

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PAMPA

GUILHERME TRINDADE PINHEIRO

**ANÁLISE DO COMPORTAMENTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS
MULTISTRING COM SOMBREAMENTO PARCIAL**

**Alegrete
2020**

GUILHERME TRINDADE PINHEIRO

**ANÁLISE DO COMPORTAMENTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS
MULTISTRING COM SOMBREAMENTO PARCIAL**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Pampa, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Guilherme Sebastião da Silva.

**Alegrete
2020**

Ficha catalográfica elaborada automaticamente com os dados fornecidos pelo(a) autor(a) através do Módulo de Biblioteca do Sistema GURI (Gestão Unificada de Recursos Institucionais).

P654a Pinheiro, Guilherme Trindade

Análise do comportamento de sistemas
fotovoltaicos multistring com sombreamento parcial /
Guilherme Trindade Pinheiro.

69 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) --
Universidade Federal do Pampa, ENGENHARIA ELÉTRICA,
2020.

"Orientação: Guilherme Sebastião da Silva".

1. Curvas I-V Multistring. 2. Sistemas
Fotovoltaicos. 3. Sombreamento Parcial. I. Título.



SERVIÇO PÚBLICO FEDERAL
MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
Universidade Federal do Pampa

GUILHERME TRINDADE PINHEIRO

**ANÁLISE DO COMPORTAMENTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS *MULTISTRING* COM
SOMBREAMENTO PARCIAL**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Pampa, como requisito parcial para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado em: 04 de Dezembro de 2020.

Banca examinadora:

Prof. Dr. Guilherme Sebastião da Silva

Orientador

UNIPAMPA

Prof. Dr. Jumar Luís Russi

UNIPAMPA

Prof. Dr. Alessandro Botti Benevides

UNIPAMPA



Documento assinado eletronicamente por **GUILHERME SEBASTIAO DA SILVA, PROFESSOR DO MAGISTERIO SUPERIOR**, em 04/12/2020, às 16:57, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **ALESSANDRO BOTTI BENEVIDES, PROFESSOR DO MAGISTERIO SUPERIOR**, em 04/12/2020, às 16:57, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **JUMAR LUIS RUSSI, PROFESSOR DO MAGISTERIO SUPERIOR**, em 04/12/2020, às 17:01, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://sei.unipampa.edu.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **0415660** e o código CRC **58C7C9E8**.

Universidade Federal do Pampa, Campus Alegrete
Av. Tiarajú, 810 – Bairro: Ibirapuitã – Alegrete – RS CEP: 97.546-550

Telefone: (55) 3422-8400

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer inicialmente aos meus pais, Dilson e Luciana, pelo incondicional apoio em todos os momentos e decisões tomadas. Aos professores durante minha graduação, que auxiliaram em minha formação no curso de Engenharia Elétrica e principalmente ao professor Guilherme Sebastião da Silva, pela dedicação e disponibilidade em me auxiliar durante a pesquisa. Também agradeço aos meus amigos, Andressa Moura, Henrique Eichkoff, Leonardo Richter, Lucas Tarone, Luis Pedro Gonçalves, Renan Trindade, aos demais colegas e familiares pelo companheirismo, sendo todos muito importantes durante meu período de graduação.

RESUMO

O trabalho em questão trata-se do comportamento de sistemas fotovoltaicos, possuindo a intenção de compreender as consequências causadas pelos efeitos de sombreamento parcial através da simulação das curvas I-V *multistring*, e consequente compreensão das tensões de inflexão e do funcionamento dos diodos de *bypass* em módulos fotovoltaicos. A importância do trabalho consiste na busca pela melhor compreensão sobre um problema bastante recorrente nos sistemas fotovoltaicos, auxiliando nas aplicações de técnicas existentes para rastreamento de máxima potência (MPPT), que contribuem na obtenção da máxima eficiência possível para a geração de energia solar, além da crescente busca por soluções que não ocasionem em prejuízos ao meio ambiente, o que aplica-se adequadamente ao assunto tratado. Durante o seu desenvolvimento, utilizam-se os *softwares* computacionais *Excel*, *MATLAB* e *Simulink* para a demonstração dos resultados obtidos na simulação de um arranjo com 4 módulos fotovoltaicos, através de curvas relacionando corrente - tensão (I-V) e potência - tensão (P-V), onde apresentam-se os casos simulados em diferentes níveis de irradiância solar para os módulos fotovoltaicos analisados, visando definir um padrão para o conhecimento de quando acontece cada ponto de máxima potência para as curvas P-V *multistring*, e de que maneira o sombreamento parcial influencia em seus comportamentos.

Palavras-chave: Curvas I-V *Multistring*; Sistemas Fotovoltaicos; Sombreamento Parcial.

ABSTRACT

The work in question is the analysis of the behavior of photovoltaic systems, having the intention to understand the consequences caused by the effects of partial shading through the simulation of multistring I-V curves, and consequent understanding of the inflection voltages and the operation of the bypass diodes in photovoltaic modules. The importance of the work consists in the search for a better understanding of a problem that is very recurrent in photovoltaic systems, assisting in the application of existing techniques for maximum power tracking (MPPT), which contribute to obtaining the maximum possible efficiency for the generation of solar energy, besides the growing search for solutions that do not cause damage to the environment, which is properly applied to the subject treated. During its development, the computer software Excel, MATLAB and Simulink are used to demonstrate the results obtained in the simulation of an arrangement with four photovoltaic modules, through curves relating current x voltage (I-V) and power x voltage (P-V), where the simulated cases are presented at different levels of solar irradiance for the photovoltaic modules analyzed, aiming to define a standard for knowledge of when each peak of maximum power occurs for the multistring P-V curves, and how the partial shading influences their behaviors.

Keywords: Multistring I-V Curves; Photovoltaic Systems; Partial Shading.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Símbolo de uma célula fotovoltaica e seu símbolo esquemático utilizado durante o trabalho.	17
Figura 2 – Representação da associação em série para módulos fotovoltaicos.	19
Figura 3 – Representação da associação em paralelo para módulos fotovoltaicos.	20
Figura 4 – Representação da associação mista para módulos fotovoltaicos em configuração de múltiplas fileiras.	22
Figura 5 – Representação de um módulo com células fotovoltaicas sob efeito de sombreamento.	23
Figura 6 – Estrutura fotovoltaica com diodos de <i>bypass</i>	29
Figura 7 – Circuito equivalente com diodo único para uma célula fotovoltaica.	30
Figura 8 – Curva I-V para um conjunto de 2 módulos fotovoltaicos com efeito de sombreamento parcial.	32
Figura 9 – Curva I-V para o primeiro caso de ponto de máxima potência global.	37
Figura 10 – Curva P-V para o primeiro caso de ponto de máxima potência global.	38
Figura 11 – Curva I-V para o segundo caso de ponto de máxima potência global.	38
Figura 12 – Curva P-V para o segundo caso de ponto de máxima potência global.	38
Figura 13 – Curva I-V para o terceiro caso de ponto de máxima potência global.	39
Figura 14 – Curva P-V para o terceiro caso de ponto de máxima potência global.	39
Figura 15 – Curva I-V para o quarto caso de ponto de máxima potência global.	39
Figura 16 – Curva P-V para o quarto caso de ponto de máxima potência global.	40
Figura 17 – Nível de irradiância e casos simulados para o primeiro caso de ponto de máxima potência global.	43
Figura 18 – Nível de irradiância e casos simulados para o segundo caso de ponto de máxima potência global.	45
Figura 19 – Nível de irradiância e casos simulados para o terceiro caso de ponto de máxima potência global.	48
Figura 20 – Nível de irradiância e casos simulados para o quarto caso de ponto de máxima potência global.	50
Figura 21 – Curva I-V para 4 módulos fotovoltaicos sob efeitos de sombreamento parcial. ..	51
Figura 22 – Curva I-V para 4 módulos fotovoltaicos sob efeitos de sombreamento parcial baseada na Equação 12.	52

Figura 23 – Demonstração gráfica para o primeiro caso de ponto de máxima potência global.	57
Figura 24 – Demonstração gráfica para o segundo caso de ponto de máxima potência global.	58
Figura 25 – Demonstração gráfica para o terceiro caso de ponto de máxima potência global.	58
Figura 26 – Demonstração gráfica para o quarto caso de ponto de máxima potência global.	59
Figura 27 – Esquemático de simulação para a obtenção dos resultados.	67

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	13
1.1 Motivação e Justificativa	14
1.2 Objetivos	14
1.3 Organização do Trabalho.....	15
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	16
2.1 Conceitos Iniciais	16
2.1.1 Célula Fotovoltaica.....	16
2.1.2 Módulo Fotovoltaico	17
2.1.3 Arranjo Fotovoltaico.....	18
2.1.4 Associação Série.....	18
2.1.5 Associação Paralela	20
2.1.6 Associação Mista.....	21
2.1.7 Sombreamento Parcial em Sistemas Fotovoltaicos.....	22
2.2 Revisão dos Trabalho sobre Sombreamento Parcial em Sistemas Fotovoltaicos.....	23
2.3 Considerações Finais	27
3. METODOLOGIA	28
3.1 Conceitos Iniciais	28
3.2 Diodos de <i>Bypass</i> em Sistemas Fotovoltaicos	28
3.3 Modelo Matemático de um Módulo Fotovoltaico com a função Lambert W	30
3.4 Cálculo da Tensão de Inflexão.....	31
3.5 Considerações Finais	34
4. RESULTADOS DE SIMULAÇÃO	36
4.1 Conceitos Iniciais	36
4.2 Exemplificação dos Resultados Obtidos Para os Casos de Ponto de Máxima Potência	36
4.3 Resultados de Simulações.....	40

4.3.1 Simulações Para o Primeiro Caso de Ponto de Máxima Potência Global.....	41
4.3.2 Simulações Para o Segundo Caso de Ponto de Máxima Potência Global	44
4.3.3 Simulações Para o Terceiro Caso de Ponto de Máxima Potência Global	46
4.3.4 Simulações Para o Quarto Caso de Ponto de Máxima Potência Global.....	49
4.4 Testes e Definição de Equações Para os Pontos de Máxima Potência Global.....	51
4.5 Considerações Finais	60
5. CONSIDERAÇÕES FINAIS	62
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	64
APÊNDICE A - ESQUEMÁTICO REALIZADO NO <i>SIMULINK</i>.....	67
ANEXO A - DADOS DE SIMULAÇÃO	68

1. INTRODUÇÃO

Atualmente a matriz energética no mundo consiste em sua maioria na utilização de fontes não renováveis de energia, como fontes de carvão, petróleo e também gás natural. Isto indica diversos prejuízos em relação aos aspectos ambientais, tornando-se assim, de suma importância uma maior exploração das fontes de energia renováveis.

