o aumento da temperatura, neste caso variando de 25 a $100^\circ C$, V_{OC} diminui, reduzindo a eficiência do módulo (Lemos, 2016).

Salienta-se que devido ao processo de converter a luz solar em calor, uma variação da radiação solar pode provocar uma variação da temperatura. Por este motivo, estes fatores devem ser analisados em conjunto e não isolados (Brito, 2014).

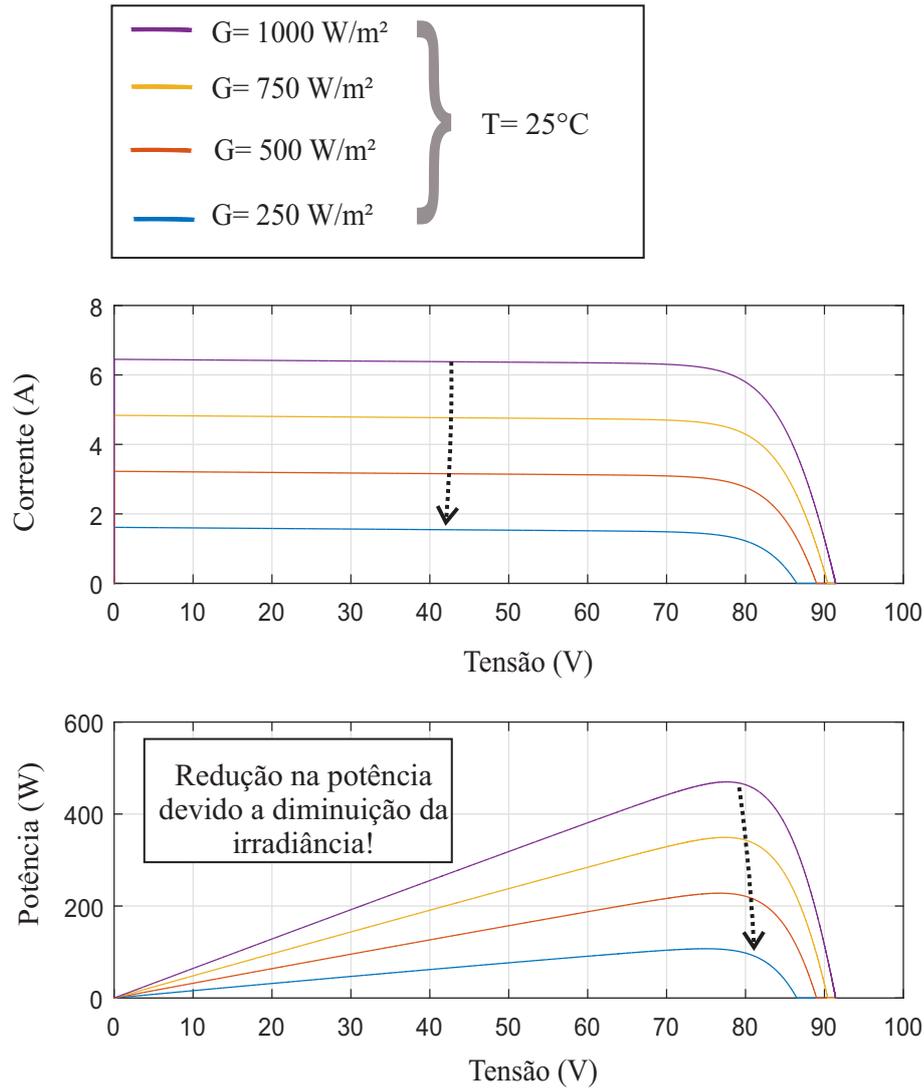


Figura 15 – Efeito causado pela variação de irradiância solar em um módulo fotovoltaico a uma temperatura de 25° C. (a) Curva tensão *versus* corrente, (b) Curva tensão *versus* potência.

2.4.3 Principais parâmetros da curva tensão *versus* corrente em relação a sujidade das células

Alguns fatores importantes para a análise das curvas dos módulos fotovoltaicos quando submetidos a sujidades são a eficiência n , fator de forma FF e a sua máxima potência $P_{máx}$. A eficiência do módulo é dada por:

$$n = \frac{V_{MP} I_{MP}}{GA} \times 100, \quad (2.7)$$

onde A é a área da superfície. O fator de forma ou fator de preenchimento é uma medida de qualidade das células solares fotovoltaicas. Mostra o quanto a curva tensão *versus* corrente

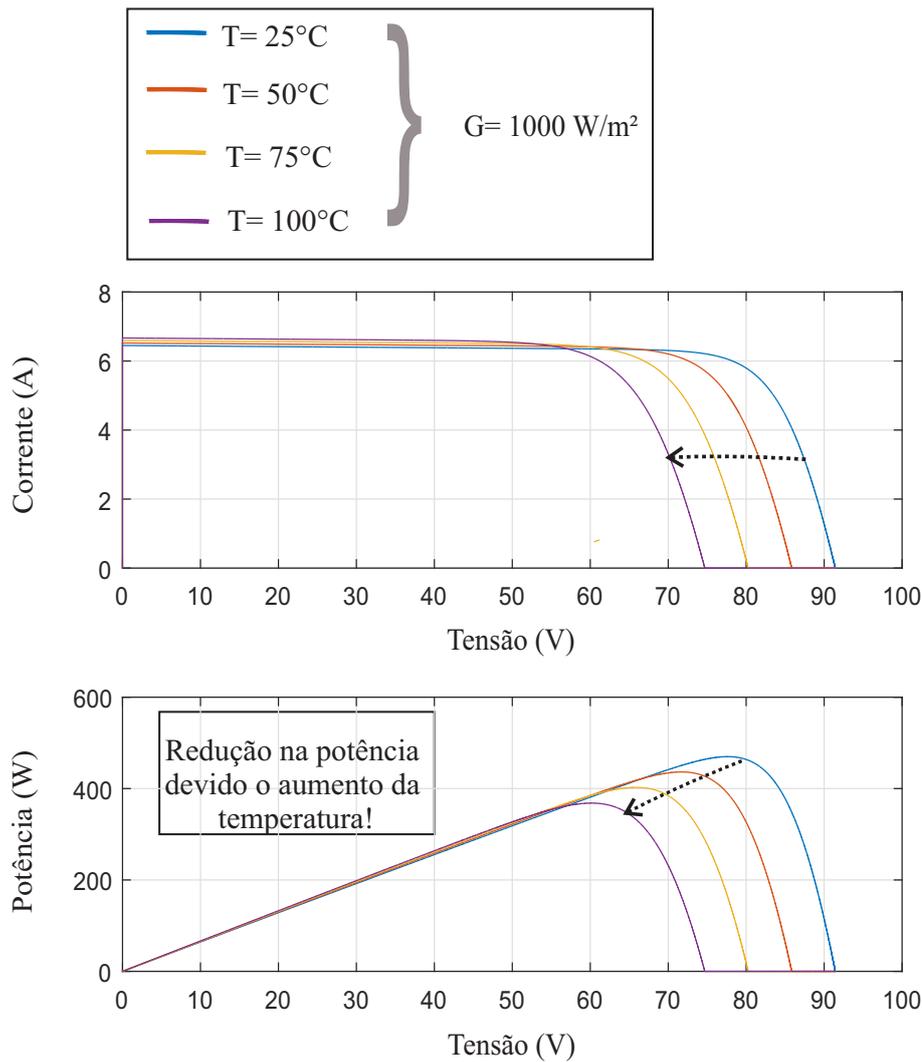


Figura 16 – Influência da temperatura da célula fotovoltaica a uma irradiância de 1.000 W/m^2 (a) Curva tensão *versus* corrente, (b) Curva tensão *versus* potência.

se aproxima de um retângulo e pode ser determinada a partir de (Lemos, 2016):

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

Estes parâmetros deverão ser analisados objetivando comparar o módulo fotovoltaico com e sem sombreamento.

2.5 Caracterizadores de curvas dos módulos fotovoltaicos

Com o surgimento de novas tecnologias de fabricação de módulos, e também o aumento da procura por estes sistemas fotovoltaicos, há uma necessidade de caracterização dos módulos fotovoltaicos (Brito, 2014). O caracterizador é um equipamento capaz de diagnosticar ou detectar falhas nos módulos fotovoltaicos, com a função de levantar as

curvas de um sistema fotovoltaico. Basicamente para se medir os pontos de corrente e tensão e levantar a curva basta controlar a corrente fornecida pelo módulo entre o ponto de curto-circuito até o ponto de circuito aberto do mesmo (Duran et al., 2008). Muitos métodos de caracterização são propostos (Lemos, 2016), (Duran et al., 2008):

- Extrapolação da curva tensão *versus* corrente para determinadas condições de irradiância e temperatura;
- Realização de testes operacionais em determinadas condições de irradiância;
- Medidas *outdoor* de módulos utilizando-se: cargas resistivas; cargas eletrônicas e cargas capacitivas.

Este último item será melhor abordado nas seções a seguir.

2.5.1 Cargas resistivas

Este método é simples e de baixo custo, porém o mesmo não é muito recomendado pois V_{OC} nunca é alcançada, visto que não é possível na prática se alcançar o valor de resistência igual a infinito. Esta é uma limitação para o uso deste método. Mas ressalta-se que com este método as curvas podem ser aproximadas em aplicações onde a precisão dos dados não seja tão importante (Duran et al., 2008). Como pode ser visto na Figura 17 o valor de R varia de zero até um valor muito grande com intuito de capturar os pontos da curva desde o circuito aberto até o curto-circuito (Brito, 2014).

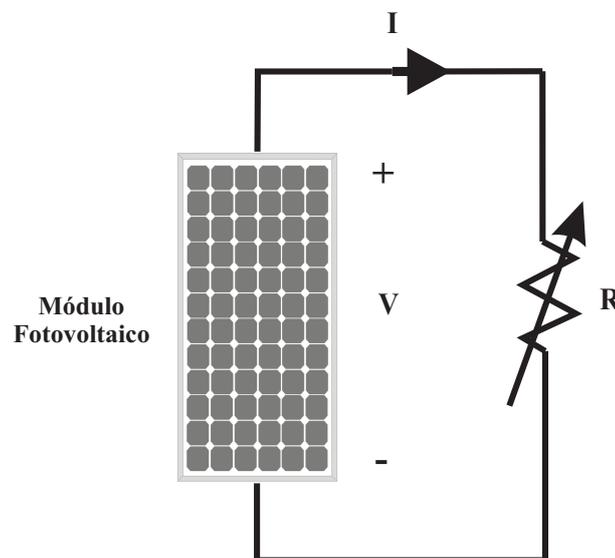


Figura 17 – Caracterizador de curvas fotovoltaicas com carga resistiva.

2.5.2 Cargas eletrônicas

Um transistor (geralmente um MOSFET) pode ser usado como carga para um caracterizador de curvas. Quando este é usado para análise de sistemas fotovoltaicos, o MOSFET atua em seus três modos de operação (corte, saturação e região linear). Neste caso, é conhecido como método de carga eletrônica. Este método possui limitações assim como o de carga resistiva, porém tem a vantagem de conseguir variar eletronicamente o valor da resistência da carga (Duran et al., 2008). Este modelo pode ser visto na Figura 18, onde a resistência entre o dreno e a fonte é modulada pela tensão na porta do transistor, e consequentemente a corrente pode fluir para diferentes valores de impedância vistos pelo módulo (Brito, 2014).

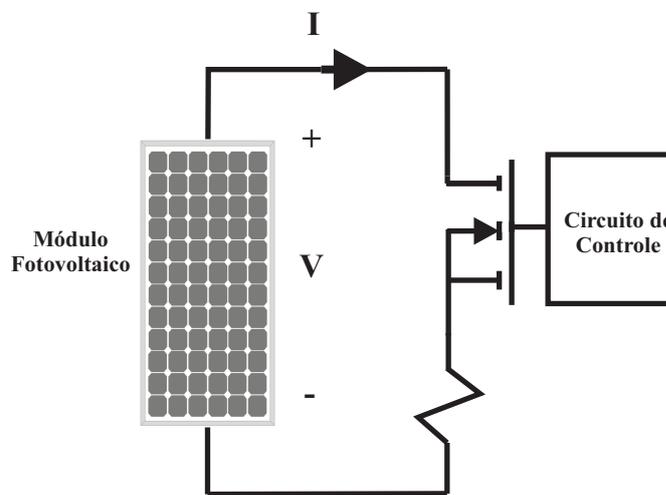


Figura 18 – Caracterizador de curvas fotovoltaicas com carga eletrônica.

2.5.3 Cargas capacitivas

Um método muito utilizado pela precisão e por apresentar custos baixos é o de carga capacitiva (Brito, 2014). Outro fator relevante se dá na velocidade em que são feitas as medições (Lemos, 2016). Basicamente consegue-se determinar as curvas características do módulo carregando cargas capacitivas a partir do próprio módulo. A Figura 19 representa o esquema de ligação para este método. Quando o capacitor está descarregado, a chave S entra em condução e então o módulo fornece sua corrente I_{SC} . O valor da corrente irá depender das condições de temperatura e irradiância no dia e horário das medições. A carga do capacitor deve ser rápida o suficiente para que essas condições não variem durante o levantamento de dados. A partir daí a tensão nos terminais do capacitor começa a aumentar, causando a alteração dos pontos de $(0, I_{SC})$ para $(V_{OC}, 0)$. Neste instante o capacitor carrega se comportando como um circuito aberto. A Figura 20 mostra a evolução da corrente e da tensão no capacitor com o passar do tempo. Para aquisição dos dados de corrente e tensão, o tempo de carga do capacitor se torna muito importante principalmente

no período transitório de carga ou descarga. Com estes dados armazenados, é possível traçar as curvas tensão *versus* corrente e tensão *versus* potência do módulo nas condições ambientais da medida, e extrapolar essa curva para as STC - Standard Test Conditions (Lemos, 2016). No Capítulo 3 será realizada a escolha do valor ótimo da capacitância a ser usada de forma a atender o maior número de módulos fotovoltaicos comerciais, bem como os tempos de carga e descarga bem definidos para os casos com e sem sombreamentos.

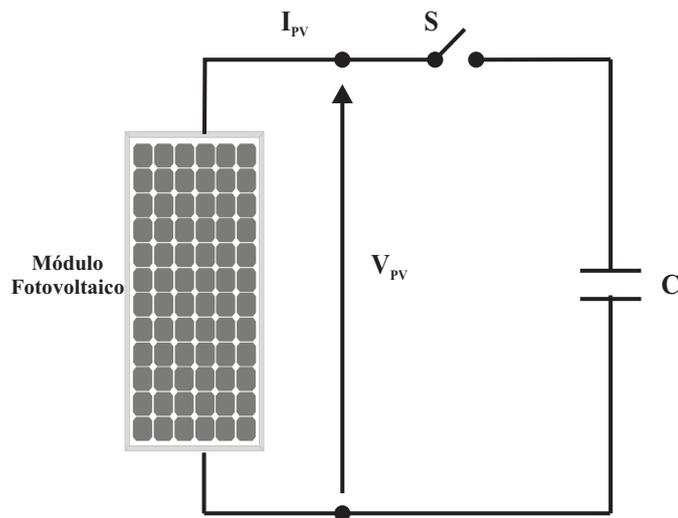


Figura 19 – Caracterizador de curvas fotovoltaicas com carga capacitiva.