Com a preocupação tanto sobre questões ambientais, quanto à possível escassez de fontes de energia não renováveis, a utilização de fontes renováveis como as energias hidráulica, eólica e solar, é considerada cada vez mais essencial devido à necessidade de implementação de medidas que priorizem a preservação do meio ambiente e, conseqüentemente, uma geração de energia com maior sustentabilidade. Precisamente no que diz respeito à energia solar, a mesma possui como uma de suas formas de aproveitamento a geração de energia por meio da instalação de sistemas fotovoltaicos.

Contudo, apesar das vantagens proporcionadas pela geração de energia solar, um dos principais problemas enfrentados pelo sistema fotovoltaico para garantir uma melhor eficiência no processo de conversão de energia solar em energia elétrica, é o efeito de sombreamento parcial, que surge quando há diferentes irradiâncias sobre o módulo, onde, de acordo com Reiter (2016), as principais causas para os referidos efeitos devem-se à condições climáticas como a passagem de nuvens, além de outros fatores que também contribuem para a ocorrência do sombreamento parcial.

Desta forma, este trabalho de conclusão de curso busca especificar a influência do sombreamento parcial no comportamento de sistemas fotovoltaicos, compreender o funcionamento dos diodos de *bypass* e o conceito das tensões de inflexão. Além disso, visando estabelecer equações que consigam definir em quais condições um ponto de máxima potência global pode ocorrer, é apresentada a análise de um modelo matemático operando com sombreamento parcial para sistemas fotovoltaicos *multistring*, configuração que une aspectos de associações em série e paralelo de módulos fotovoltaicos. Esta análise é feita através de uma avaliação da curva característica corrente - tensão (curva I-V) para um conjunto de módulos fotovoltaicos, contribuindo com as técnicas de rastreamento do ponto de máxima potência em diferentes níveis de irradiância solar para os módulos de um arranjo fotovoltaico.

1.1 Motivação e Justificativa

Conforme Tsuruda, Mendes, Vitor & Silveira (2017), com o intuito de obter uma maior multiplicidade para a matriz energética devido ao aumento da demanda exigida e amenizar as consequências causadas ao meio ambiente durante a produção de energia, procura-se alterar fontes poluentes de energia habitualmente utilizadas por fontes oriundas de recursos naturais.

Um dos principais problemas envolvendo os sistemas fotovoltaicos *multistring* são os efeitos do sombreamento parcial, possuindo diversas causas para sua ocorrência, estando entre elas, as condições climáticas que podem ocorrer no dia a dia, além de outros fatores, como sombreamento causado por edifícios e árvores, que podem proporcionar tais impactos. Além disso, inúmeras pesquisas recentes sobre a eletrificação do transporte, como Schuss, Fabritius, Eichberger & Rahkonen (2019), Anna (2017) e Hassoune, Khafallah, Mesbahi, & Breuil (2017), demonstram os sistemas fotovoltaicos como principal fonte de energia. Nestes sistemas, segundo Sameeullah & Swarup (2015), o sombreamento parcial é uma das principais causas da redução da produção de energia em um módulo fotovoltaico, logo, suas características elétricas tendem à apresentar um maior grau de complexidade. Assim, neste trabalho realiza-se a análise dos efeitos causados pelo sombreamento parcial em sistemas fotovoltaicos.

1.2 Objetivos

O objetivo geral deste trabalho é estabelecer um comportamento característico da curva P-V de sistemas fotovoltaicos sob diferentes condições de operação.

Com o intuito de atingir o objetivo geral, os seguintes objetivos específicos foram adotados:

- Análise e compreensão de causas e efeitos do sombreamento parcial em sistemas fotovoltaicos;
- Análise do modelo matemático de sistemas fotovoltaicos *multistring* com sombreamento parcial;
- Realizar a simulação de modelos para sistemas fotovoltaicos visando a obtenção dos resultados sob diferentes condições de operação.

1.3 Organização do Trabalho

- Capítulo 1: Demonstra-se uma introdução geral para o assunto tratado no trabalho, além da motivação e justificativa para a escolha deste tema, e também os objetivos estabelecidos para a realização da pesquisa;
- Capítulo 2: Apresenta-se a revisão bibliográfica realizada para células, módulos e arranjos fotovoltaicos, juntamente com tipos de associações existentes para os sistemas fotovoltaicos (série, paralela e mista). Ainda na parte de revisão bibliográfica, são demonstrados os conhecimentos obtidos para o efeito do sombreamento parcial em sistemas fotovoltaicos;
- Capítulo 3: Exemplifica-se através da análise de sistemas fotovoltaicos com sombreamento parcial, como operam os diodos de *bypass*, além de exemplos para o cálculo da tensão de inflexão e também uma demonstração de modelo matemático para um módulo fotovoltaico com a função Lambert W;
- Capítulo 4: São apresentados os resultados obtidos durante o trabalho por meio de simulações realizadas no *software MATLAB/Simulink* para uma arranjo fotovoltaico sob efeitos de sombreamento parcial, além das equações que estabeleçam um padrão para o conhecimento do ponto de máxima potência global em uma curva P-V e também as considerações finais para os resultados obtidos;
- Capítulo 5: Por meio da obtenção dos resultados atingidos, são explicadas as conclusões obtidas após a realização do trabalho, através do conhecimento atingido sobre o assunto tratado;
- Capítulo 6: Demonstra-se em apêndice o esquemático realizado através do *software MATLAB/Simulink* com 4 módulos fotovoltaicos em diferentes níveis de irradiância solar, caracterizando os efeitos de sombreamento parcial para as curvas I-V e P-V.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Na revisão bibliográfica, demonstra-se os trabalhos analisados e utilizados como base para esta pesquisa, definindo os conceitos iniciais para células, módulos e arranjos fotovoltaicos, assim como suas as associações nas formas série, paralela e mista. Neste item, também são enfatizados os estudos realizados com relação ao sombreamento parcial em sistemas fotovoltaicos, visando compreender os efeitos causados pelo mesmo.

2.1 Conceitos Iniciais

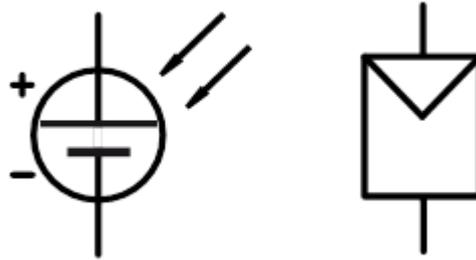
2.1.1 Célula Fotovoltaica

Conforme Marques (2017), especifica-se que o conjunto de células formam os denominados módulos fotovoltaicos, sendo possível através de diferentes associações para tais células, extrair maiores valores tanto para corrente (associação de células em paralelo) quanto para tensão (associação de células em série). Em Coelho & Francisco (2008), especifica-se a definição das células fotovoltaicas como dispositivos habilitados para efetuar de modo direto a desejada conversão de energia (solar para elétrica), assim como seus níveis de geração por unidade para potência (dentro de 1 Watt e 3 Watts) e tensão (em torno de 0,6 Volts). Portanto, de acordo com Mitchell & Heringer (2016), o silício é o material considerado de maior utilização para o desenvolvimento das células fotovoltaicas, muito devido aos fatores econômicos que o mesmo proporciona.

Segundo Rambo (2015), é perceptível para as células fotovoltaicas que suas curvas características I-V apresentam gráficos de forma não linear, logo, através da análise da curva característica, é notória a oscilação na geração de energia em um sistema fotovoltaico, uma vez que a temperatura assim como o nível de irradiância solar incidente alteram-se com o decorrer do tempo. Sendo assim, em Mitchell & Heringer (2016) destaca-se que em condições de sombreamento, a corrente gerada por uma determinada célula fotovoltaica sofre uma queda considerável, caso comparada as correntes oriundas de células não afetadas pelos efeitos de sombreamento, fazendo com que os níveis de corrente gerada por uma célula fotovoltaica se tornem dependentes com relação aos níveis de irradiância solar incidente.

A figura 1 apresenta símbolo de uma célula fotovoltaica e seu símbolo esquemático utilizado no trabalho.

Figura 1 – Símbolo de uma célula fotovoltaica e seu símbolo esquemático utilizado durante o trabalho.



Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

2.1.2 Módulo Fotovoltaico

De acordo com Carneiro J. (2010), um módulo é constituído por um conjunto de células fotovoltaicas associadas, possuindo o seu desenvolvimento com base na implementação de parâmetros que visam lidar com as variadas condições climáticas que podem ocorrer. Ainda conforme Carneiro J. (2010), tais parâmetros são estabelecidos por meio das condições padrões de teste (STC), que estabelecem o nível de irradiância solar ($1000 \frac{W}{m^2}$) e temperatura da célula ($25^\circ C$) para a realização de testes nos módulos fotovoltaicos visando a obtenção dos referidos parâmetros. Em relação às STC, Hincapié (2015) exemplifica que a definição da curva característica I-V de um módulo fotovoltaico efetua-se por meio das condições padrões de teste, tornando-se possível assim, a determinação do ponto de máxima potência (MPP) da curva característica, além de parâmetros como a corrente de curto circuito e a tensão de circuito aberto, sendo estes os maiores valores de corrente e tensão respectivamente, que podem ser gerados por um módulo fotovoltaico.

Segundo Cabral Lopes (2013), as referidas associações em série e paralelo de células que formam os módulos fotovoltaicos são realizadas com o objetivo de que os desejados níveis de tensão e corrente sejam atingidos, tornando o processo de funcionamento e preservação do módulo mais eficiente e assim, influenciando diretamente na geração de energia. Em Pinho & Galdino (2014), destaca-se que a corrente assim como a tensão são fatores que influenciam diretamente na quantidade de células situadas em um módulo fotovoltaico, sendo demonstrada também a importância na escolha das células fotovoltaicas quanto as suas características elétricas, onde tais características devem apresentar-se de forma semelhante visando o funcionamento adequado do módulo, fazendo com que o mesmo obtenha o rendimento esperado.

2.1.3 Arranjo Fotovoltaico

Segundo Coelho & Francisco (2008), os arranjos são definidos como um conjunto de módulos fotovoltaicos, com tais módulos podendo associarem-se em série, paralelo, ou até mesmo em uma combinação de ambos, no intuito de atingir maiores valores para a geração de potência no arranjo fotovoltaico, onde os mencionados tipos de conexão influenciam diretamente nos valores de corrente e tensão obtidos. Referente ainda às associações especificadas de módulos que formam os arranjos fotovoltaicos, de acordo com Pereira de Sá (2014), quando tais módulos encontram-se associados em paralelo, as correntes situadas no arranjo fotovoltaico somam-se e as tensões permanecem similares. Já para a associação em série, a corrente é mantida de maneira uniforme e as tensões acabam por somarem-se.

Conforme Mitchell & Heringer (2016), assim como acontece com as células e módulos fotovoltaicos, um grande problema que encontra-se com os arranjos fotovoltaicos é o efeito de sombreamento parcial, causando prejuízos ao arranjo independentemente da forma de associação que os módulos encontram-se (série ou paralelo), tornando-se necessária a utilização de diodos de *bypass* para a amenização do referido problema. Ainda em referência ao sombreamento, Phiouthonekham & Chaitusaney (2015) estabelece que devido aos seus efeitos sob os módulos, a sua curva característica P-V (potência - tensão) ao invés de apresentar um único ponto de máxima potência, acaba por demonstrar diversos pontos devido aos diferentes níveis de irradiância solar existentes sob os módulos de um arranjo fotovoltaico.

2.1.4 Associação Série

De acordo com Brito (2016) e Carneiro J. (2010), a associação em série para células ou módulos de um sistema fotovoltaico, possui o objetivo de qualquer outro tipo de associação viável para os referidos sistemas, extrair a máxima potência possível, e assim, visando, uma reduzida perda dessa potência, utiliza-se células e módulos do mesmo tipo. Portanto, nesta configuração, torna-se possível a obtenção de níveis maiores de tensão e a manutenção dos níveis estabelecidos para a corrente. As Equações 1 e 2 especificam o conceito estabelecido.

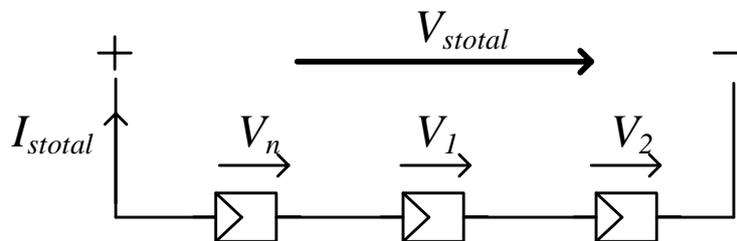
$$V_{stotal} = n_s * V_s \quad (1)$$

Onde V_{stotal} é a tensão total em (V), fornecida por um conjunto de células ou módulos fotovoltaicos, n_s é o número de células ou módulos fotovoltaicos que fazem parte do arranjo fotovoltaico e V_s é a tensão em (V), fornecida por cada célula ou módulo de um arranjo fotovoltaico. Todos os parâmetros estabelecidos referem-se a uma associação em série.

$$I_{stotal} = I_{s1} = I_{s2} = I_{sn} \quad (2)$$

Onde I_{stotal} é a corrente total em (A), fornecida pelo conjunto de células ou módulos fotovoltaicos. I_{s1} , I_{s2} e I_{sn} representam a corrente em (A), para determinadas células ou módulos de um arranjo fotovoltaico. Todos os parâmetros estabelecidos referem-se a uma associação em série.

Figura 2 - Representação da associação em série para módulos fotovoltaicos.



Fonte: Adaptado de Carneiro J. (2010).

É plausível determinar também que, conforme Hecktheuer (2001) e Hincapié (2015), as associações em série de células e módulos não-idênticos, podem vir à operar de forma a prejudicar o funcionamento previsto da associação em questão para o sistema fotovoltaico, onde problemas como o de sombreamento e curto-circuito, podem ocasionar danos nas células e nos módulos fotovoltaicos.

2.1.5 Associação Paralela

Segundo Brito (2016) e Carneiro J. (2010), na associação paralela de módulos e células fotovoltaicas, o intuito quanto à obtenção dos níveis desejados de potência é semelhante, entretanto, para tal tipo de configuração, ao contrário da associação em série, é possível atingir maiores valores de corrente e manter os níveis de tensão determinados. Portanto, a definição estipulada é expressa pelas Equações 3 e 4.

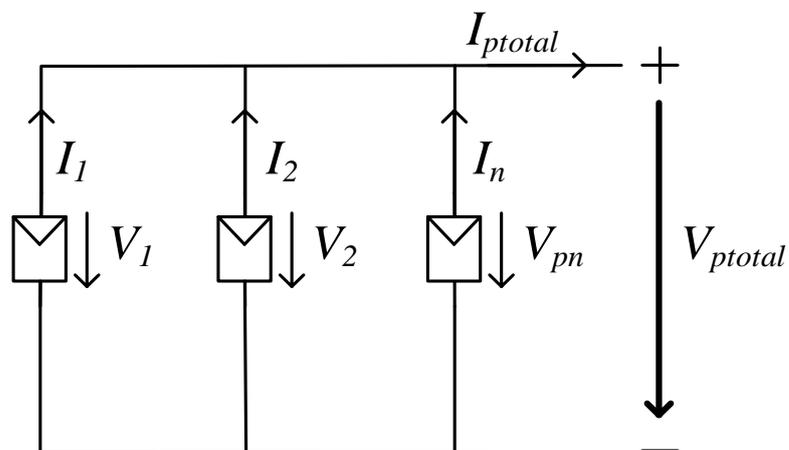
$$I_{ptotal} = n_p * I_p \quad (3)$$

Onde I_{ptotal} é a corrente total em (A), fornecida por um conjunto de células ou módulos fotovoltaicos, n_p é o número de células ou módulos fotovoltaicos que compõem o arranjo fotovoltaico e I_p é a corrente em (A), fornecida por cada célula ou módulo de um arranjo fotovoltaico. Todos os parâmetros estabelecidos referem-se a uma associação em paralelo.

$$V_{ptotal} = V_{p1} = V_{p2} = V_{pn} \quad (4)$$

Onde V_{ptotal} é a tensão total em (V), fornecida pelo conjunto de células ou módulos fotovoltaicos. V_{p1} , V_{p2} e V_{pn} representam a tensão em (V), para determinadas células ou módulos de um arranjo fotovoltaico. Todos os parâmetros estabelecidos referem-se a uma associação em paralelo.

Figura 3 - Representação da associação em paralelo para módulos fotovoltaicos.



É válido ressaltar que, de acordo com Hecktheuer (2001) e Hincapié (2015) as associações em paralelo de células e módulos não-idênticos, interferem diretamente na eficiência de conversão de energia elétrica por parte de um sistema fotovoltaico, principalmente quando o referido sistema opera em circuito aberto ou é prejudicado pelos efeitos de sombreamento.

2.1.6 Associação Mista

De acordo com Hincapié (2015), para a associação mista de módulos, agregam-se aspectos de ambas as associações já especificadas (série e paralela), com o intuito de atingir maiores níveis de corrente e tensão, fazendo com que sua utilização seja bastante habitual em sistemas fotovoltaicos. Na condição de configuração *multistring*, a associação mista possui o cálculo da corrente total em (A), como estabelecido pela Equação 5.