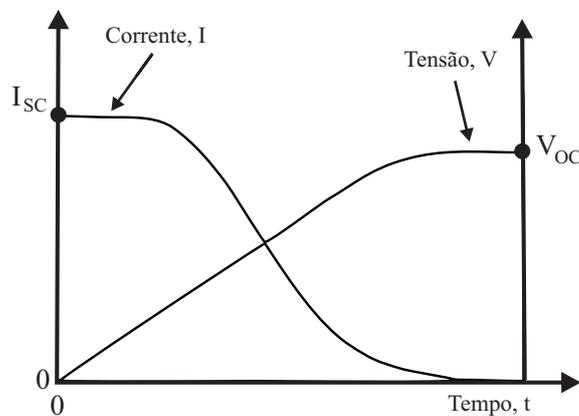


Figura 20 – Evolução da corrente e da tensão no capacitor em função do tempo.

2.6 Efeito de sombreamentos em módulos fotovoltaicos

Alguns fatores que podem interferir na eficiência de um módulo, além dos fatores de irradiância e temperatura, são quaisquer tipos de agentes externos que podem causar sombreamentos. Esses agentes podem ser folhas, sujeiras como dejetos de pássaros, poeiras, etc.), sobre os módulos. Podem ser temporários, quando são posteriormente removidos por agentes naturais, como ventos e chuvas, ou podem ter caráter mais permanente, como

dejetos acumulados, sendo necessário a execução de limpezas e manutenções periódicas (Brito, 2014).

Os módulos fotovoltaicos quando submetidos a sombreamentos, sofrem impactos negativos no rendimento dos mesmos. Os sombreamentos ocasionam uma diminuição muitas vezes significativa na potência de saída. Dependendo do tamanho da barreira a que o módulo foi exposto, pode colocar em alerta todo o funcionamento do sistema. Em um conjunto de células conectadas em série, todas as células produzem a mesma corrente. Quando uma ou mais células estão sombreadas, a corrente máxima permitida é reduzida, conseqüentemente diminuindo a potência de saída. Além disso, as células sombreadas podem atingir altas temperaturas, levando ao fenômeno de *hotspot* e danos permanentes ao módulo fotovoltaico (Vieira et al., 2020).

Estes sombreamentos podem ser denominados como sombreamentos não uniformes, quando as células são sombreadas de maneiras desiguais, e recebem valores não uniformes de irradiância ou estão parcialmente sombreadas. Mesmo sendo um assunto de extrema importância, poucos estudos têm se dedicado à detecção e avaliação destes sombreamentos parciais (Ma et al., 2018). A possibilidade de sombra é um desafio para projetistas, uma vez que o problema de sombra parcial pode aparecer de diversas fontes, como prédios ao redor, árvores, antenas, postes e sujeira, por exemplo (Vieira et al., 2020).

Além de diminuir o rendimento, estes sombreamentos podem ainda acarretar em pontos quentes que danificarão irreversivelmente o módulo. Para minimizar os impactos do sombreamento os fabricantes incluem um ou mais diodos nos módulos fotovoltaicos comerciais. Os diodos de desvio ajudam a reduzir o impacto na geração de energia causada por sombreamento parcial (Ma et al., 2018). Estes diodos são projetados para proteger um conjunto de células e são colocados em antiparalelo a uma *substring* de células. Quando a corrente gerada em uma célula se torna menor do que das outras, o fluxo de corrente encontrará o caminho do diodo de desvio (Fares; Fathi; Mekhilef, 2020),(Vieira et al., 2020). Na Figura 21 pode ser visto a ação de um diodo de desvio quando ocorre o sombreamento total de uma célula.

Como observa-se na Figura 21, quando ocorre um sombreamento, a célula que recebe o sombreamento fica inversamente polarizada, exercendo o papel de uma resistência elétrica. Neste caso, tem-se que a energia elétrica passa a ser convertida em calor, o que eleva a temperatura do módulo. De maneira a evitar este efeito indesejado, o diodo desvia a corrente da célula (Brito, 2014). Quando estes diodos de desvio são incluídos, eles impedem que tensões inversas elevadas surjam nas células. Quando há um sombreamento total, o diodo conduz toda a corrente. No caso de sombreamento parcial, a fileira da *string* deste diodo se mantém em produção, porém com sua eficiência reduzida.

Salienta-se a que na maioria dos módulos que possuem entre 60-72 células, são organizadas em três submódulos de 20-24 células, permitindo a colocação de diodos de

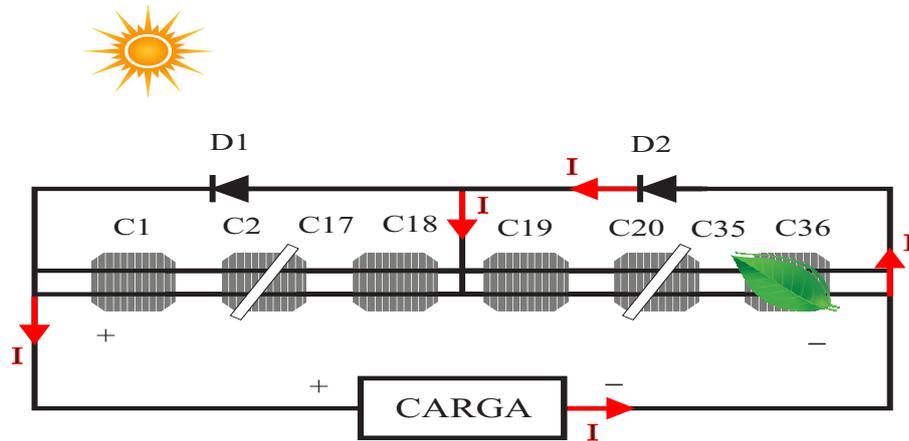


Figura 21 – Representação esquemática do módulo fotovoltaico sombreado com diodos de desvio. Adaptado de (Brito, 2014).

desvio em cada um dos submódulos. A célula vai retornando ao seu estado de polarização quando o sombreamento vai sendo removido, fazendo com que o diodo retorne a polarização reversa (Vieira et al., 2020).

Pelo uso do diodo nesta situação onde há sombreamentos parciais e pelas células do módulo PV receberem níveis distintos de irradiância solar, surgem múltiplos picos na curva característica do módulo. Por este motivo, as curvas de saída de um módulo, que em condições normais só possuem um ponto de máximo, caracterizado como ponto de máxima potência global (GMPP), são modificadas. Surgem então os pontos de máxima potência locais (LMPP) (Fares; Fathi; Mekhilef, 2020). A Figura 22 mostra o efeito do sombreamento nas curvas características do módulo FV.

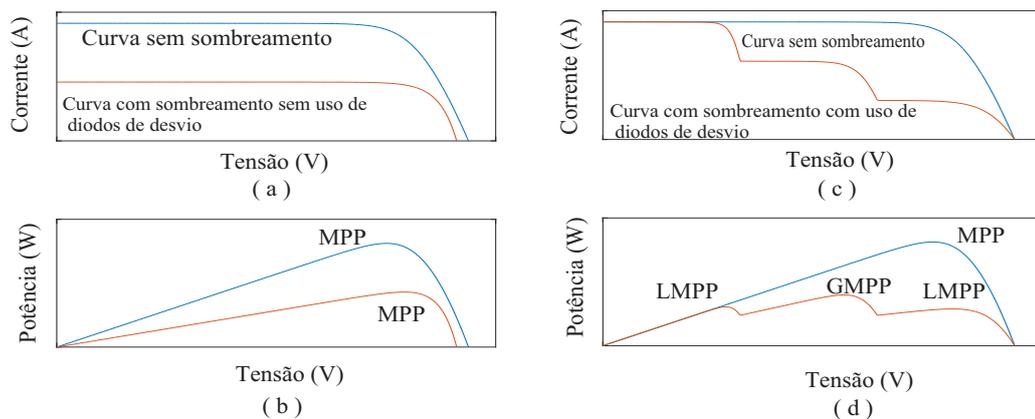


Figura 22 – Efeito dos sombreamentos nas curvas características para um módulo fotovoltaico. (a) Curvas tensão *versus* corrente para sombreamento sem uso de diodos de desvio, (b) Curvas tensão *versus* potência para sombreamento sem uso de diodos de desvio, (c) Curvas tensão *versus* corrente para sombreamento com uso de diodos de desvio, (d) Curvas tensão *versus* potência para sombreamento com uso de diodos de desvio.

Como pode ser visto na Figura 22 (a) e (b), sem a presença do diodo, quando o módulo é sombreado, a corrente de todo o conjunto é reduzida significativamente na mesma proporção. Por este motivo, a curva tem o mesmo formato da curva sem sombreado, porém com níveis menores de corrente e potência. Na Figura 22 (c) e (d), pode-se observar o efeito do sombreado parcial para quando há a presença do diodo de desvio. Neste caso o diodo ficará responsável por um determinado número de células, não prejudicando todo o módulo. Como já mencionado, ele irá fazer com que surjam múltiplos picos na curva, como demonstrado.

Ressalta-se aqui a importância de estratégias para detecção deste cenário, e adaptação de técnicas de rastreamento do ponto de máxima potência e de equipamentos de medição e análise destes pontos. Vários algoritmos são usados para se rastrear o ponto de máxima potência, como já mencionado, porém quando se deparam com os pontos LMPP, ficam varrendo o local e podem se estagnar achando que encontraram a maior potência, fazendo com que o módulo trabalhe ainda com potência menor, ou ainda alternando entre os pontos GMPP e LMPP (Efendi; Murdianto; Setiawan, 2017). Daí a importância de se criar estratégias para detectar a presença deste picos na curva. Neste trabalho abordou-se a metodologia proposta de divisão da curva em regiões para estes casos onde ocorrem o sombreado não uniforme. Isto será discutido nos próximos capítulos.

3 Metodologia

Este capítulo apresenta a modelagem de um módulo fotovoltaico, bem como a análise da carga capacitiva do caracterizador fotovoltaico. Além disso, a quantidade e frequência dos pontos a serem coletados são analisados para a condição normal e com sombreamento não uniforme. As etapas que serão abordadas podem ser vistas na Figura 23.

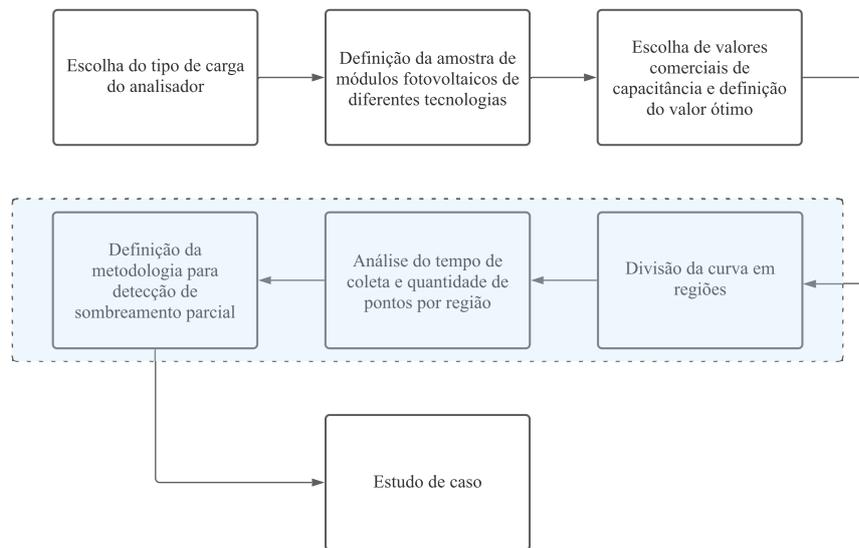


Figura 23 – Diagrama de processo com as etapas abordadas.

A parte em destaque na Figura 23 representa os objetivos principais deste trabalho que serão abordadas nas próximas seções.

3.1 Circuito equivalente de um módulo fotovoltaico e do caracterizador fotovoltaico

O circuito equivalente de um módulo fotovoltaico é ilustrado na Figura 24. Como pode ser observado, este modelo é descrito por uma fonte de corrente, um diodo e resistências série e paralela. Além disso, o circuito do caracterizador fotovoltaico é apresentado na mesma figura. A corrente I_{PV} está diretamente relacionada com geração de corrente elétrica devido à irradiância solar incidente, por meio do efeito fotovoltaico e o diodo representa a junção PN do material semiconductor. A resistência R_S equivale às perdas por conexão e resistência da junção semicondutora, enquanto R_P refere-se às perdas por correntes de fuga. Estes valores podem ser calculados através de um algoritmo que se baseia no fato de

existir um único par (R_S, R_P) de forma que o modelo matemático gere a máxima potência em condições padrão de teste (*Standard Test Conditions* – STC, 1000 W/m², 25° C e 1,5 AM) (Villalva; Gazoli; Filho, 2009).

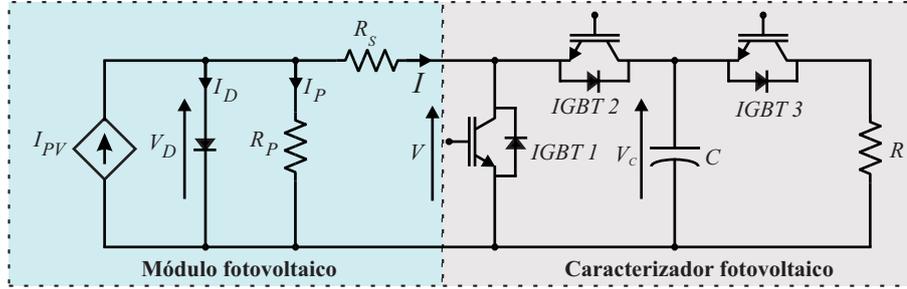


Figura 24 – Circuito equivalente do módulo fotovoltaico e do caracterizador fotovoltaico.

As equações que regem o circuito acima são dadas por:

$$I = I_{PV} - I_0 \left[\exp\left(\frac{V + R_S I}{V_t}\right) - 1 \right] - \frac{I_P}{R_P}, \quad (3.1)$$

$$I_{PV} = [I_{SC} + \alpha(T - T_R)] \frac{G}{G_R}, \quad (3.2)$$

$$I_0 = \frac{I_{SC} + \alpha(T - T_R)}{\exp\left[\frac{V_{OC} + \beta(T - T_R)}{mV_t}\right] - 1}, \quad (3.3)$$

$$V_t = \frac{N_S K T}{q}, \quad (3.4)$$

onde I e V representam a corrente e tensão entregues à carga pelo módulo fotovoltaico, respectivamente, I_{PV} é a corrente gerada pelo efeito fotovoltaico, I_0 é a corrente de saturação reversa do diodo, V_t é a tensão térmica do módulo, α e β são respectivamente os coeficientes de temperatura para a corrente e tensão, T e T_R são as temperaturas do módulo e de referência (ou seja, 25° C), assim como G e G_R representam a irradiância incidente e de referência (ou seja, 1000 W/m²), m é o fator de idealidade do diodo, q é a carga do elétron, K é a constante de Boltzman e N_S é o número de células em série do módulo fotovoltaico.

O circuito do caracterizador na Figura 24 mostra o circuito de carga e descarga do capacitor. O IGBT1 é utilizado para medição de I_{SC} . Quando o IGBT2 está conduzindo, o IGBT3 está aberto indicando o processo de carga do capacitor. Como o capacitor é um elemento armazenador de energia e sua corrente varia em função da tensão em seus terminais, obtém-se o par de pontos (I, V) , até o instante em que a tensão no capacitor torna-se V_{OC} e a corrente vai a zero. A Figura 25 mostra as etapas necessárias

para se levantar estas curvas do módulo. Os valores de corrente e tensão são coletados durante a carga do capacitor, levantando a curva característica do módulo fotovoltaico. O microcontrolador PIC, neste caso modelo PIC18F4550 de 40 pinos, é usado para adquirir esses dados. O PIC é conectado via *Bluetooth* a um *smartphone* para visualização das curvas em tempo real pelo aplicativo.