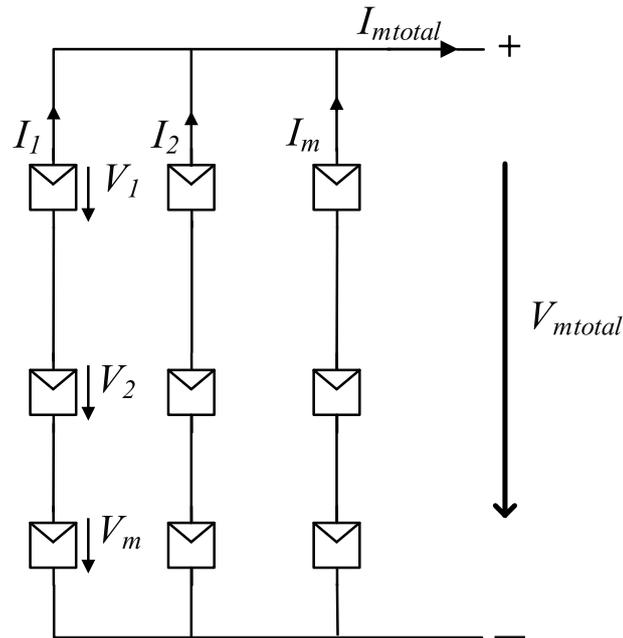
$$I_{mtotal} = n_m * I_m \quad (5)$$

Onde n_m especifica o número de fileiras de módulos associados em paralelo e I_m descreve a corrente em (A) que percorre cada fileira de módulos situados no sistema fotovoltaico. Também é válido destacar a tensão total em (V) para o sistema fotovoltaico, cujo parâmetro determina-se por meio da Equação 6.

$$V_{mtotal} = m_m * V_m \quad (6)$$

Onde m_m é o número de módulos associados em série e V_m é a queda de tensão em (V) existente em cada um dos módulos presentes em uma fileira. Um exemplo de associação mista de módulos fotovoltaicos é demonstrado pela Figura 4.

Figura 4 – Representação da associação mista para módulos fotovoltaicos em configuração de múltiplas fileiras.



Fonte: Adaptado de Carneiro J. (2010).

Ainda conforme Hincapié (2015) e a análise realizada para a representação da Figura 4, na associação mista de módulos fotovoltaicos são perceptíveis os seguintes aspectos:

- A corrente que circula pelo conjunto de módulos fotovoltaicos alinhados será igual para todos os casos ($I_1 = I_2 = I_m$), o que justifica a determinação da Equação 5;
- O valor de tensão para cada um dos módulos que fazem parte de um sistema fotovoltaico será igual ($V_1 = V_2 = V_m$), o que justifica a determinação da Equação 6;

2.1.7 Sombreamento Parcial em Sistemas Fotovoltaicos

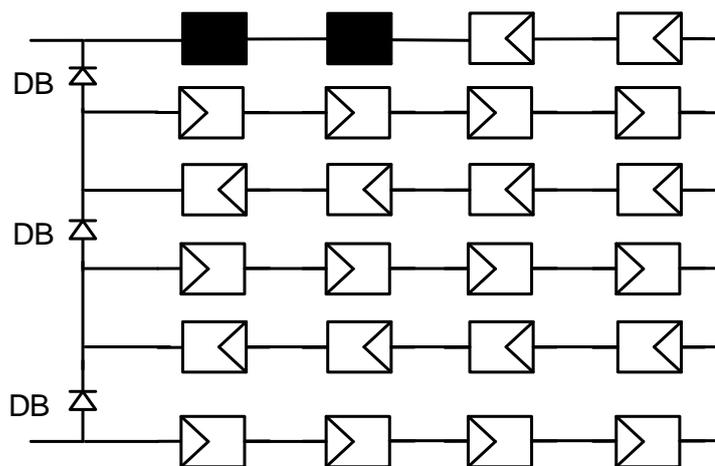
Conforme Carneiro J. (2010), o sombreamento parcial afeta diretamente um sistema fotovoltaico quanto ao seu rendimento na conversão de energia solar para energia elétrica, havendo diversos exemplos para as suas causas, estando entre eles os fatores climáticos. Ainda segundo Carneiro J. (2010), com os efeitos de sombreamento em um módulo fotovoltaico, o mesmo pode sofrer danos considerados permanentes, por meio do possível aumento de temperatura que irá culminar em *hotspots*, fenômeno caracterizado como o superaquecimento de células fotovoltaicas uma vez que as mesmas encontram-se sombreadas, consumindo energia ao invés de gerá-la. Na presença de *hotspots* em um módulo fotovoltaico, torna-se necessária a

utilização do diodo de *bypass*, dispositivo de proteção que será responsável por diminuir as perdas de potência e evitar maiores anomalias ao sistema fotovoltaico.

De acordo com Mitchell & Heringer (2016), o sombreamento parcial causa uma redução significativa nas correntes geradas pelos módulos de um arranjo fotovoltaico, uma vez que com tal condição estabelecida, existe uma disparidade entre as características do módulo prejudicado pelos efeitos de sombreamento com relação aos demais, ocasionando em problemas no módulo como a elevação de sua temperatura e a absorção de potência por parte do módulo sombreado, o que conseqüentemente faz com que a produção de energia vinda do arranjo fotovoltaico seja reduzida. Logo, independentemente do tipo de associação implementada (série, paralela ou mista), o sombreamento parcial apresenta prejuízos para o sistema fotovoltaico.

A figura 5 caracteriza a presença de sombreamento em um sistema fotovoltaico, com duas células de um módulo sendo afetadas.

Figura 5 – Representação de um módulo com células fotovoltaicas sob efeito de sombreamento.



Fonte: Adaptado de Batzelis (2014).

2.2 Revisão dos Trabalho sobre Sombreamento Parcial em Sistemas Fotovoltaicos

Em Sameeullah & Swarup (2015), a proposta é realizada com base na análise do desempenho do módulo fotovoltaico com efeitos de variação na irradiância solar incidente sobre o mesmo e assim, contribui ao trabalho uma vez que o referido artigo também busca estabelecer um padrão matemático para um módulo fotovoltaico através do modelo de diodo único. Ainda de acordo com Sameeullah & Swarup (2015), uma célula fotovoltaica sob efeito de sombreamento parcial causa prejuízos quanto a sua corrente extraída e conseqüentemente afeta o desempenho de um módulo fotovoltaico em relação a geração de potência que o mesmo

pode proporcionar, sendo destacado também pelo autor o rendimento de um módulo fotovoltaico para a conversão de energia solar em energia elétrica (entre 10% e 20%).

Conforme Dias, Tahim, & Lima (2013), especifica-se que os fatores climáticos influenciam diretamente na eficiência de produção de energia de um sistema fotovoltaico, onde o sombreamento proporciona níveis distintos de irradiância solar em um módulo fotovoltaico, ocasionando assim, em células sombreadas que conseqüentemente reduzem a corrente extraída de um conjunto das mesmas conectadas em série, fazendo com que existam incompatibilidades com relação as características elétricas entre as células fotovoltaicas, denominando-se como os efeitos de *mismatch*.

Para Marques, Cardoso, Almeida, & Fernandes (2018), propõe-se uma comparação quanto ao rendimento da potência extraída entre duas diferentes composições para um sistema fotovoltaico sob efeitos de sombreamento, onde o referido artigo contribui na compreensão dos efeitos de sombreamento e os prejuízos ocasionados aos sistemas fotovoltaicos, especificando-se que na existência de sombreamento parcial em um sistema fotovoltaico, o funcionamento esperado do mesmo é prejudicado, visto que a queda de radiação solar imposta sobre os módulos fotovoltaicos acaba por reduzir o valor de ponto máximo de potência gerado pelo arranjo fotovoltaico, e portanto, utilizam-se diodos de *bypass* visando a diminuição dos efeitos prejudiciais oriundos do sombreamento.

Em Carvalho (2014), destaca-se que o sombreamento de uma célula é um problema que pode afetar o desempenho esperado de um módulo fotovoltaico, logo, o referido autor especifica que para situações em que o problema em questão encontra-se presente nas células fotovoltaicas, independentemente da forma que as mesmas estejam implementadas (paralela ou série) em um módulo fotovoltaico, a corrente extraída é afetada, e assim, faz com que o funcionamento do módulo fotovoltaico seja prejudicado. O artigo contribui ao trabalho na compreensão de como os efeitos de sombreamento influenciam na corrente produzida pelos módulos, dependendo da forma em que as células fotovoltaicas estão associadas.

De acordo com Kumar, Hussain, Singh, & Panigrahi (2017), durante a presença dos efeitos de sombreamento parcial em arranjos fotovoltaicos, existem diferentes níveis de irradiância solar sob os módulos que o constituem, fazendo com que a curva P-V apresente diversos pontos de máxima potência, onde o maior ponto denomina-se como ponto de máxima potência global (GMPP) e os demais como pontos de máxima potência locais (LMPP). O referido artigo conecta-se ao trabalho em questão uma vez que o mesmo realiza especificações

importantes sobre aspectos de uma curva P-V característica para um conjunto de módulos fotovoltaicos, além de fatores que ocasionam na ocorrência de sombreamento parcial.

Cabral Lopes (2013) exemplifica efeitos causados pelo sombreamento em uma célula fotovoltaica, onde a mesma passa a funcionar como uma carga ocasionando assim, em consequentes perdas quanto a geração de energia. O referido artigo possui como objetivo destacar a maneira pela qual o funcionamento de módulos fotovoltaicos é prejudicado através da existência de sombreamento e como o mesmo pode acarretar no surgimento dos efeitos de *hotspot* e também na utilização de diodos de *bypass*.

Em Silvestre & Chouder (2008), o intuito principal é realizar a análise da influência dos efeitos de sombreamento na mudança dos parâmetros que representam um módulo fotovoltaico, e a sucessiva queda na produção de energia do mesmo. Ainda em Silvestre & Chouder (2008), estipula-se uma equação para a determinação em porcentagem da perda de potência para células fotovoltaicas devido aos efeitos de sombreamento em um módulo, como demonstrado em (7).

$$\text{Perda de Potência (\%)} = \frac{P_{\text{máx(não sombreado)}} - P_{\text{máx(sombreado)}}}{P_{\text{máx(não sombreado)}}} * 100 \quad (7)$$

Onde $P_{\text{máx(não sombreado)}}$ é a máxima potência em (W) para as células de um módulo fotovoltaico que não encontram-se sob efeito de sombreamento parcial e $P_{\text{máx(sombreado)}}$ define-se como a máxima potência em (W) para as células fotovoltaicas que encontram-se sombreadas parcialmente. O referido artigo contextualiza a relevância dos parâmetros que estabelecem as características elétricas de um módulo fotovoltaico, além de demonstrar a Equação 7 que apresenta uma forma de estimativa para a perda de potência em um módulo fotovoltaico, auxiliando na compreensão dos efeitos de sombreamento durante a obtenção dos resultados para este trabalho.

De acordo com Aghaei, Dolara, Grimaccia, Leva, Kania, & Borkowski (2016), a aplicação de técnicas de rastreamento do ponto de máxima potência em uma curva relacionando potência - tensão contribui para um melhor desempenho de um sistema fotovoltaico, uma vez que sob efeitos de sombreamento surge uma mudança de comportamento na referida curva P-

V, dificultando-se assim, a detecção do ponto de maior potência. Com relação aos denominados pontos de máxima potência, conforme Sameeullah & Swarup (2015), um conjunto de n módulos fotovoltaicos poderá apresentar até n pontos de máxima potência (um como global e os demais como locais), caso exista a presença de n diferentes níveis de irradiância solar. Ainda em referência ao sombreamento parcial, segundo Oliveira, Silva, Durand, & Sampaio (2015), o ponto de máxima potência de uma curva característica apresenta uma variação, visto que a potência extraída de um sistema fotovoltaico é reduzida.

Kumar, Hussain, Singh, & Panigrahi (2017) especifica que o hotspot origina-se do sombreamento em módulos fotovoltaicos, uma vez que por meio da resistência paralela, tais efeitos de sombreamento ocasionam em uma queda de tensão e conseqüentemente, na formação dos denominados pontos quentes sob os módulos afetados. De acordo com Silvestre & Chouder (2008), os *hotspots* podem causar prejuízos permanentes para o módulo de um sistema fotovoltaico, com o seu surgimento ocorrendo devido à falta de resguardo no funcionamento das células fotovoltaicas sob efeitos de sombreamento, especificando-se a ausência de diodos de *bypass* que oferecem um percurso alternativo para a corrente que inicialmente deveria percorrer as células sombreadas como um fator que caracteriza a referida falta de segurança.

De acordo com Picault, Raison, Bacha, Casa, & Aguilera (2010), o sombreamento parcial resulta em problemas para uma curva I-V como a multiplicidade de pontos de máxima potência em virtude dos efeitos de *mismatch* situados sob as células que constituem o módulo fotovoltaico, assim como a diminuição na geração de energia. Ainda com relação as curvas I-V, Dias, Tahim, & Lima (2013) estipula que fatores climáticos como o nível de irradiância solar e a temperatura influenciam diretamente na forma como a referida curva característica de um módulo fotovoltaico desenvolve-se.

Em Ahmed & Salam (2015), demonstram-se fatores que acarretam no sombreamento parcial em sistemas fotovoltaicos, como por exemplo árvores e também edifícios, sendo especificado pelo referido artigo também que podem existir diferentes níveis de irradiância solar incidentes em um mesmo módulo fotovoltaico. Oliveira, Silva, Durand, & Sampaio (2015) destaca complexidade encontrada pelas técnicas de rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT) na detecção do referido ponto em uma curva potência - tensão de um sistema fotovoltaico quando o mesmo encontra-se sob efeitos de sombreamento parcial, citando a passagem de nuvens como um exemplo usual para fatores que ocasionam o problema de sombreamento e fazem com que existam diferentes pontos de máxima potência em uma curva

P-V.

2.3 Considerações Finais

Os artigos especificados na revisão bibliográfica abordam as definições e associações série, paralela e mista de células e módulos, que contribuem para ganhos de tensão e corrente em um arranjo fotovoltaico, além dos problemas causados pelo sombreamento parcial como a redução de eficiência na conversão de energia, sendo perceptível através das mudanças de comportamento nas curvas I-V e P-V.

Destaca-se situações em que o sombreamento parcial pode ocorrer diariamente, e também de que maneira o mesmo influencia em uma diminuição em termos de geração, assim como a ocorrência de *hotspots* e os efeitos de *mismatch* nos sistemas fotovoltaicos, o que evidencia a necessidade pela utilização de meios de proteção como os diodos de *bypass*, que amenizam os efeitos negativos causados, além da importância do estudo do comportamento das curvas P-V.

3. METODOLOGIA

3.1 Conceitos Iniciais

Neste capítulo, especifica-se a análise para sistemas fotovoltaicos sob efeitos de sombreamento parcial, onde apresenta-se a forma como os diodos de *bypass* operam em conjunto com os módulos fotovoltaicos, efetuando assim, a devida proteção dos mesmos. Além disso, também demonstra-se um modelo matemático de diodo único para as células que formam os módulos fotovoltaicos, através da exemplificação de seu circuito equivalente, assim como as equações de parâmetros que o representam. Também é apresentado o cálculo da tensão de inflexão em curvas I-V para um arranjo de dois e três módulos fotovoltaicos, em situações de ocorrência de sombreamento parcial.

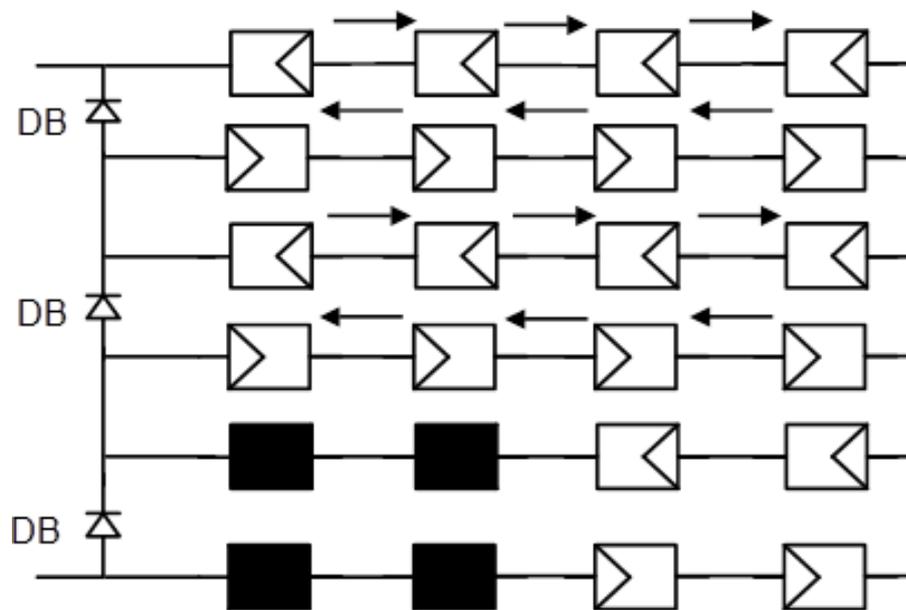
3.2 Diodos de *Bypass* em Sistemas Fotovoltaicos

De acordo com Hecktheuer (2001), em sistemas fotovoltaicos constituídos por módulos conectados em série, assim como em paralelo, é preciso introduzir meios de segurança visando impedir com que aconteçam maiores danos e perdas de potência ao sistema, devido às distintas características elétricas que podem haver nas células fotovoltaicas e também efeitos prejudiciais causados por sombreamento. Com isso, um dos meios de segurança aplicados em relação aos efeitos de sombreamento parcial é a utilização dos diodos de *bypass*, que conforme Hecktheuer (2001), responsabilizam-se por fazer com que uma determinada parcela da corrente que inicialmente percorreria a célula em um módulo fotovoltaico afetado pelo sombreamento, seja percorrida no referido diodo, realizando um desvio de corrente e, assim, tornando-se uma forma de precaução essencial para os sistemas fotovoltaicos.