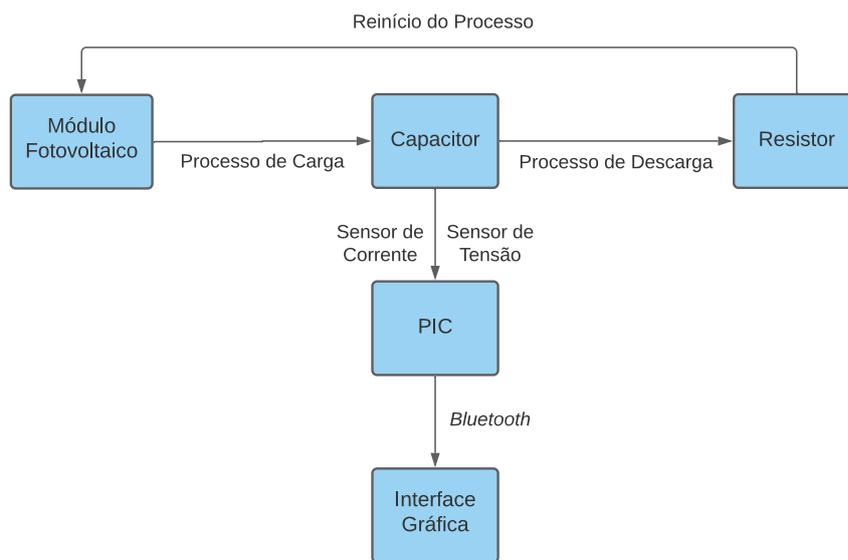


Figura 25 – Processo para obtenção das curvas do módulo fotovoltaico do caracterizador de carga capacitiva.

Após este processo de carga e visualização das curvas em tempo real, para que seja feita uma nova coleta de dados, é necessário descarregar o capacitor. Para tal, o IGBT2 deixa de conduzir e o IGBT3 permite a passagem de corrente do capacitor para o resistor e o circuito fica conforme a Figura 26.

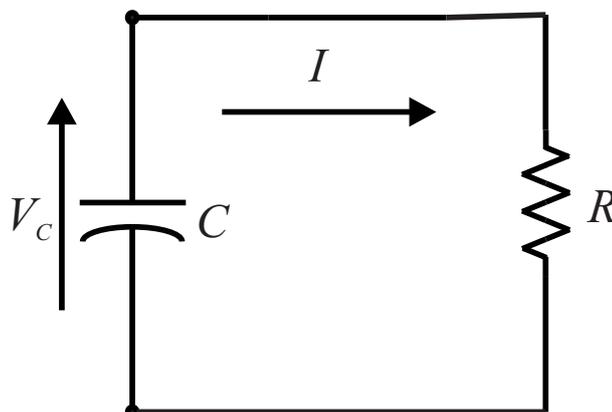


Figura 26 – Circuito RC para o processo de descarga do capacitor.

Através das Leis de Kirchhoff de Malha e Nó, pode-se escrever as seguintes equações:

$$I = C \frac{dV_C}{dt}, \quad (3.5)$$

$$V_C + RI = 0, \quad (3.6)$$

A resposta da tensão no capacitor em função do tempo é dada por:

$$V(t) = V_{OC} \exp\left(\frac{-t}{RC}\right) \quad (3.7)$$

O tempo de descarga do capacitor será determinado pelo instante onde $V(t) = 0$. Este tempo será t_d e é importante para determinar o tempo necessário para uma nova coleta de dados a partir dos valores de R e C . A constante de tempo de tempo de um circuito RC é dado como:

$$\tau = RC. \quad (3.8)$$

Matematicamente essa tensão nunca atinge o valor nulo, mas considera-se que a partir de cinco constantes de tempo do circuito RC , ou seja 5τ , o valor de tensão já possa ser desconsiderado. Logo:

$$t_d = 5\tau. \quad (3.9)$$

3.1.1 Análise do regime transitório do capacitor

Para um projeto de caracterização baseado em carga capacitiva, o cálculo da capacitância é de extrema importância, uma vez que este valor está diretamente ligado ao tempo que é necessário para que o capacitor consiga atingir a tensão desejada. Para determinar matematicamente o tempo de carga para um capacitor C conectado ao módulo fotovoltaico a referência (Spertino et al., 2013) propõe a seguinte equação:

$$t_f = \frac{1}{0.55} \frac{V_{OC}}{I_{SC}} C. \quad (3.10)$$

A análise da Equação (3.10) permite verificar que o tempo de carga do capacitor depende do valor de sua capacitância, da corrente I_{SC} e da tensão V_{OC} . Como a corrente é variável em função da irradiância, quanto menor for este valor, maior será o tempo necessário para que o capacitor atinja a tensão de circuito aberto.

O valor de capacitância do caracterizador deve atender o maior número de módulos comerciais. Para isso, foi considerada uma amostra de 6002 módulos de diferentes

tecnologias, como pode ser visto na Tabela 1. Os dados destes módulos foram obtidos a partir da base de dados do *software PVSystem*. Foram ainda selecionados valores comerciais de capacitância que variam de 100 μF a 33 mF.

Tabela 1 – Tecnologias das amostras dos módulos fotovoltaicos selecionados

| Quantidade | Simbologia | Descrição |
|------------|------------|----------------------------------|
| 2821 | mono-Si | Monocristalinos |
| 2769 | mc-Si | Policristalinos |
| 221 | a-Si | Silício Amorfo |
| 61 | CdTe | Telureto de Cádmio |
| 130 | Cis | Seleneto de Cobre, Índio e Gálio |

O tempo de carregamento t_f foi limitado entre 20 ms e 100 ms, sendo o limite inferior devido as componentes parasitas RLC (oscilações de segunda ordem) e o limite superior, o tempo máximo de carregamento recomendado pela Comissão Européia (1995) para evitar que mudanças climáticas como a irradiância interfiram nas medições (Reischauer; Rix, 2019; Communities, 1995). A Figura 27 mostra a porcentagem de módulos fotovoltaicos que se encontram dentro do limite estabelecido do tempo de carregamento para cada valor de capacitância.

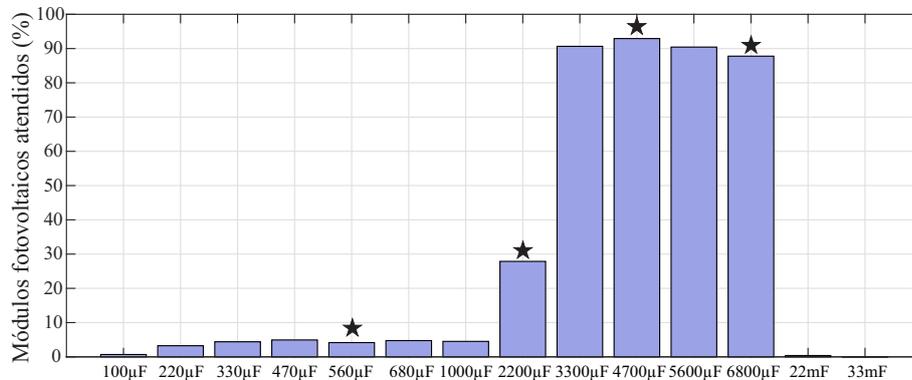


Figura 27 – Módulos fotovoltaicos atendidos para cada valor de capacitância.

Como pode ser observado os capacitores que irão melhor atender a maioria dos módulos fotovoltaicos amostrados são os de 3300 μF a 6800 μF , ambos atendendo cerca de 90% das amostras. Dentre esses, o capacitor de 4700 μF se destaca com 92,87%. Para melhor explorar os capacitores que atendem a cada tecnologia de módulos fotovoltaicos, foram selecionados quatro capacitores, sendo eles de 560 μF , 2200 μF , 4700 μF e 6800 μF , como destacado na Figura 27, com a finalidade de observar a porcentagem que cada capacitor atende dependendo da tecnologia do módulo fotovoltaico, conforme ilustrado na Figura 28.

Como já foi mencionado, o capacitor de 4700 μF atende o maior número de módulos fotovoltaicos, destacando-se para as tecnologias de silício monocristalino e policristalino,

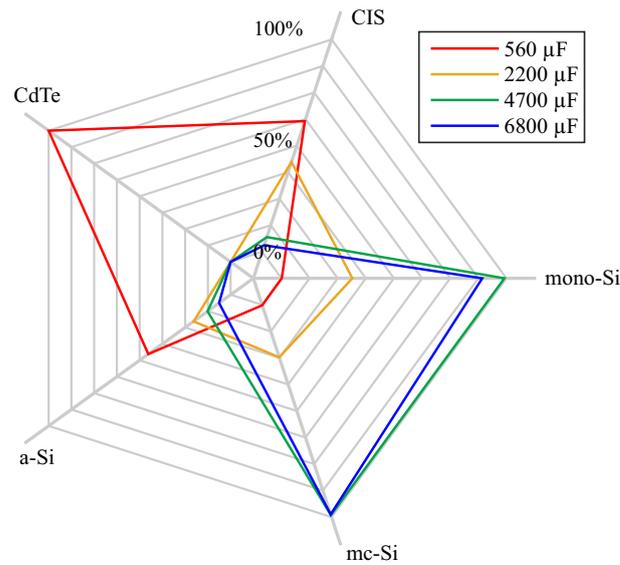


Figura 28 – Porcentagem de módulos fotovoltaicos atendidos para os 4 capacitores selecionados.

que são as mais utilizadas no mercado. O capacitor de $560 \mu\text{F}$ se destaca por atender um número maior de módulos da tecnologia telureto de cádmio. A partir destas análises, selecionou-se o capacitor de $4700 \mu\text{F}$.

3.2 Definição do número de pontos e divisão de regiões da coleta

Nos próximos subtópicos será mostrada a metodologia para escolha da divisão das regiões com o número de pontos e tempos de coletas diferentes e adequados a cada região.

3.2.1 Divisão das regiões

Uma etapa muito importante em um caracterizador fotovoltaico é a definição da quantidade de pontos a serem coletados e o tempo de aquisição entre pontos para que a curva característica do módulo fotovoltaico seja traçada corretamente. Devido à curva tensão *versus* corrente apresentar uma característica linear na região fonte de corrente da curva e uma característica não linear na região fonte de tensão da curva, este trabalho propõe a análise da quantidade de pontos a ser coletada, dividindo a curva em regiões com frequências de coletas diferentes. Como pode ser observado na Figura 29, esta mudança de região ocorre no ponto de máxima potência da curva. Logo, é necessário determinar os tempos necessários para a coleta dos pontos em cada região.

Para a região 1, a curva se comporta como uma fonte de corrente com valor aproximadamente igual a I_{SC} . Então, a tensão em cima do capacitor é dada pela seguinte

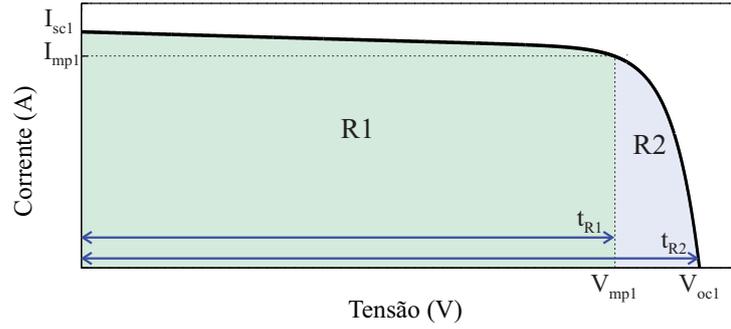


Figura 29 – Curva tensão *versus* corrente com indicação da divisão de regiões.

equação:

$$V = \frac{1}{C} \int_0^{t_{R1}} I_{SC} dt, \text{ para } 0 \leq t \leq t_{R1}. \quad (3.11)$$

A tensão no instante t_{R1} é a própria tensão de máxima potência V_{mp} . Além disso V_{mp} é aproximadamente 80% de V_{OC} (Spertino et al., 2015). Logo, resolvendo a Equação (3.11) para t_{R1} tem-se:

$$t_{R1} = \frac{0.8V_{OC}C}{I_{SC}}. \quad (3.12)$$

A partir da razão entre a Equação (3.12) e a equação do tempo de carga do capacitor, infere-se que a região 1 representa 45% do tempo total de carregamento do capacitor apresentado na Equação (3.10), sendo este o tempo que representa a mudança de região na curva.

3.2.2 Quantidade de pontos das regiões

Para se definir a quantidade de pontos necessários para a coleta de pontos na curva, foram definidos os passos de tensão para leitura, sendo na região não linear um passo menor de $\Delta V_{R2} = 0,05$ V, devido a sensibilidade do sensor e já na região linear $\Delta V_{R1} = 0,4$ V. Definindo o passo, obtem-se a quantidade de pontos de cada região, como segue:

$$Q_{R1} = \frac{V_{mp} - 0}{\Delta V_{R1}}, \quad (3.13)$$

$$Q_{R2} = \frac{V_{OC} - V_{mp}}{\Delta V_{R2}}. \quad (3.14)$$

A quantidade de pontos necessários para atender o requisito de variação de tensão definido para os 6002 módulos fotovoltaicos comerciais é apresentada na Figura 30.

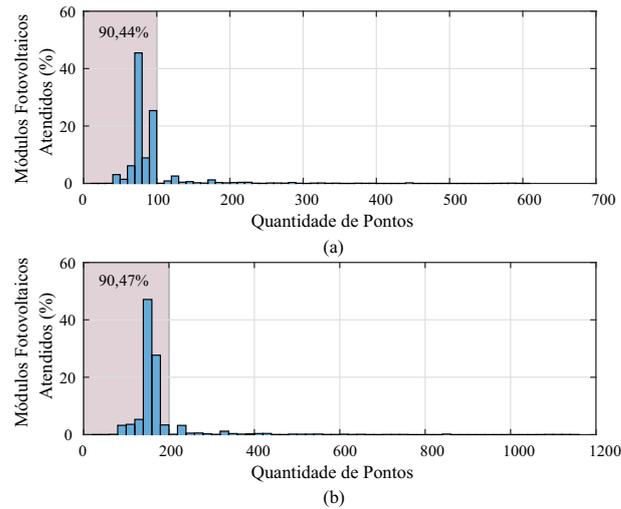


Figura 30 – Requisito de quantidade de pontos para os 6002 módulos fotovoltaicos comerciais analisados na (a) região 1, (b) região 2.

Como pode ser observado na Figura 30, na região 1, 90,44% dos módulos fotovoltaicos são atendidos com cerca de 100 pontos. Já na região 2, 90,47% dos módulos fotovoltaicos são atendidos com cerca de 200 pontos. Logo, esse requisito de pontos será adotado neste trabalho.

3.3 Mudanças durante sombreamento não uniforme

Um caso particular desta metodologia é quando temos um sombreamento não uniforme de um módulo fotovoltaico. Cada módulo possui a sua quantidade de células que são subdivididas em submódulos, permitindo a colocação de diodos de desvio. Pelo uso do diodo nesta situação onde há sombreamentos não uniformes e pelas células do módulo FV receberem níveis distintos de irradiância solar, surgem múltiplos picos na curva característica do módulo. Por este motivo, as curvas de saída de um módulo, que em condições normais só possuem um ponto de máximo, caracterizado como ponto de máxima potência global (GMPP), são modificadas, fazendo com que surjam também pontos de máxima potência locais (LMPP)(Vieira et al., 2020; Fares; Fathi; Mekhilef, 2020). Isto interfere no tempo de carregamento do capacitor e na divisão de regiões apresentada anteriormente.

3.3.1 Divisão de regiões

A Figura 31 apresenta um exemplo de uma curva característica de um módulo subdividido em dois submódulos, com um diodo de desvio em cada *string* de células. Como pode ser observado, neste caso há a presença de 2 regiões lineares e 2 regiões não lineares. Seguindo os cálculos apresentados anteriormente e apenas adaptando-os para a curva

apresentada, obtemos as seguintes equações para definição do novo tempo de aquisição e dos tempos em que ocorre a troca de região.