Segundo Coutinho (2016), os módulos fotovoltaicos podem deparar-se com o problema de sombreamento, e assim, visando a amenização dos efeitos causados pelo sombreamento, os diodos de *bypass* são conectados a um determinado conjunto de geralmente entre 15 à 30 células fotovoltaicas, destacando-se também que com uma diminuição do número de células protegidas por um único diodo de *bypass*, maior é o rendimento de geração de energia por parte de um sistema fotovoltaico sob efeitos de sombreamento parcial. Ainda segundo o referido autor, para não haver qualquer tipo de prejuízo, o diodo de *bypass* em operação permanente deve possuir

a capacidade de suportar uma corrente semelhante comparada as células fotovoltaicas. Sendo assim, Coutinho (2016) estabelece que no caso em que 2 diodos de *bypass* estejam conectados à um módulo fotovoltaico, os mesmos estarão em condução de forma simultânea somente nos casos em que, juntamente com os efeitos causados pelo sombreamento, o módulo em questão também esteja conectado a outros módulos, visto que caso não exista a referida conexão, os diodos de *bypass* não apresentam diferença de potencial, e assim, acabam por não ativarem seu modo de condução. A Figura 6 apresenta um conjunto de diodos de *bypass* conectados à uma estrutura fotovoltaica sob efeito de sombreamento.

Figura 6 – Estrutura fotovoltaica com diodos de *bypass*.



Fonte: Adaptado de Batzelis (2014).

Conforme Silvestre, Boronat, & Chouder (2009), os diodos de *bypass* são inseridos em um módulo fotovoltaico visando impedir a ocorrência de pontos quentes, visto que o mesmo acontece no momento em que uma célula fotovoltaica encontra-se inversamente polarizada e assim, culminando na perda de energia em forma de calor. Desta forma, isto deve-se aos fatores de sombreamento e incompatibilidade que podem situar-se em um módulo fotovoltaico.

Mais precisamente, como exemplificado durante este item, os diodos de *bypass* amenizam os efeitos prejudiciais causados pelo sombreamento, fazendo com que não ocorra a passagem de corrente pelas regiões sombreadas de um módulo fotovoltaico, sabendo-se que o referido problema pode acarretar na origem de pontos quentes, assim como uma perda

considerável de potência, levando em consideração a porcentagem do módulo que encontra-se sombreada.

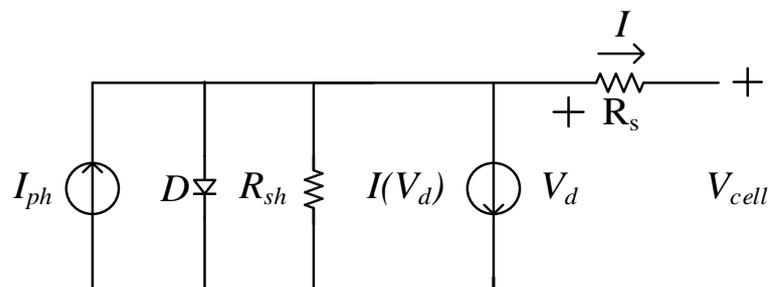
3.3 Modelo Matemático de um Módulo Fotovoltaico com a função Lambert W

Neste tópico demonstra-se o circuito equivalente de uma célula fotovoltaica juntamente com suas equações para corrente e tensão. Escolheu-se o modelo matemático de diodo único para as células que compõem um módulo fotovoltaico com base em Batzelis, Routsolias, & Papathanassiou (2014), onde, de acordo com o referido autor, o mesmo possui uma maior utilização devido as suas características de precisão e maior facilidade de implementação. O modelo em questão apresenta os seguintes parâmetros:

- I_{ph} , sendo a fotocorrente em (A);
- I_{sat} , sendo a corrente de saturação de um diodo em (A);
- FI , sendo o fator de idealidade modificado para um diodo;
- R_s , sendo a resistência série para o circuito equivalente de uma célula fotovoltaica, em Ohms (Ω);
- R_{SH} , sendo a resistência *shunt* para o circuito equivalente de uma célula fotovoltaica, em Ohms (Ω).

O circuito equivalente com diodo único para uma célula fotovoltaica, juntamente com seus parâmetros, é ilustrado através da Figura 7.

Figura 7 – Circuito equivalente com diodo único para uma célula fotovoltaica.



Fonte: Adaptado de Batzelis (2014).

Com a demonstração dos parâmetros que compõem o circuito equivalente, de acordo com Batzelis, Routsolias, & Papathanassiou (2014), retrata-se o funcionamento de uma célula fotovoltaica por meio da Equação 8.

$$I = I_{ph} - I_{sat} * \left(e^{\frac{V_{cell} + I * R_s}{F I}} - 1 \right) - \frac{V_{cell} + I * R_s}{R_{sh}} - b * (V_{cell} + I * R_s) * \left(1 - \frac{V_{cell} + I * R_s}{V_{br}} \right)^{-m} \quad (8)$$

Onde I e V_{cell} significam respectivamente a corrente em (A), e a tensão em (V), V_{br} significa a tensão de ruptura em (V), m define-se como o coeficiente de ruptura e b é o fator de correção de ruptura. Todos os parâmetros especificados são estabelecidos para uma célula fotovoltaica. É plausível também especificar que conforme Batzelis, Routsolias, & Papathanassiou (2014), os termos V_{br} , b e m influenciam diretamente no funcionamento da célula fotovoltaica para tensão negativa, onde estipularam-se os seguintes valores para os referidos parâmetros:

- $V_{br} = - 21,29$ V;
- $b = 0,002 \Omega^{-1}$;
- $m = 3$.

Com os valores em questão estabelecidos, em Batzelis, Routsolias, & Papathanassiou (2014) também é especificada a tensão para uma célula fotovoltaica com a utilização da função Lambert (W), por meio da Equação 9.

$$V_{cell} = R_{sh} * (I_{ph} + I_{sat}) - (R_s + R_{sh}) * I - F I * W * \left[\frac{R_{sh} * I_{sat}}{F I} * e^{\frac{R_{sh} * (I_{ph} + I_{sat} - 1)}{F I}} \right] \quad (9)$$

3.4 Cálculo da Tensão de Inflexão

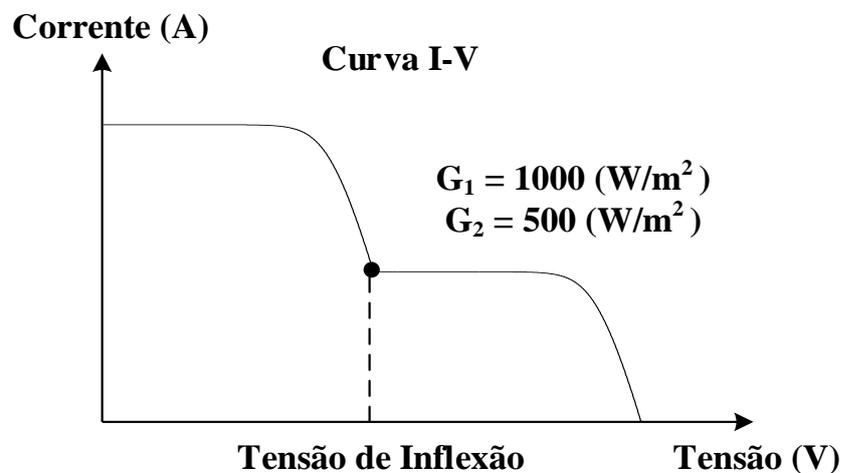
Neste item, apresentam-se 2 exemplos para o cálculo da tensão de inflexão para uma composição de 2 e 3 módulos fotovoltaicos. A tensão de inflexão é definida por Petrone & Ramos-paja (2011) como o parâmetro que inativa um diodo de *bypass*, onde conforme Ahmed & Salam (2015), o mesmo parâmetro é influenciado pelos níveis de irradiância solar presentes nos módulos de um arranjo fotovoltaico com relação ao seu posicionamento nas curvas I-V e P-V sob efeitos de sombreamento parcial. De acordo com Bastidas, Franco, Petrone, Ramos-

paja, & Spagnuolo (2013), o diodo de *bypass* de um determinado módulo que compõe um arranjo fotovoltaico, é acionado quando:

$$I_{sfv} > I_{sc} \quad (10)$$

Onde I_{sfv} é definida como a corrente da *string* fotovoltaica e I_{sc} indica a corrente de curto-circuito para o referido módulo, com ambos os parâmetros sendo especificados em (A). Para a relação demonstrada pela Equação 10 então, a tensão para que tal relação exista denomina-se como tensão de inflexão, onde um arranjo fotovoltaico apresenta N número de módulos, não pode apresentar assim, mais que $(N-1)$ tensões de inflexão. A Figura 8 demonstra um exemplo para um conjunto composto por 2 módulos fotovoltaicos apresentando níveis de irradiação solar diferentes, fazendo assim, com que exista uma tensão de inflexão estabelecida para a curva corrente - tensão.

Figura 8 – Curva I-V para um conjunto de 2 módulos fotovoltaicos com efeito de sombreamento parcial.



Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

É válido ressaltar que para um arranjo fotovoltaico em normal funcionamento sem a ativação do diodo de *bypass*, ou seja, sem apresentar qualquer sombreamento total ou parcial em seus módulos, não possui tensões de inflexão em sua curva característica, visto que os níveis de irradiância solar serão os mesmos para todos os módulos. Neste caso, a geração de energia solar é mais eficiente uma vez que a curva altera diretamente a potência gerada. Para a realização desta pesquisa foram aplicadas na metodologia, as equações que determinam as tensões de inflexão baseadas em Ahmed & Salam (2015) para 2 diferentes níveis de irradiância solar situados em um arranjo fotovoltaico é definido pela Equação 11.

$$V_{inf1} = N_1 * \left[V_{OC} + \frac{FD * k * T}{q} * \ln \left(1 - \frac{I_{sc2}}{I_{sc1}} \right) \right] \quad (11)$$

Onde V_{inf1} é a primeira tensão de inflexão em (V), N_1 representa o número de módulos com um determinado nível de irradiância solar em um arranjo fotovoltaico, V_{OC} é a tensão de circuito aberto em (V) para um módulo fotovoltaico, FD é o fator de idealidade de um diodo ($1 \leq FD \leq 2$), k é a constante de Boltzmann ($1,38 * 10^{-23}$ J/K), T é a temperatura do módulo fotovoltaico em (K), q é a carga do elétron ($1,6 * 10^{-19}$ C), I_{sc1} e I_{sc2} são as correntes de curto circuito, em (A), situadas no arranjo fotovoltaicos.

Ainda conforme Ahmed & Salam (2015), a relação existente entre a fotocorrente e a corrente de curto-circuito de um módulo fotovoltaico é definida pela Equação 12.

$$I_{ph} = (I_{sc} + K_I * (T - T_{STC})) * \frac{G}{G_{STC}} \quad (12)$$

Com I_{ph} sendo a fotocorrente em (A), I_{sc} é a corrente de curto circuito em (A), K_I é o coeficiente de temperatura em ($A/^\circ C$), para a corrente de curto circuito, G indica o nível de irradiância solar em (W/m^2), T_{STC} e G_{STC} são respectivamente a temperatura em (K) e o nível de irradiância solar em (W/m^2) para as condições padrão de teste (STC), sendo que o referido teste possui os seguintes valores estabelecidos:

- $T_{STC} = 25^\circ C + 273 = 298$ K;
- $G_{STC} = 1000 \frac{W}{m^2}$.

Conforme Ahmed & Salam (2015), no caso em que a temperatura sob o módulo fotovoltaico encontre-se nas condições padrão de teste ($T = T_{STC}$), a Equação 12 torna-se a equação apresentada em (13).

$$\frac{I_{ph}}{I_{sc}} = \frac{G}{G_{STC}} \quad (13)$$

Para a Equação 13, no caso de um sistema fotovoltaico operando com 2 diferentes níveis de irradiância solar sob o arranjo fotovoltaico, a mesma pode ser modificada como demonstrado pela Equação 14.

$$\frac{I_{sc2}}{I_{sc1}} = \frac{G_2}{G_1} \quad (14)$$

Onde I_{sc1} , I_{sc2} , G_1 e G_2 representam respectivamente as correntes de curto-circuito e os níveis de irradiância solar em um arranjo fotovoltaico, em (A) e (W/m²). Com as referidas análises realizadas para as Equações 13 e 14, a Equação 11 para a primeira tensão de inflexão em um arranjo fotovoltaicos torna-se (15).

$$V_{inf1} = N_1 * \left[V_{OC} + \frac{FD * k * T}{q} * \ln \left(1 - \frac{G_2}{G_1} \right) \right] \quad (15)$$

Possuindo conhecimento das Equações 11, 12, 13, 14 e 15, ainda com base em Ahmed & Salam (2015), é possível determinar a segunda tensão de inflexão em um arranjo fotovoltaico, por meio da Equação 16.

$$V_{inf2} = V_{inf1} + N_2 * \left[V_{OC} + \frac{FD * k * T}{q} * \ln \left(1 - \frac{G_3}{G_2} \right) \right] \quad (16)$$

Onde V_{inf2} é a segunda tensão de inflexão em (V), N_2 representa o número de módulos com um determinado nível de irradiância solar em um arranjo fotovoltaico, e G_3 representa um terceiro nível de irradiância solar em (W/m²) incidente sob os módulos fotovoltaicos.

De acordo com o estabelecido pelas Equações 15 e 16, é plausível determinar uma equação geral para especificar uma tensão de inflexão devida aos diferentes níveis de irradiância solar incidente entre módulos fotovoltaicos, como demonstrada pela Equação 17.

$$V_{inf,K} = V_{inf,K-1} + N_K * \left[V_{OC} + \frac{FD * k * T}{q} * \ln \left(1 - \frac{G_K}{G_{K-1}} \right) \right]; \text{ com } V_{inf,0} = 0 \text{ e } K = 1 \dots N \text{ módulos} \quad (17)$$

Onde $V_{inf,K}$ é a K -ésima tensão de inflexão em (V), N_K representa o número de módulos com um determinado nível de irradiância solar em um arranjo fotovoltaico e G_K representa o K -ésimo nível de irradiância solar em (W/m²) incidente sob os módulo fotovoltaicos.

3.5 Considerações Finais

Compreende-se que a utilização dos diodos de *bypass* são de suma importância para a proteção de um sistema fotovoltaico, uma vez que os mesmos amenizam os efeitos causados pelo sombreamento parcial, fazendo com que consequentemente, as perdas de energia sejam

reduzidas. Também especificou-se o cálculo para as tensões de inflexão, onde demonstra-se que a sua ocorrência é possível uma vez que exista a presença de sombreamento parcial no sistema fotovoltaico, problema bastante recorrente devido principalmente a fatores climáticos. Para a apresentação do modelo matemático de diodo único especificado, a escolha do referido modelo demonstrou-se muito importante, visto que deve agregar-se precisão ao mesmo tempo de um nível simples de implementação, fazendo com que tais aspectos especificados nesta seção influenciem de forma direta não só na eficiência de conversão de energia solar em energia elétrica, mas também na proteção de um sistema fotovoltaico.

4. RESULTADOS DE SIMULAÇÃO

4.1 Conceitos Iniciais

Neste tópico, apresenta-se por meio da utilização dos *softwares Excel, MATLAB e Simulink*, os resultados de simulação para comportamento das curvas de corrente - tensão (I-V) e potência - tensão (P-V), onde busca-se compreender o efeito de sombreamento parcial em um conjunto de 4 módulos fotovoltaicos possuindo diferentes níveis de irradiância solar. Especificamente, mediante representações gráficas, demonstram-se os resultados através da exemplificação de todos os casos de pontos de máxima potência simulados, onde os testes realizados buscam obter equações que definam um padrão para determinar os referidos pontos de máxima potência global no arranjo fotovoltaico analisado. Com relação aos testes efetuados para os casos definidos, um dos módulos fotovoltaicos sempre possui de maneira constante, irradiância solar de 1000 (W/m²), parâmetro estabelecido pelas Condições Padrões de Teste (STC).

4.2 Exemplificação dos Resultados Obtidos Para os Casos de Ponto de Máxima Potência

Neste item, inicialmente apresenta-se através da Tabela 1, informações referentes ao *datasheet* para o módulo KC200GT, utilizado no esquemático de simulação realizado no *software MATLAB/Simulink* que situa-se no apêndice A.

Tabela 1 – *Datasheet* do módulo KC200GT.

Parâmetro	Valor (STC)
V_{mpp} – Tensão no ponto de máxima potência	26,30 V
I_{mpp} – Corrente no ponto de máxima potência	7,61 A
V_{oc} – Tensão de circuito aberto	32,90 V
I_{sc} – Corrente de curto circuito	8,21 A
Nº de células por módulo	54

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

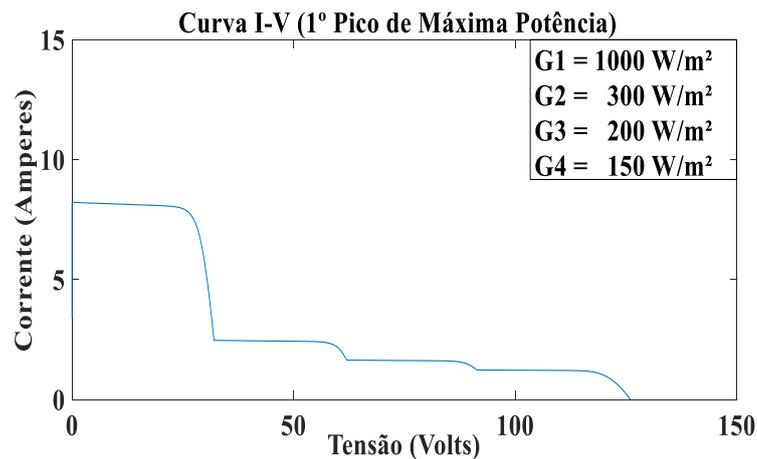
Com a demonstração dos dados referentes ao *datasheet* do módulo fotovoltaico utilizado para as simulações realizadas, apresenta-se especificamente por meio do *software* computacional *MATLAB/Simulink*, 4 dos 80 casos simulados para a obtenção dos 4 pontos de máxima potência nas curvas P-V, assim como suas curvas I-V com efeito de sombreamento parcial para os módulos fotovoltaicos estudados. A Tabela 2, juntamente com as Figuras 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15 e 16 especificam o assunto tratado.

Tabela 2 – Exemplos de casos testados para a obtenção dos pontos de máxima potência.