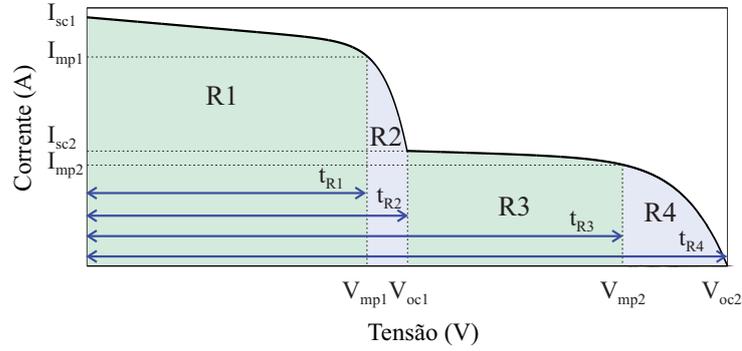


Figura 31 – Curva tensão *versus* corrente sombreada com divisão de regiões.

$$t_{R1} = \frac{0.8V_{OC1}C}{I_{SC1}}, \quad (3.15)$$

$$t_{R2} = t_{R1} + \left(\frac{1}{0.55} \frac{V_{OC1}}{I_{SC1}} C - t_{R1} \right) \frac{I_{SC1} - I_{SC2}}{I_{SC1}}, \quad (3.16)$$

$$t_{R3} = t_{R2} + \frac{0.8V_{OC2} - V_{OC1}}{I_{SC2}} C, \quad (3.17)$$

$$t_{R4} = t_{R2} + \frac{1}{0.55} \frac{V_{OC2} - V_{OC1}}{I_{SC2}} C. \quad (3.18)$$

Destaca-se que esta análise pode ser estendida para módulos fotovoltaicos com mais de dois diodos de desvio, ou seja para quando a curva possui mais pontos de máximos locais.

Como são utilizados 100 pontos para coleta na região linear e 200 pontos na região não linear, para estes casos onde a curva apresenta mais regiões, os pontos devem ser redivididos da seguinte forma:

$$N_{PRL} = \text{floor}\left(\frac{100}{Q_{RL}}\right). \quad (3.19)$$

$$N_{PRNL} = \text{ceil}\left(\frac{200}{Q_{RNL}}\right), \quad (3.20)$$

onde N_{PRL} é o número de pontos da região linear e Q_{RL} é a quantidade de regiões lineares. N_{PRNL} é o número de pontos da região não linear e Q_{RNL} é a quantidade de regiões não lineares. As funções *floor* e *ceil* são utilizadas para arredondar o valor obtido para baixo ou para cima, respectivamente.

3.4 Estratégia para obtenção dos pontos de máxima potência

Para os casos de sombreamentos não uniformes, o cálculo dos tempos e a divisão da curva em regiões necessita de valores de tensão e corrente intermediários. A Figura 32 mostra detalhadamente como é feita a coleta dos pontos e a detecção de sombreamento, se o mesmo existir.

Pode-se observar na Figura 32 que o caracterizador primeiramente fará a medição de tensão de circuito aberto e de corrente de curto-circuito. Após isto, o cálculo do tempo de carregamento e divisão de regiões são realizados para a condição normal (ou seja, sem sombreamento). Então a coleta dos pontos de corrente e tensão são realizadas e com estes valores a potência é calculada. Como nestas coletas podem acontecer ruídos e oscilações, para que o caracterizador não confunda com uma mudança de região, é feita uma suavização utilizando um filtro de média móvel para atenuação do ruído de medição do equipamento.

Considerando as características da curva gerada e a divisão de região da mesma, o filtro é feito considerando duas janelas diferentes. A primeira região, na coleta dos 100 pontos é usada uma janela de tamanho 3. Para determinar o valor da média do ponto nessa região, são usados 3 pontos anteriores e 3 pontos posteriores a ele, e a partir disso o valor é atribuído. De maneira similar, usando uma janela de tamanho duas vezes maior, sendo de tamanho 6, faz-se uma média usando os 6 pontos anteriores e 6 pontos posteriores para os 200 pontos dessa região. A Figura 33 mostra como é feita essa média. Na figura 33(a) tem-se a curva ruidosa de tensão *versus* corrente e na Figura 33(b) tem-se a característica de pontos da região não linear. Na Figura 33(c), pode ser visto a amostra de pontos da região linear, mostrando dois passos seguidos para obtenção da média. Esta média de janela 3 dessa região vai se deslocando até fazer a média dos 100 pontos. Ressalta-se que para a região não linear, é feito este mesmo processo, só que considerando uma janela diferente para as amostras. O processo é feito 5 vezes. Salienta-se que para os primeiros três valores da região linear e os seis últimos da região não linear, os valores são repetidos. Como efeito esperado, a curva suavizada será uma curva atenuada e ajustada a cada região.

Após a suavização realizada, o caracterizador irá verificar se existe sombreamento ou não, através da derivada da potência (δP). Quando δP inverte sua polaridade de negativo para positivo, indica que há um sombreamento, e então neste caso, o caracterizador irá recalcular os tempos considerando o acréscimo de tempo necessário para a coleta completa dos pontos.

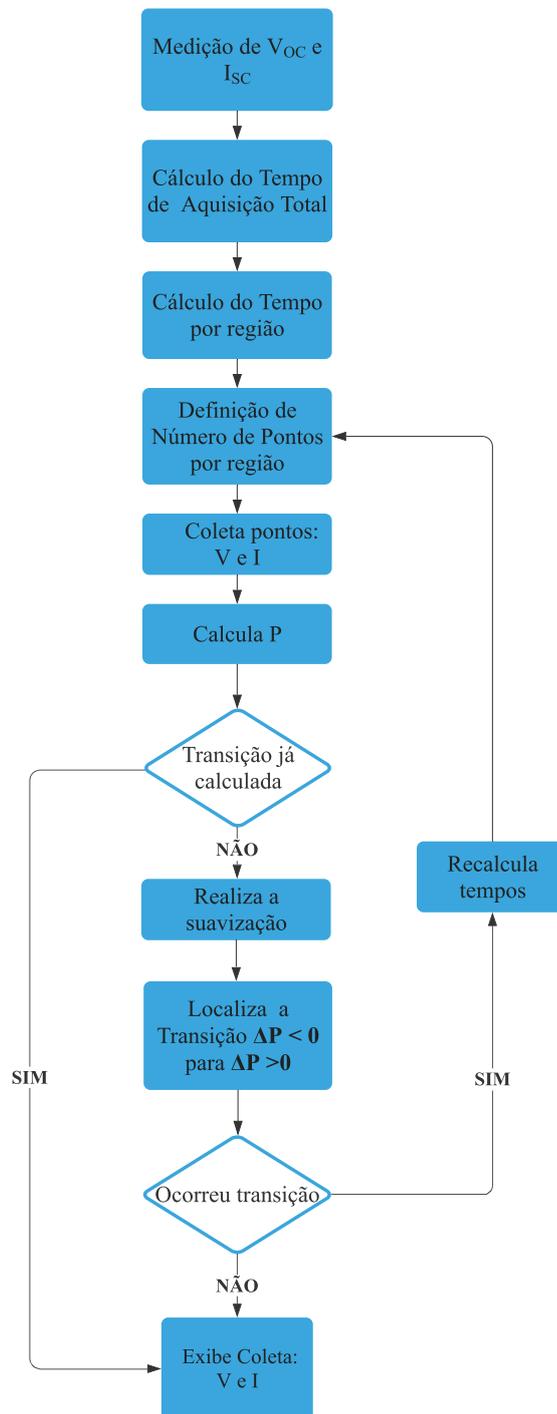


Figura 32 – Fluxograma descritivo da metodologia para coleta de pontos em cada região e detecção de sombreamento parcial não uniforme.

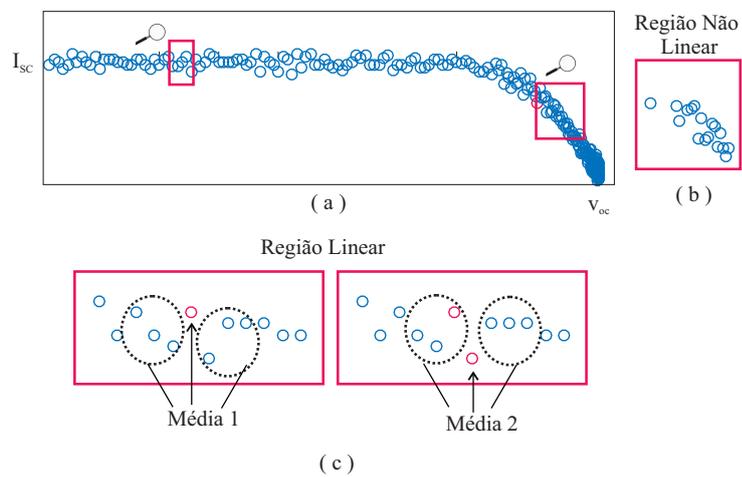


Figura 33 – Demonstração do filtro de média móvel utilizado. (a) Curva tensão *versus* corrente ruidosa. (b) Amostra de pontos da região não linear. (c) Demonstração da forma de realização da média para a região linear

4 Estudo de Caso

Com a finalidade de testar a metodologia proposta, simulações foram feitas através dos *softwares* *PLECS* e *MATLAB* 2015b, e alguns experimentos também foram realizados. Para tais, foi utilizado um módulo fotovoltaico de 330 Wp cujo os dados podem ser vistos na Tabela 2. Este módulo possui 3 diodos de desvio e 72 células ligadas em série. Cada diodo fica responsável por um conjunto de 24 células, como pode ser visto na Figura 34. Como os parâmetros de resistências não são fornecidos pelos fabricantes, estimou-se os valores das mesmas através da metodologia proposta em (Villalva; Gazoli; Filho, 2009).

Tabela 2 – Dados do Módulo Fotovoltaico Jinko JKM330P no STC (Irradiância 1000 W/m² e Temperatura de 25° C)

| Simbologia | Valores |
|------------|-----------------------|
| P_{max} | 330 W |
| V_{OC} | 46,9 V |
| V_{MP} | 37,8 V |
| I_{SC} | 9,14 A |
| I_{MP} | 8,74 A |
| K_V | -0,1407 V/K |
| K_I | 0,06 A/K |
| R_P | 19699,740894 Ω |
| R_S | 0,0060 Ω |

4.1 Simulações Computacionais

Para as simulações nos *softwares* *PLECS* e *MATLAB* 2015b, foi considerado o capacitor de 4700 μ F. O total de pontos coletados e distribuídos nas regiões é de 300, sendo 100 nas regiões lineares e 200 nas regiões não lineares.

4.1.1 Casos analisados

Para o teste da metodologia proposta, foram considerados dois casos diferentes, sendo eles:

- Caso 1: operação normal, ou seja, sem sombreamento;
- Caso 2: operação com sombreamento não uniforme.

Para o Caso 1, os valores de condição de teste padrão vistos na Tabela 2 foram considerados. Já para o caso 2, considerou-se estes valores sob a influência de sombreamento

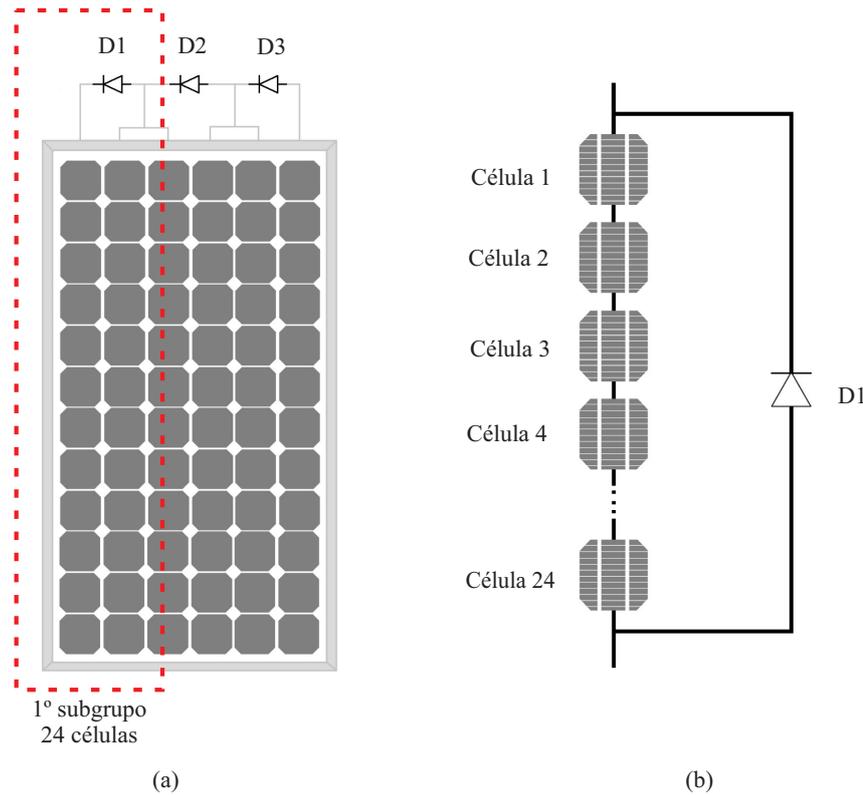


Figura 34 – Divisão das células do módulo de 330 Wp em subgrupos.(a)Módulo Fotovoltaico com seus respectivos diodos, (b)Subgrupo do diodo 1 com 24 células.

não uniforme nas células do módulo, considerando níveis diferentes de irradiância em cada subgrupo de células. Para tal, foi necessário modelar uma célula deste módulo, para que então pudesse ser feito o perfil teste de sombreamento não uniforme. Como as células estão em série, a corrente em cada uma é igual a corrente total do módulo, e a tensão será a tensão total dividido pela quantidade de células do módulo, como pode ser visto na Figura 35. Os valores de R_P , R_S e K_V também são divididos pela quantidade de células. Após modelar a célula, as simulações podem ser feitas alterando o número de células a serem sombreadas, como pode ser visto na Figura 36 para sombreamentos dos subgrupos do módulo.

O sombreamento total de uma célula para um módulo com 3 subgrupos causa o desvio de corrente em $\frac{1}{3}$ do módulo, pois todo o submódulo está ligado em série. Na Figura 36 observa-se quatro condições diferentes para o mesmo módulo. Na Figura 36(a) tem-se o módulo sem nenhum sombreamento, e conseqüentemente nenhum dos diodos precisam ser ativados. Na Figura 36(b), devido a um sombreamento no subgrupo do diodo 1, as suas 24 células são afetadas, fazendo com que esse diodo passe a conduzir. Na Figura 36(c) há presença do sombreamento no subgrupo do diodo 1 e do diodo 2, o que faz com que estes dois diodos passem a conduzir. Por fim, a Figura 36(d) mostra o módulo totalmente sombreado, fazendo com que não haja circulação de corrente em nenhum subgrupo.

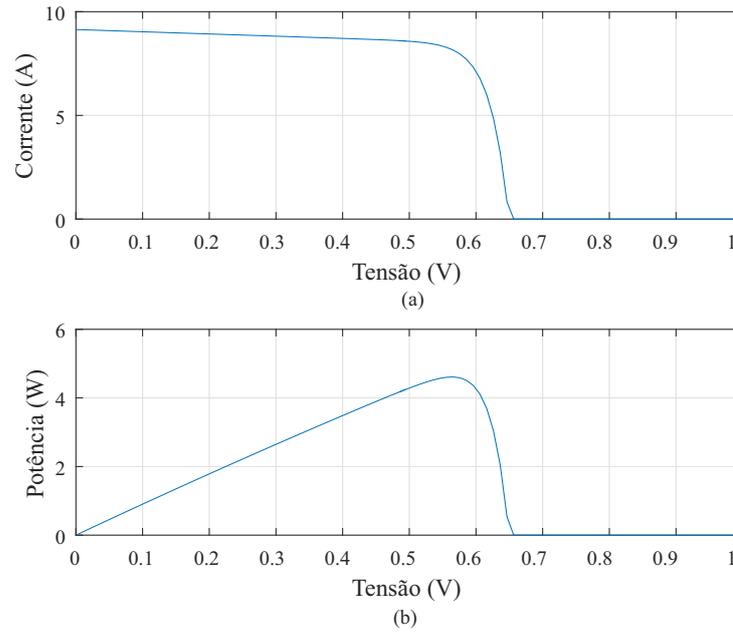


Figura 35 – Curvas para uma célula de um módulo fotovoltaico de 330 Wp.(a) Curva tensão *versus* corrente para 1 célula, (b) Curva tensão *versus* potência para 1 célula.

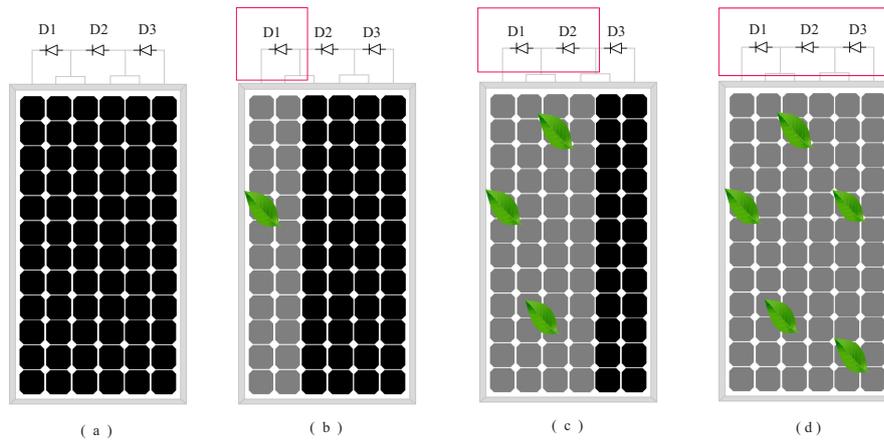


Figura 36 – Sombreamento do módulo de 330 Wp com 72 células e 3 diodos.(a)Módulo sem sombreamento, (b)Módulo com sombreamento no subgrupo do diodo 1, (c)Módulo com sombreamento no subgrupo do diodo 1 e diodo 2 , (d)Sombreamento em todo o módulo.

A queda de geração pode ser estimada a partir da seguinte equação:

$$Queda_G(\%) = \frac{Q_{cell_{somb}}}{Q_{cell_{total}}} \times 100 \quad (4.1)$$

onde $Queda_G$ representa a quantidade percentual da redução de geração, $Q_{cell_{somb}}$ representa a quantidade de células do subgrupo sombreado e $Q_{cell_{total}}$ a quantidade total de células do módulo.

Na Figura 37 é mostrado o sombreamento parcial não uniforme considerado para

este estudo de caso no módulo de 72 células. A Figura 37 (a) mostra os níveis de irradiância considerados para cada subgrupo de diodo. Para o subgrupo do diodo 1, as 24 células estão sem sombreamento, recebendo uma irradiância de 1000 W/m^2 . Já nos subgrupos dos diodos 2 e 3 as células estão sob influência de sombreamento parcial, recebendo uma irradiância de 670 W/m^2 e 330 W/m^2 respectivamente. Como esperado, por receberem níveis de irradiância diferentes e pelas presenças dos diodos surgirão três picos na curva de tensão *versus* corrente representado na Figura 37 (b). Com o menor valor de irradiância, tem-se uma variação de corrente proporcional, pois nestes casos, parte da corrente será conduzida pelos diodos. No primeiro pico, tem-se o valor de corrente para a condição de irradiância de 1000 W/m^2 . Para os dois próximos picos, a corrente cairá na mesma proporção da irradiância recebida, sofrendo uma queda no segundo pico de 33 % e no terceiro pico de 67 % em relação a condição padrão. Estes valores podem ser confirmados através da Equação (4.1). Ainda na Figura 37 (b), pode-se observar que a tensão não sofrerá queda, pois o sombreamento é parcial, e por mais que as células recebem níveis de irradiância diferentes, as mesmas não saem de operação, como quando sombreadas totalmente.

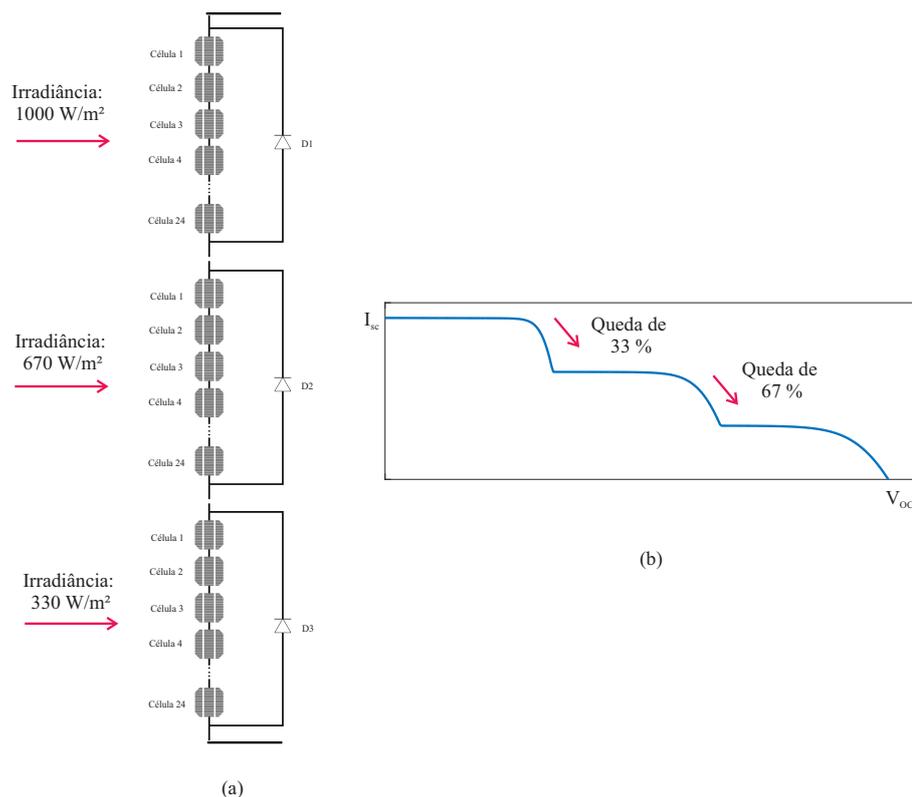


Figura 37 – Sombreamento parcial não uniforme para o estudo de caso. (a) Níveis de irradiância para cada subgrupo de diodo. (b) Curva tensão *versus* corrente para os níveis de irradiância demonstrados em (a).

Como esperado para este sombreamento, obtém-se uma curva com 3 MPPs, e conseqüentemente 6 regiões, o que necessita de um ajuste no cálculo do tempo de aquisição dos pontos. Adaptando as equações (3.15)-(3.18) para este caso, percebe-se que elas serão

diferentes a partir da Equação (3.18), e os novos tempos podem ser encontrados a partir das equações (3.15), (3.16), (3.17) e também as seguintes equações adaptadas:

$$t_{R_4} = t_{R_3} + \frac{1}{0.55} \frac{V_{OC_2} - V_{OC_1}}{I_{SC_2}} C - (t_{R_3} - t_{R_2}) \frac{I_{SC_2} - I_{SC_3}}{I_{SC_2}}, \quad (4.2)$$

$$t_{R_5} = t_{R_4} + \frac{0.8(V_{OC_3} - V_{OC_2})C}{I_{SC_3}}, \quad (4.3)$$

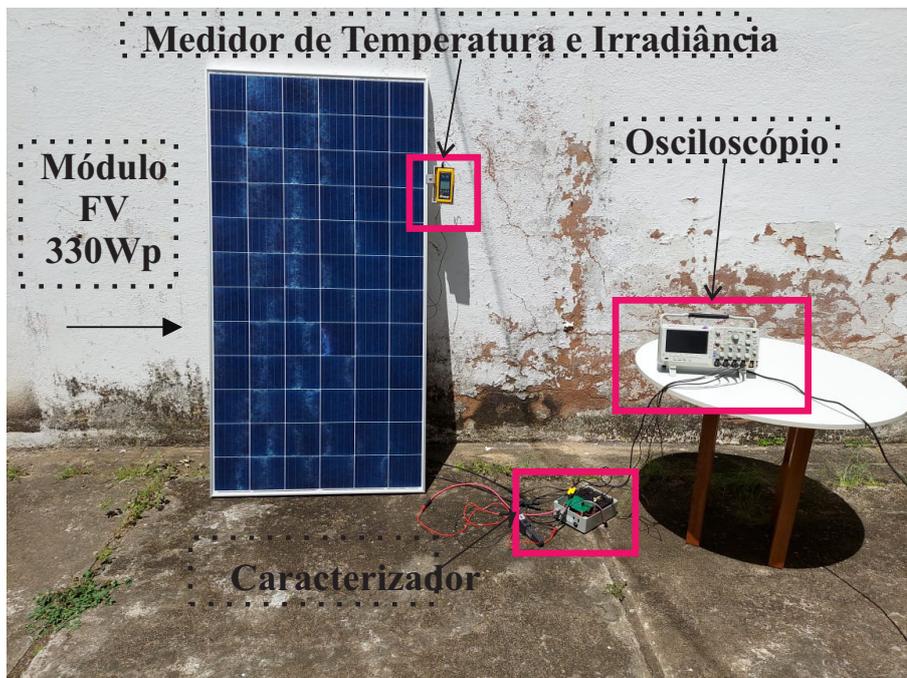
$$t_{R_6} = t_{R_4} + \frac{1}{0.55} \frac{V_{OC_3} - V_{OC_2}}{I_{SC_3}} C. \quad (4.4)$$

O tempo total necessário para coleta neste caso é calculado pela Equação (4.4).

4.2 Testes Experimentais

Para os testes práticos, foi usado o mesmo módulo das características da Tabela 2. Não foram executados testes de sombreamento não uniforme. Foram analisados o uso da divisão de regiões da curva característica, com coleta de dados em condições de testes reais, diferentes das condições padrões de irradiância e temperatura. Pelo valor das capacitâncias disponíveis em laboratório, os testes foram realizados com dois capacitores de 2200 μF em paralelo, totalizando uma capacitância de 4400 μF .

Os testes experimentais foram realizados na área externa do laboratório do GESEP - Gerência de Especialistas em Sistemas Elétricos de Potência, dentro da Universidade Federal de Viçosa - UFV. Foram necessários: 1 módulo fotovoltaico de 330 Wp, 1 medidor de irradiância e temperatura, 1 osciloscópio de 4 canais para o monitoramento das formas de onda, o caracterizador de curvas de carga capacitiva *GTracer* e o *smartphone* para interface gráfica. Ressalta-se que o valor de capacitância usado foi de 4400 μF . A montagem dos equipamentos para o teste podem ser vistos na Figura 38.



(a)



(b)

Figura 38 – Equipamentos usados nos resultados experimentais. (a) Montagem para testes e equipamentos. (b) Caracterizador *GTracer*.

5 Resultados

Neste capítulo serão discutidos os resultados simulados através dos *softwares* PLECS 3.7 e o MATLAB R2015b. Os mesmos são analisados para os dois casos mencionados no Estudo de Caso. As curvas de tensão *versus* corrente e de tensão *versus* potência serão mostradas, além do cálculo do tempo adequado de carregamento. Será discutido também o resultado experimental feito para o mesmo módulo simulado com a análise da frequência por região da curva, bem como suas curvas de tensão *versus* corrente e de tensão *versus* potência.

5.1 Resultados Simulados

Os resultados simulados serão analisados para os dois casos mencionados na seção do Estudo de Caso, que correspondem aos casos com e sem sombreamentos.

5.1.1 Caso 1 - Operação normal sem sombreamento

As simulações foram realizadas considerando o capacitor escolhido de $4700 \mu\text{F}$. Para este caso, o tempo de carregamento para a condição padrão de irradiância e temperatura, 1000 W/m^2 e 25° C respectivamente, é calculado pela Equação (3.10) sendo $t_f=0,0438\text{s}$. A Figura 39 apresenta as curvas da corrente e tensão neste tempo calculado, mostrando assim o processo de carga do capacitor com o tempo total de carregamento igual a t_f . A tensão nos terminais do capacitor varia de 0 a V_{OC} na Figura 39(b), enquanto a corrente varia de I_{SC} até 0 na Figura 39(a).

Além disso, como pode ser observado na Figura 39, tem-se a representação do ponto de mudança de região, ou seja, o tempo ilustrado na figura representa 45% do tempo total de carregamento t_f ($t_{R1}=0,01971\text{s}$), conforme cálculos apresentados entre a razão da Equação (3.12) e a Equação (3.10). Este tempo marca a mudança de região, sendo até este instante a região de característica linear da curva tensão *versus* corrente e após este tempo, a característica não linear.

Para que a simulação ficasse mais próxima do real, foi inserido um ruído branco a fim de representar o ruído de medição de corrente do equipamento. Este ruído foi gerado a partir da função "awgn" do MATLAB. O mesmo foi inserido na corrente com a relação sinal-ruído de tamanho 15 dB. Para o ruído utilizado, foi calculado o erro em relação a curva teórica tensão *versus* potência no MPP, mostrado na Figura 40 para a condição de irradiância de 1000 W/m^2 e temperatura de 25° C .

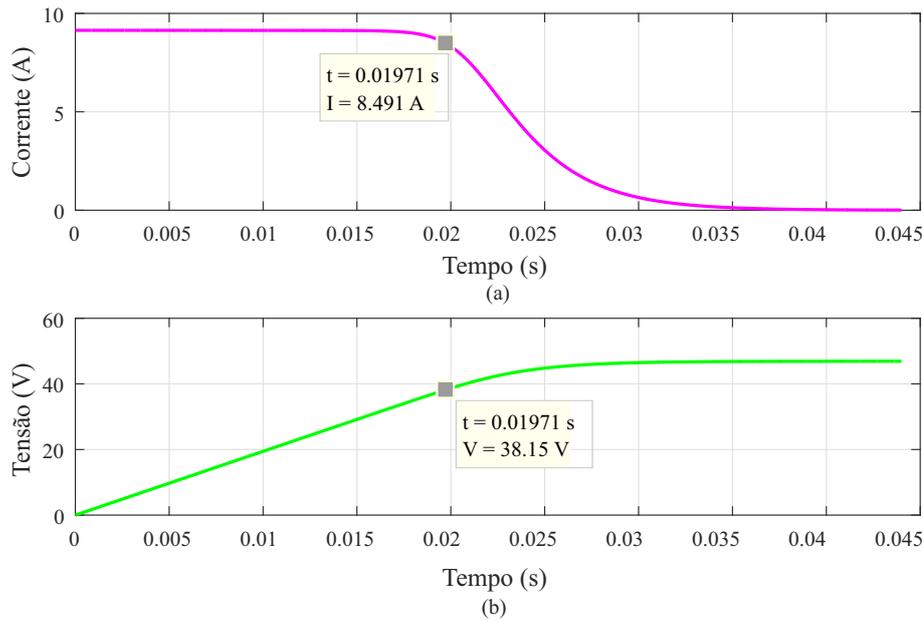


Figura 39 – Curvas de carga no capacitor de $4700 \mu\text{F}$ para o módulo de 330 Wp . (a) Curva de tempo *versus* corrente, (b) Curva de tempo *versus* tensão.

Na Figura 40(a) percebe-se a oscilação dos pontos da curva tensão *versus* potência devido a inserção do ruído na curva em preto. A curva em vermelho representa os pontos sem a presença do ruído, sendo a curva teórica. O MPP é destacado nas duas curvas para análise do erro entre elas. A Figura 40(b) mostra que o MPP da curva ruidosa ficou um pouco abaixo do que o MPP da curva teórica. O erro neste ponto entre as curvas é de $0,37 \%$.

No uso da metodologia proposta, para a detecção da presença de sombreamento não uniforme, é feita a análise da transição da derivada de potência. A partir da coleta dos pontos de (V, I) , considerando o ruído inserido, a potência é calculada. Para que não se confunda possíveis transições falsas, devido a oscilação dos ruídos, é feita a suavização da curva. Foi considerada uma janela duas vezes maior na região 2 do que na região 1, pelas suas características já mencionadas. Esta suavização pode ser vista na Figura 41.

A curva em preto na Figura 41, representa os pontos com o ruído, e em vermelho, está representada a curva suavizada. Após esta suavização, não se encontrou nenhuma transição de derivada de potência, mostrando que não há presença de sombreamento não uniforme. E então os 300 pontos são exibidos sem necessidade de aumentar o tempo de coleta.

Na Figura 42, pode ser visto que a curva apresenta 2 regiões, sendo a primeira com característica linear com 100 pontos, representado pelos pontos em vermelho e a última não linear com 200 pontos representados pelos pontos em azul. Observa-se ainda nesta figura que desta maneira a característica da curva é mantida e os pontos estão bem distribuídos nas regiões. Salienta-se que o tempo de carregamento calculado inicialmente é

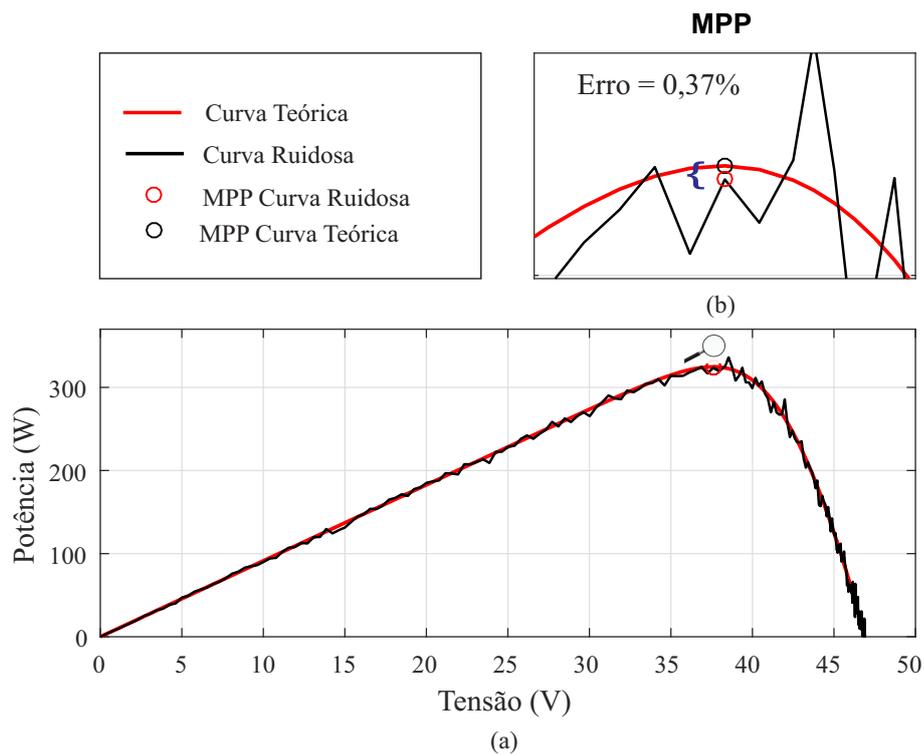


Figura 40 – Análise de erro no MPP após inserção de ruído na curva tensão *versus* potência para o módulo de 330 Wp. (a) Curva tensão *versus* potência teórica e curva tensão *versus* potência ruidosa. (b) Destaque no MPP da curva.

suficiente para coleta de todos os pontos.

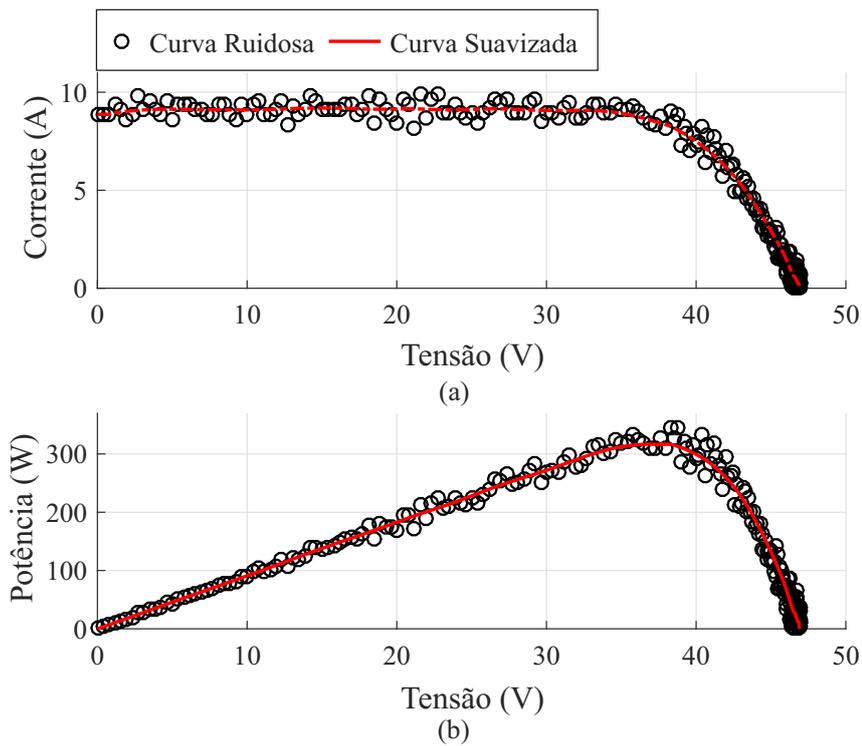


Figura 41 – Suavização realizada para o módulo de 330 Wp sem sombreamento. (a) Curvas tensão *versus* corrente. (b) Curvas tensão *versus* potência.

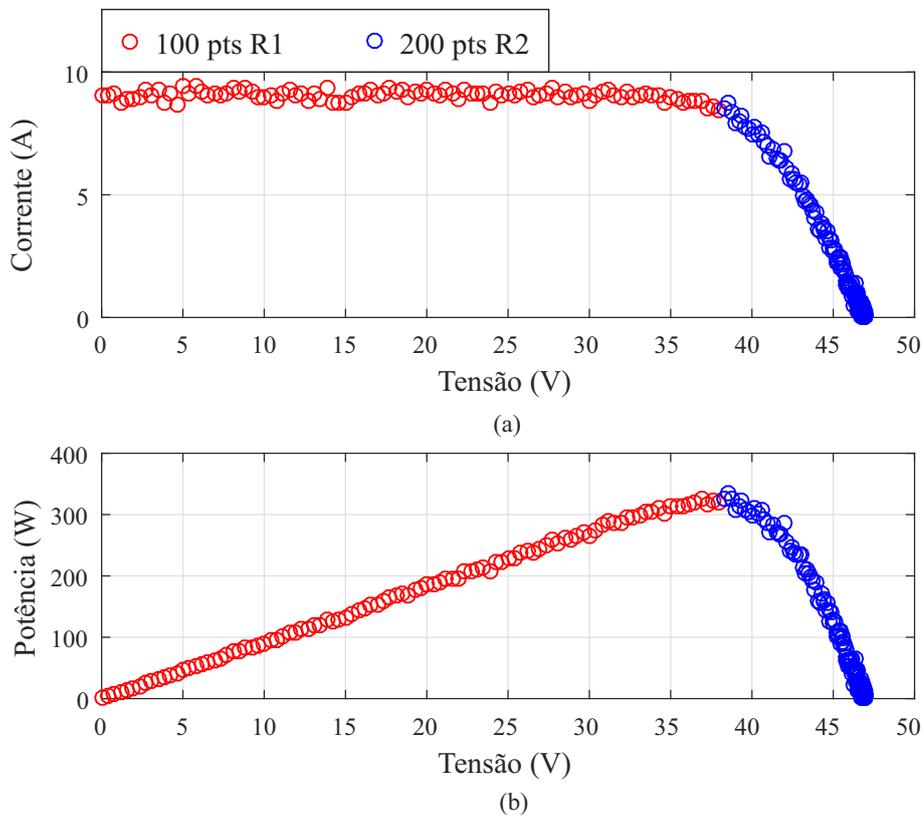


Figura 42 – Curvas para o caso 1 - operação normal sem sombreamento para o módulo de 330 Wp (a) Curva tensão *versus* corrente, (b) Curva tensão *versus* potência.

5.1.2 Caso 2 - Operação com sombreamento não uniforme

Este caso, visa analisar o efeito do sombreamento não uniforme sob o módulo simulado, de maneira a testar a metodologia proposta para quando existem múltiplos picos na curva. Da mesma forma que no caso 1, foi inserido um ruído na curva. Os 300 pontos de (V, I) são coletados a princípio usando a mesma Equação (3.10) do Caso 1, e por se tratar do mesmo módulo e mesmo capacitor o tempo foi igual sendo $t_f=0,0438s$. Com o sombreamento não uniforme simulado e a presença dos três diodos de desvio intrínsecos do módulo, a curva apresenta três picos. Como nesta etapa, ainda não foi feita uma análise da detecção da presença deste sombreamento, o tempo ainda não foi ajustado. O erro entre a curva sem ruído e a curva com a presença do ruído para este caso foi calculado e pode ser visto na Figura 43. O MPP 1 e o MPP 3 representam os pontos de máximos locais e o MPP 2 representa o ponto de máximo global. Como esperado pelo não ajuste necessário do tempo ao sombreamento simulado, não se consegue contemplar todos os pontos necessários, fazendo com que ao se traçar a curva, os pontos não cheguem ao ponto V_{OC} .

Para o ruído simulado, os erros encontrados foram de 2,06 % no MPP 1, 3,86 % no MPP 2 e 6,05 % no MPP 3, como pode ser visto na Figura 43. Após esta análise a suavização foi realizada e pode ser vista na Fig. 44.

A suavização é realizada com os pontos coletados inicialmente, o que explica a curva incompleta da Figura 44. Após esta suavização, a análise da derivada da potência é realizada. Neste caso são encontradas duas transições que podem ser vistas na Figura 45.

Tem-se três pontos de máximo, sendo dois LMPPs e um GMPP, como observa-se na Figura 45. Ao detectar a transição na derivada de potência, o tempo total de aquisição dos pontos deverá ser recalculado. Para o cálculo dos tempos das regiões, faz-se necessário a localização dos V_{OC_s} e I_{SC_s} internos da curva, que surgem devido aos novos MPPs e marcam o início de um novo pico. Estes valores são mostrados na Tabela 3.

Tabela 3 – Valores intermediários de V_{OC} e I_{SC}

| | V_{OC} | I_{SC} |
|---|--------------------|-------------------|
| Valores medidos no início da coleta | $V_{OC_3}=46,9V$ | $I_{SC_1}=9,14A$ |
| Valores encontrados na primeira transição | $V_{OC_1}=16,513V$ | $I_{SC_2}=6,578A$ |
| Valores encontrados na segunda transição | $V_{OC_2}=33,136V$ | $I_{SC_3}=3,053A$ |

A partir dos valores da Tabela 3, obtém-se os tempos das regiões, a partir das Equações 3.15, 3.16, 3.17, 4.2, 4.3 e 4.4 da curva de seis regiões, como segue na Tabela 4.

A partir da Tabela 4, observa-se que o novo tempo de aquisição total necessário para este módulo com esta condição de sombreamento é de $t_{R6}=0,0626s$. Após os tempos recalculados, os pontos são redivididos em cada região para nova coleta dos pontos (V, I) de forma correta.

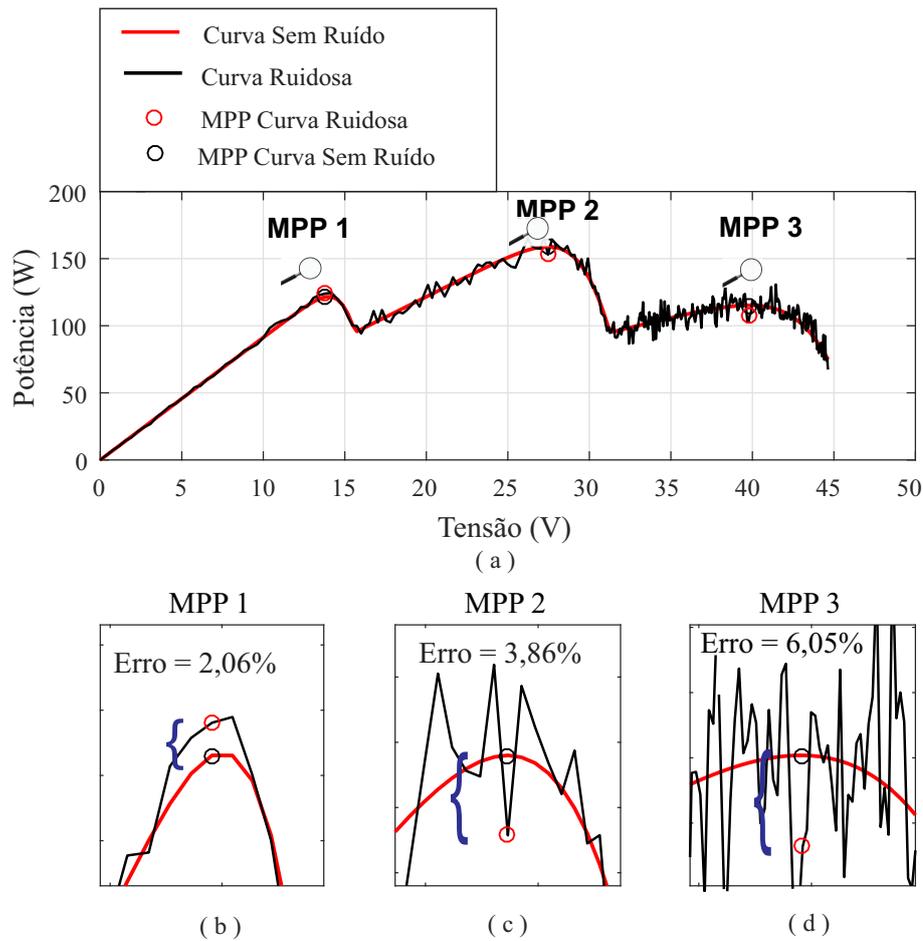


Figura 43 – Análise de erro nos MPPs após inserção de ruído na curva tensão *versus* potência para o módulo de 330 Wp sob condição de sombreamento não uniforme. (a) Curva tensão *versus* potência sem ruído e curva tensão *versus* potência ruidosa. (b) Destaque no MPP 1 das curvas. (c) Destaque no MPP 2 das curvas. (d) Destaque no MPP3 das curvas.

Tabela 4 – Tempo das 6 regiões

| Região | Tempo |
|--------|-------------------|
| 1 | $t_{R1}=0,0068s$ |
| 2 | $t_{R2}=0,0092s$ |
| 3 | $t_{R3}=0,0164s$ |
| 4 | $t_{R4}=0,0241s$ |
| 5 | $t_{R5}=0,0309s$ |
| 6 | $t_{R26}=0,0626s$ |

Então, como neste caso a curva possui seis regiões: existem três regiões lineares e três não lineares. A Fig. 46 mostra a coleta com os tempos e distribuição de pontos ajustados a este módulo sob a condição de sombreamento não uniforme. Dos 300 pontos totais, 33 pontos foram distribuídos para cada região linear conforme a Equação 3.19, representados pela cor vermelha e 67 pontos para cada região não linear segundo a Equação 3.20, representados pela cor azul. Observa-se que com o tempo recalculado, os pontos da

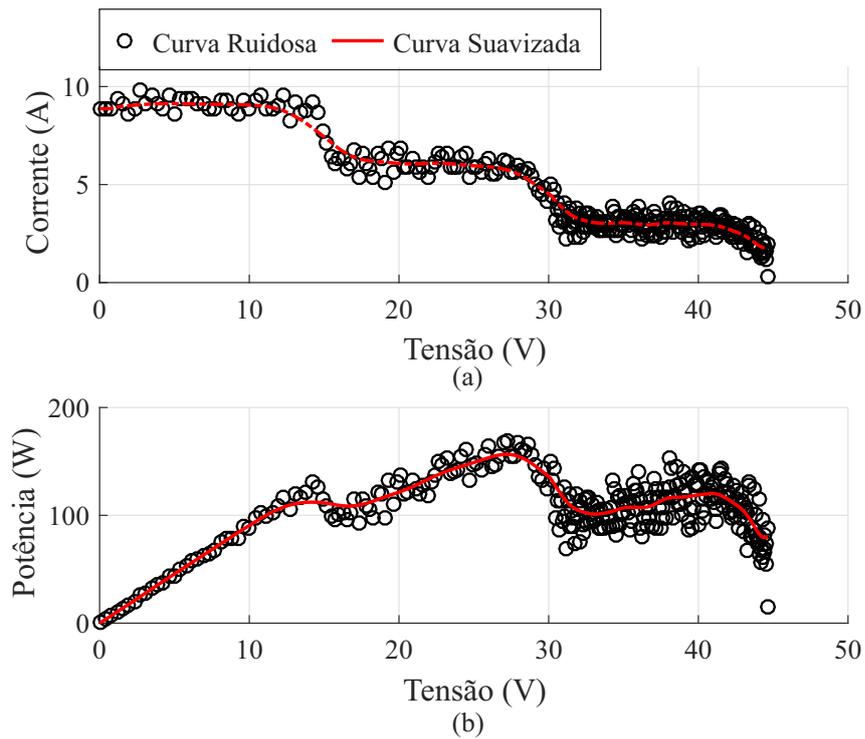


Figura 44 – Suavização realizada para o módulo de 330 Wp sob condição de sombreamento parcial. (a) Curvas tensão *versus* corrente, (b) Curvas tensão *versus* potência.

curva puderam ser totalmente calculados, com exibição dos pontos até V_{OC} . Destaca-se que como observado na Figura 46, para este caso, há uma pequena diferença no ponto da mudança de região, pois as equações utilizadas são aproximações, mas essa diferença não afetou o resultado esperado.

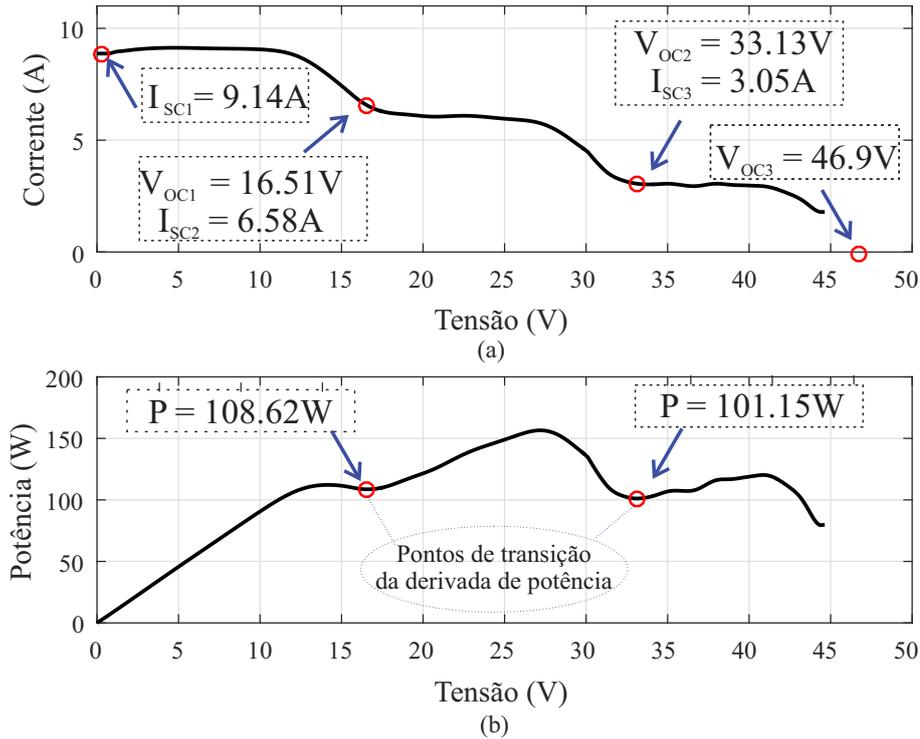


Figura 45 – Curva tensão *versus* potência suavizada para o módulo de 330 Wp com destaque para os pontos de transição de derivada detectados.

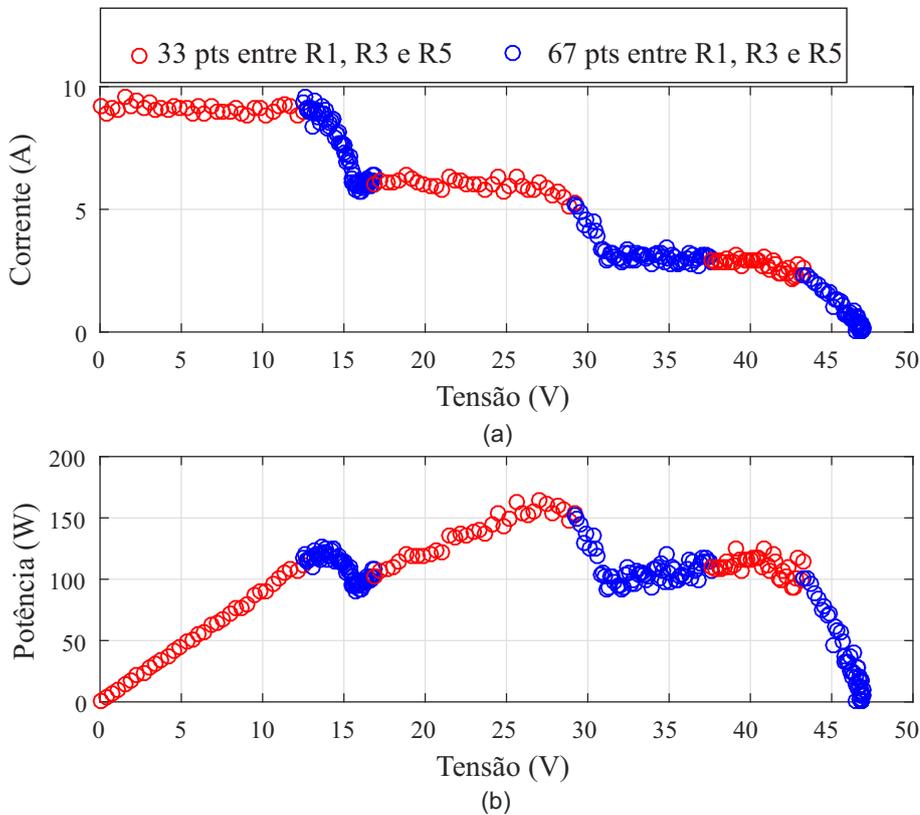


Figura 46 – Curvas para o caso 2 - operação com sombreamento não uniforme para o módulo de 330 Wp (a) Curva tensão *versus* corrente, (b) Curva tensão *versus* potência.

5.2 Resultados Experimentais

Nesta seção serão analisados os resultados experimentais para o mesmo módulo simulado de 330 Wp. Pode ser vista na Figura 47 a medição dos valores de V_{OC} e I_{SC} utilizando o osciloscópio para acompanhar as curvas. Observa-se que primeiramente na curva em rosa a corrente fica no valor da corrente de curto-circuito, enquanto na curva em verde a tensão está em zero. Posteriormente a corrente fica em zero enquanto a tensão assume o valor da tensão de circuito aberto. Após esse momento, os pontos começam a ser coletados. A curva em azul mostra os pontos de coleta (V, I) e em vermelho mostra a mudança de região 1 para 2 na coleta. O valor de I_{SC} medido foi de 6,0 A e de V_{OC} foi de 40,5 V. Os valores estão abaixo do que os valores do *datasheet*, pois no momento dos testes os valores de irradiância e temperatura no módulo estavam em 593 W/m^2 e 46° C , respectivamente, o que reduz os valores de corrente e tensão do módulo.

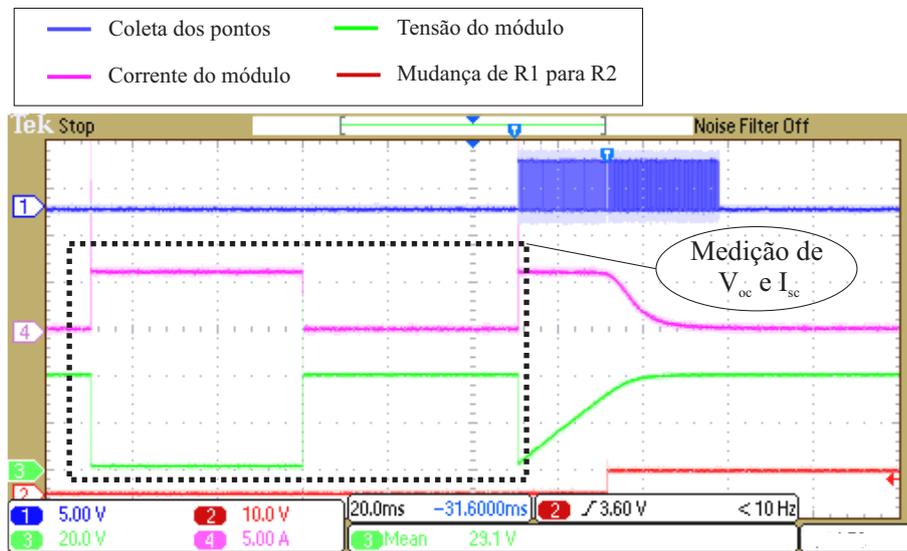


Figura 47 – Medição de V_{OC} e I_{SC} para o módulo de 330 Wp para uma Irradiância de 593 W/m^2 e Temperatura no módulo de 46° C .

Como o tempo de aquisição total é a soma dos tempos em cada região, tem-se:

$$t_f = t_{R1} + t_{R2} \quad (5.1)$$

Sabe-se que o tempo da região 1 representa 45 % do tempo total t_f de aquisição dos 100 pontos e a região 2 representa 55 % do tempo total para aquisição dos 200 pontos. O tempo para coleta de cada ponto pode ser calculado como segue:

$$t_{1P} = \frac{t_{R1}}{100} \quad (5.2)$$

$$t_{2P} = \frac{t_{R2}}{200} \quad (5.3)$$

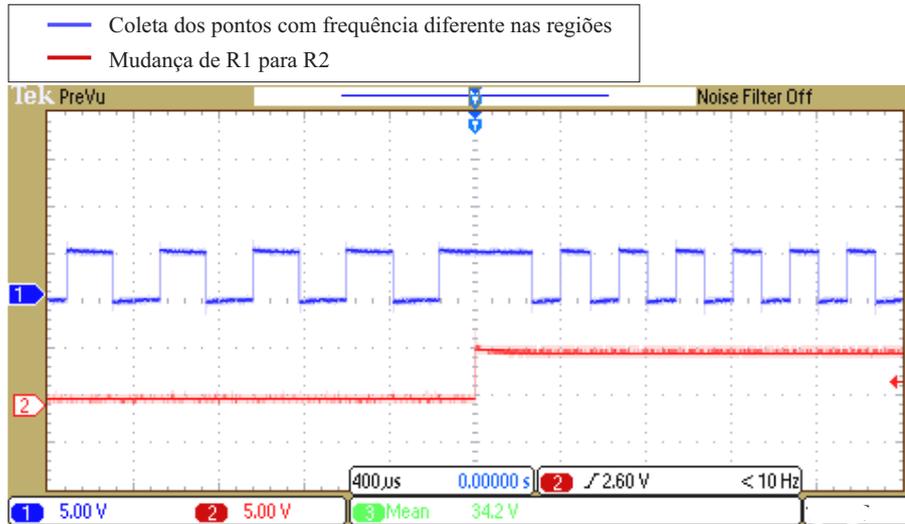


Figura 48 – Mudança de frequência nas regiões para um módulo de 330 Wp para uma irradiância de 590 W/m² e temperatura 42° C.

A partir das considerações dos tempos por região da curva e usando as Equações (3.10), (5.2), (5.3), tem-se na Tabela 5 os valores dos tempos calculados. Os valores medidos são analisados a partir da tela do osciloscópio das Figuras 48 e 49.

Na Figura 48 os valores para análise do tempo no osciloscópio estão com uma referência de 400 μs por divisão, usados para extrair os valores do tempo por ponto de cada região. Para análise do tempo total e o tempo por região analisa-se a Figura 49 que mostra a coleta completa, usando uma referência de 10 ms por divisão.

Tabela 5 – Comparação dos tempos de coleta totais e por regiões calculados e medidos

| Tempos (s) | Valores calculados ¹ | Valores calculados ² | Valores medidos ² |
|------------|---------------------------------|---------------------------------|------------------------------|
| t_f | 0,0438 | 0,054 | 0,0489 |
| t_{R1} | 0,01971 | 0,0243 | 0,022 |
| t_{R2} | 0,02409 | 0,0297 | 0,0269 |
| t_{1P} | 0,0001971 | 0,000243 | 0,00022 |
| t_{2P} | 0,00012045 | 0,0001485 | 0,0001345 |

¹ Irradiância = 1000 W/m², temperatura = 25° C e capacitor = 4700 μF,

² Irradiância = 590 W/m², temperatura = 42° C e capacitor = 4400 μF,

* Os valores dos tempos estão em segundos.

Comparando os valores calculados para condições padrão de irradiância e temperatura, sendo 1000 W/m² e 25° C respectivamente e usando o valor C de 4700 μF, com os valores calculados para as condições de irradiância e temperatura do teste experimental, sendo 590 W/m² e 42° C, respectivamente e usando C como 4400 μF, tem-se uma diferença entre todos os valores de tempo com 23,2 %. O erro entre os valores calculados e os medidos nos testes práticos usando as mesmas condições de irradiância, temperatura e capacitância sendo 590 W/m², 42° C e 4400 μF, respectivamente é de aproximadamente 9,47 %.

Com a determinação dos tempos corretos e distribuição dos pontos nas regiões, os 300 pontos são coletados durante o processo de carga do capacitor, como pode ser visto na Figura 49.

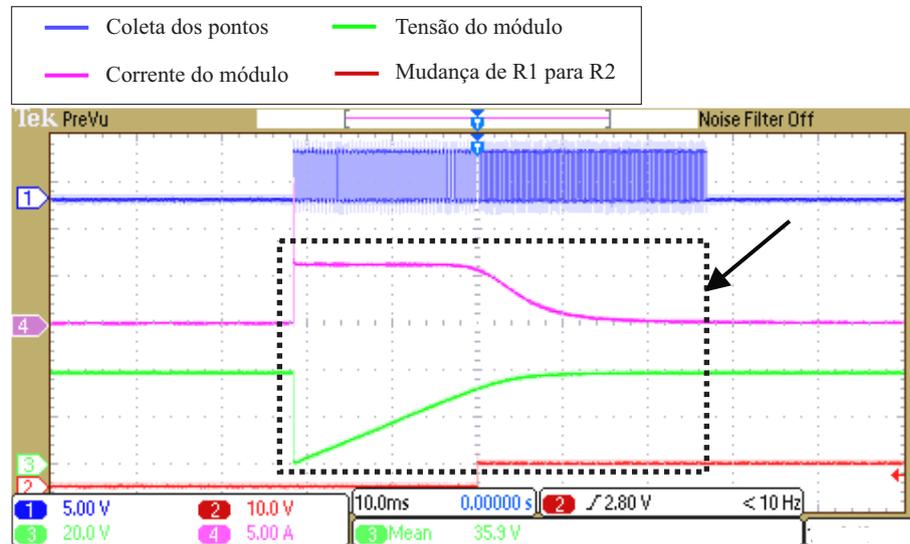


Figura 49 – Carregamento do capacitor para coleta dos pontos de tensão e corrente para um módulo de 330 Wp para uma irradiância de $590\text{W}/\text{m}^2$ e temperatura 42°C .

A parte em destaque da Figura 49 mostra o processo de carregamento do capacitor, onde a curva em rosa representa a corrente no módulo e a curva em verde representa a tensão no módulo. A curva em vermelho destaca a mudança das regiões e em azul o tempo total de aquisição. Salienta-se que ao acabar a coleta dos 300 pontos (final da curva em azul), tem-se que a corrente no módulo chegou a zero e a tensão está no valor da tensão de circuito aberto, tendo assim o capacitor carregado. Após carregamento do capacitor, ou seja, coleta completa, os pontos são enviados para interface gráfica e as curvas características do módulo fotovoltaico podem ser visualizadas através do aplicativo no *smartphone*, como podem ser vistas na Figura 50.

Comparando a Figura 50 experimental com a Figura 42 percebe-se que as divisões das regiões ficaram bem definidas e os pontos por região bem distribuídos. Os pontos em vermelho são os 100 pontos de R1 e os pontos em azul são os 200 pontos de R2. A mudança de região ocorreu no ponto de máxima potência como esperado. Destaca-se que os valores de V_{OC} e I_{SC} estão abaixo dos valores do *datasheet* devido aos valores de irradiância e temperatura no momento dos testes.

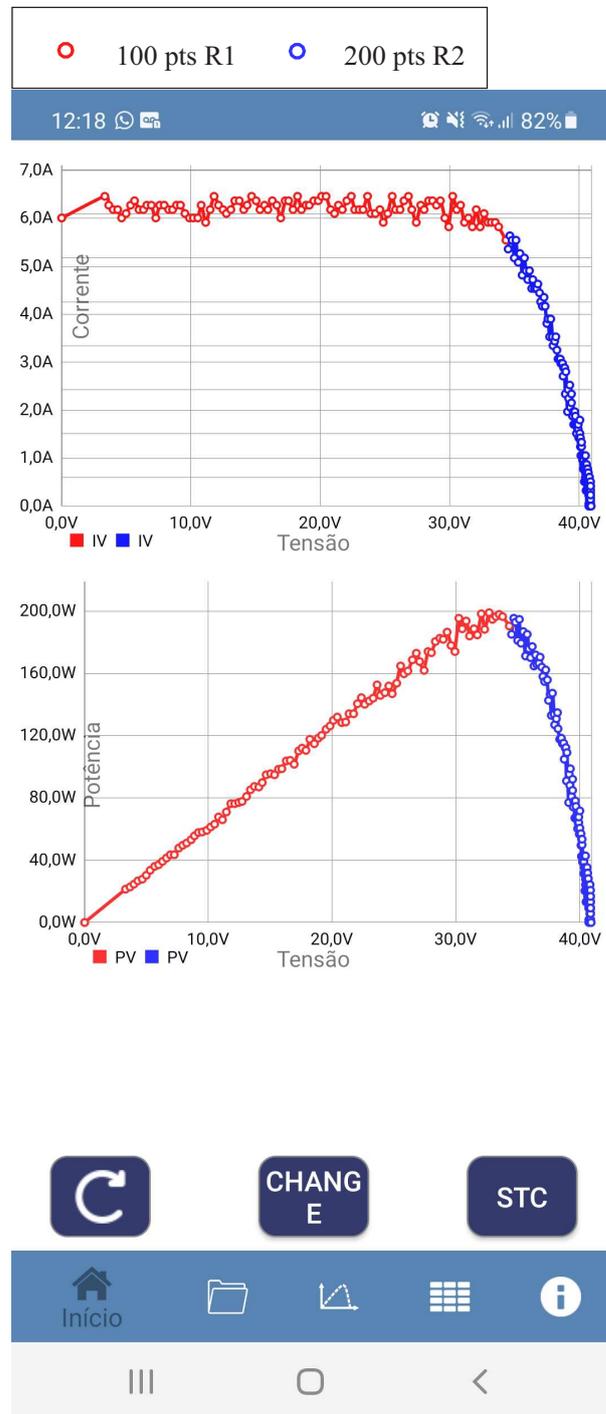


Figura 50 – Curvas tensão versus corrente e tensão versus potência para o módulo de 330 Wp para uma Irradiância de 590 W/m² e Temperatura de 42°C.

5.3 Conclusões do Capítulo

A partir dos resultados simulados, infere-se que a metodologia atende tanto o caso sem sombreamento, quanto ao caso sombreado não uniforme. Os tempos necessários são calculados para cada caso e ainda a distribuição de pontos nas regiões é realizada de maneira que a coleta seja adaptada á frequência necessária para cada tipo de região. Ressalta-se que para o módulo analisado neste estudo de caso, um sombreamento como o simulado aumenta o tempo em 42,9 % em relação ao tempo em condições normais.

6 Conclusões

Percebe-se a relevância em se fazer um projeto correto de caracterizadores de curvas fotovoltaicas, uma vez que estes são potenciais equipamentos para análises de falha e diagnósticos dos módulos fotovoltaicos comerciais. Neste contexto, este trabalho encontrou um valor de capacitância único de $4700 \mu\text{F}$ que atendeu cerca de 92,17 % dos módulos testados, atendendo assim uma grande variedade de tecnologias de módulos. O trabalho analisou ainda a quantidade de pontos necessária para coleta, que se totalizou em 300 pontos. Este trabalho também apresentou uma metodologia para divisão da curva em regiões para coleta dos pontos, considerando as características lineares e não lineares da curva, coletando em cada região com uma frequência e número de pontos diferentes. Foram considerados 100 pontos entre as regiões lineares e 200 pontos entre as regiões não lineares. Desta maneira, quando houve presença de sombreamento não uniforme, além de um cálculo do tempo de aquisição adequado para leitura completa dos pontos da curva, usou-se também um número de pontos adequados em cada região. Para o sombreamento não uniforme houve um aumento de 42,9 % em relação ao tempo de carregamento quando comparado à condição sem sombreamento.

6.1 Trabalhos Futuros

Um tópico que na visão da autora, pode ser derivado dessa dissertação de mestrado segue:

- Fazer testes experimentais considerando sombreamentos não uniformes.

Referências

- Abdala, P. J. P. Energia solar e eólica. *Atena Editora*, v. 1, 2019. [35](#)
- Brito, E. M. S. . construção de um caracterizador solar baseado em carga capacitiva. *Monografia de Graduação, UFV*, 2014. [14](#), [25](#), [26](#), [27](#), [37](#), [42](#), [44](#), [45](#), [46](#), [48](#), [49](#)
- Campos, R. E. Desenvolvimento e construção de um protótipo de traçador eletrônico de curva i-v para a análise de módulos e strings fotovoltaicos. *Dissertação de Mestrado, UNICAMP*, 2019. [25](#)
- Carneiro, J. Módulos fotovoltaicos: Características e associações. *Mestrado-Eletromagnetismo B- Universidade do Minho*, 2010. [13](#), [38](#), [39](#)
- Carneiro, R. K.; Vargas, T. V.; Pomílio, J. A. Desenvolvimento de traçador de curva i-v portátil para caracterização de arranjos fotovoltaicos até 400v e 10a. *Congresso Brasileiro de Energia Solar*, v. 7, p. 1–8, 2018. [27](#)
- Chen, Z.; LIN, W.; WU, L.; LONG, C.; LIN, P.; CHENG, S. A capacitor based fast i-v characteristics tester for photovoltaic arrays. *Energy Procedia*, v. 145, p. 381 – 387, 2018. *Renewable Energy Integration with Mini/Microgrid*. [25](#)
- Communities, C. of the E. Guidelines for the assessment of photovoltaic plants – initial and periodic tests on pv plants - document c. *Joint Research Centre*, v. 1, n. 1, 1995. [55](#)
- de Carvalho Neto, J. T.; Salazar, A. O.; Lock, A. S.; Fonseca, D. A. M. One cycle control for battery connected standalone photovoltaic systems for dc loads. *IEEE Latin America Transactions*, v. 16, n. 7, p. 1977–1983, 2018. [25](#)
- Deepak; Pachauri, R. K.; Chauhan, Y. K. Modeling and simulation analysis of pv fed cuk, sepic, zeta and Luo dc-dc converter. In: *IEEE 1st International Conference on Power Electronics, Intelligent Control and Energy Systems*. 2016. p. 1–6. [25](#)
- Durán, E.; Andújar, J. M.; Enrique, J. M.; Pérez-Oria, J. M. Determination of pv generator i-v/p-v characteristic curves using a dc-dc converter controlled by a virtual instrument. *International Journal of Photoenergy*, v. 2012, p. 1–13, 2012. [25](#)
- Duran, E.; Piliouge, M.; Sidrach-de-Cardona, M.; Galan, J.; Andujar, J. M. Different methods to obtain the i–v curve of pv modules: A review. In: *2008 33rd IEEE Photovoltaic Specialists Conference*. 2008. p. 1–6. [45](#), [46](#)
- Efendi, M. Z.; Murdianto, F. D.; Setiawan, R. E. Modeling and simulation of mppt sepic converter using modified pso to overcome partial shading impact on dc microgrid system. In: *2017 International Electronics Symposium on Engineering Technology and Applications (IES-ETA)*. 2017. p. 27–32. [50](#)
- Fares, D.; Fathi, M.; Mekhilef, S. Comparison of two hybrid global maximum power point algorithms for photovoltaic module under both uniform and partial shading condition. In: *International Conference on Electrical, Communication, and Computer Engineering*. 2020. p. 1–6. [48](#), [49](#), [58](#)

- Gupta, A. K.; Chauhan, N. S.; Saxena, R. Real time i-v and p-v curve tracer using labview. In: *International Conference on Innovation and Challenges in Cyber Security*. 2016. p. 265–269. [25](#)
- Jesus, J. A. B.; Silva, M. S.; Lopes, J. M.; Cunha, F. B. F.; Araújo, M. L. V. Brazilian public policies to promote the photovoltaic energy sector with a focus on technological innovation in the state of bahia. *GEINTEC Gestão, Inovação e Tecnologias*, v. 11, n. 1, p. 5760–5772, 2021. [25](#), [33](#), [35](#), [36](#), [37](#)
- Lemos, L. O. Estudo do efeito do acúmulo de sujeidade na eficiência dos módulos fotovoltaicos. *Dissertação de Mestrado, CEFET-MG*, 2016. [40](#), [42](#), [44](#), [45](#), [46](#), [47](#)
- Luna, M. L. M. Desenvolvimento e validação de traçador de curva ixv para módulos fotovoltaicos. *Dissertação de Mestrado, UFC*, 2016. [13](#), [26](#), [35](#), [36](#), [38](#)
- Luna, M. L. M.; Carvalho, P. C. M. Desenvolvimento e validação de traçador de curva ixv para módulos fotovoltaicos usando o método de carga eletrônica. *Revista Brasileira de Energia Solar*, v. 8, n. 2, p. 88–99, 2017. [25](#), [36](#)
- Ma, J.; Pan, X.; Man, K. L.; Li, X.; Wen, H.; On Ting, T. Detection and assessment of partial shading scenarios on photovoltaic strings. *IEEE Transactions on Industry Applications*, v. 54, n. 6, p. 6279–6289, 2018. [48](#)
- Mahmoud, M. M. Transient analysis of a pv power generator charging a capacitor for measurement of the i–v characteristics. *Renewable Energy*, v. 31, p. 2198 – 2206, 2006. [26](#)
- Mariano, J. D. Análise do potencial da geração de energia fotovoltaica para redução dos picos de demanda e contribuição energética nas edificações da utfpr em curitiba. *Dissertação de Mestrado, UTFPR*, 2017. [25](#), [33](#), [35](#), [36](#), [37](#)
- Oliveira, F. S.; Rampinelli, A. G.; Krenzinger, A. Desenvolvimento de um traçador de curvas i-v para arranjos fotovoltaicos. *Revista Brasileira de Energia Solar*, v. 7, n. 2, p. 82–90, 2016. [25](#)
- Pinho, J. T.; Galdino, M. A. Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. *CEPEL-CRESESB*, 2014. [13](#), [27](#), [33](#), [34](#), [35](#), [36](#), [37](#), [38](#), [40](#), [42](#)
- Rabuske, R.; Friedrich, L. R.; Fontura, F. B. B. Analysis of feasibility for energy deployment with photovoltaic use for parking shade. *Revista do CEPE*, v. 47, p. 36–48, 2018. [25](#)
- Reischauer, I. W.; Rix, A. J. Design of a low cost multi-module capacitive iv curve tracer for pv module mismatch characterisation. In: *Southern African Universities Power Engineering Conference/Robotics and Mechatronics/Pattern Recognition Association of South Africa*. 2019. p. 340–346. [25](#), [26](#), [55](#)
- Spertino, F.; Ahmad, J.; Ciocia, A.; Di Leo, P.; Murtaza, A. F.; Chiaberge, M. Capacitor charging method for i–v curve tracer and mppt in photovoltaic systems. *Solar Energy*, v. 119, p. 461–473, 2015. [26](#), [41](#), [57](#)
- Spertino, F.; Sumaili, J.; Andrei, H.; Chicco, G. Pv module parameter characterization from the transient charge of an external capacitor. *IEEE Journal of Photovoltaics*, v. 3, n. 4, p. 1325–1333, 2013. [54](#)

- Treter, M. E.; Michels, L. Métodos de aquisição experimental de curvas i-v de arranjos fotovoltaicos: uma revisão. *Seminário de Eletrônica de Potência e Controle*, p. 1–6, 2018. [26](#)
- Vieira, R. G.; ARAÚJO, F. M. U. de; DHIMISH, M.; GUERRA, M. I. S. A comprehensive review on bypass diode application on photovoltaic modules. *Energies*, v. 13, n. 10, 2020. Available in: <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/10/2472>. [48](#), [49](#), [58](#)
- Villalva, M. G.; Gazoli, J. R.; Filho, E. R. Comprehensive approach to modeling and simulation of photovoltaic arrays. *IEEE Transactions on Power Electronics*, v. 24, n. 5, p. 1198–1208, 2009. [52](#), [63](#)

Biografia



Thamiris Aparecida dos Santos Lopes nascida na cidade de Carandai-MG. Ela se graduou em Engenharia Elétrica pelo Centro de Ensino Superior de Conselheiro Lafaiete (CES-CL) em 2016. Possui pós graduação em Engenharia de Segurança do Trabalho pelo CES-CL. Atualmente está cursando o mestrado em Engenharia Elétrica no Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais (CEFET-MG). Seus principais interesses de pesquisa incluem conversores cc-cc e análise de sistemas fotovoltaicos.

E-mail: thamirislopeseng1@gmail.com

Website: www.gesep.ufv.br/