Níveis de irradiância solar (W/m^2)				
	G1	G2	G3	G4
1º caso	1000	300	200	150
2º caso	1000	500	200	100
3º caso	1000	700	600	400
4º caso	1000	875	750	625

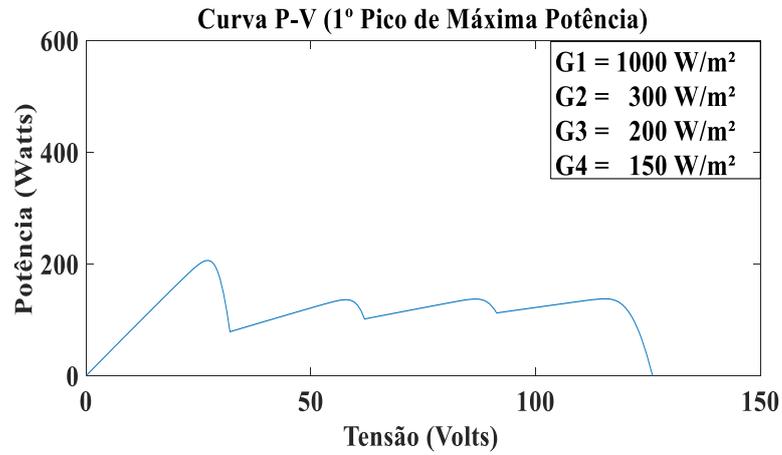
Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

Figura 9 – Curva I-V para o primeiro caso de ponto de máxima potência global.



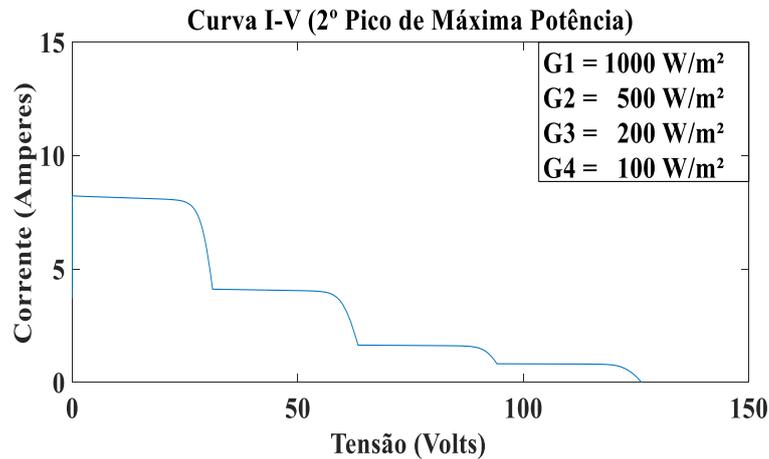
Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

Figura 10 – Curva P-V para o primeiro caso de ponto de máxima potência global.



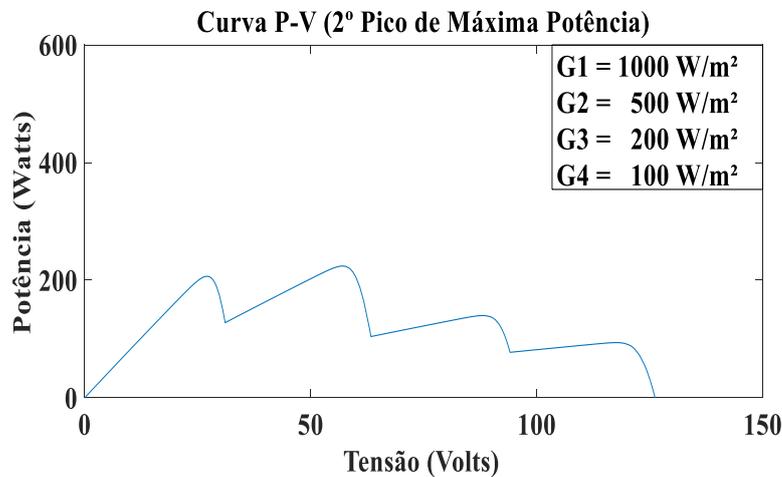
Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

Figura 11 Curva I-V para o segundo caso de ponto de máxima potência global.



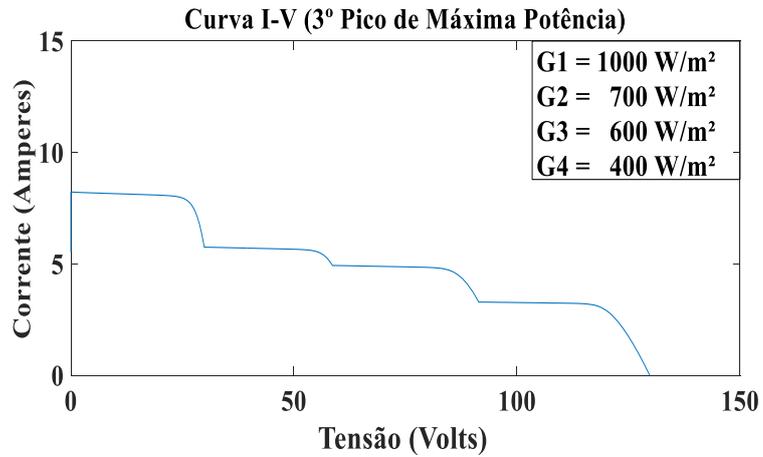
Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

Figura 12 – Curva P-V para o segundo caso de ponto de máxima potência global.



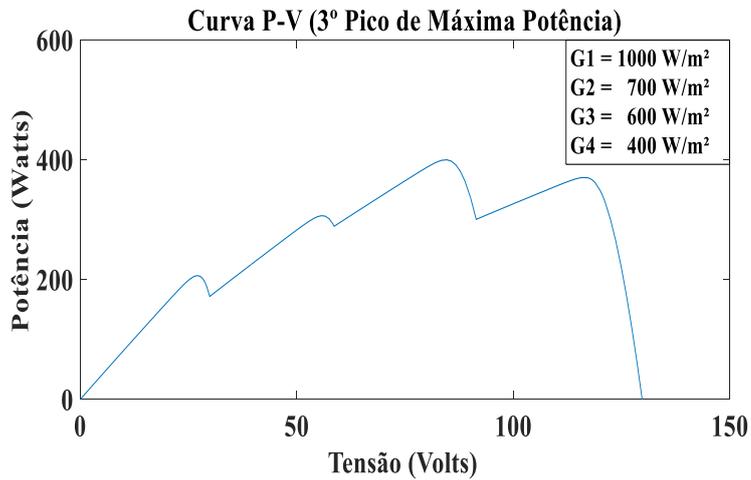
Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

Figura 13 – Curva I-V para o terceiro caso de ponto de máxima potência global.



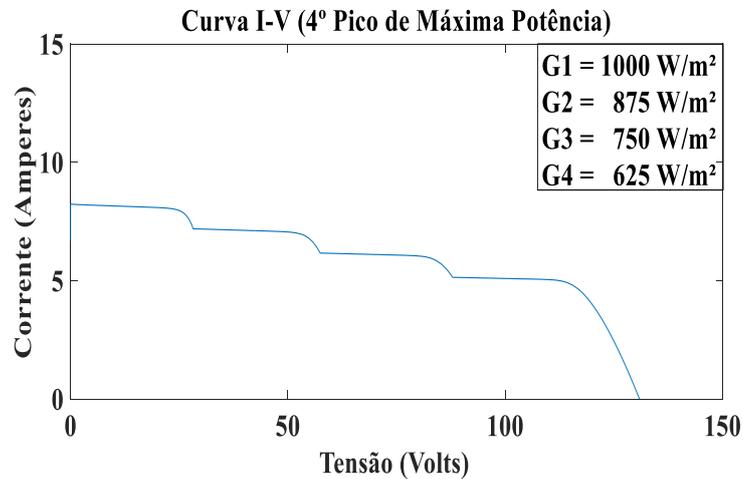
Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

Figura 14 – Curva P-V para o terceiro caso de ponto de máxima potência global.



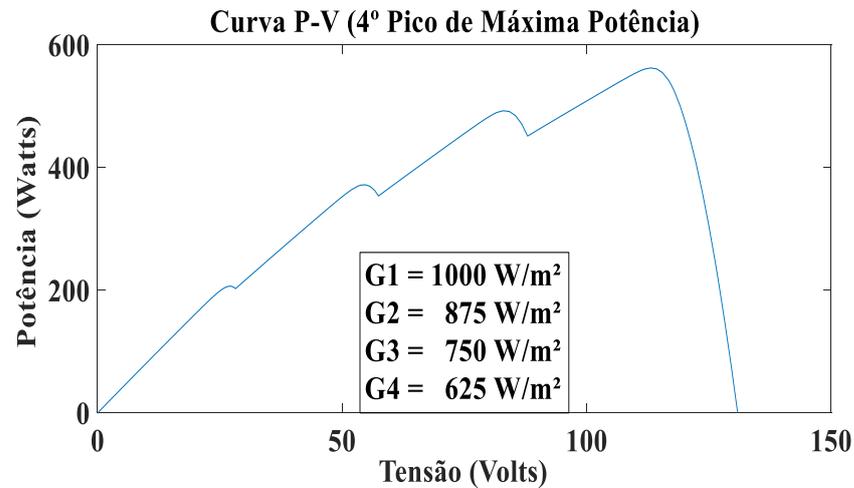
Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

Figura 15 – Curva I-V para o quarto caso de ponto de máxima potência global.



Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

Figura 16 – Curva P-V para o quarto caso de ponto de máxima potência global.



Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

Na demonstração das curvas I-V e P-V para os 4 casos específicos simulados para a obtenção do comportamento das referidas curvas, observam-se os efeitos causados pelo sombreamento parcial, uma vez que para as curvas P-V, no caso de irradiância solar igual para todos os módulos fotovoltaicos do conjunto, existe somente um ponto de máxima potência presente, sendo este o ponto de máxima potência global na curva, o que não acontece com o demonstrado pelas Figuras 10, 12, 14 e 16.

Conforme o conceito estabelecido, os diodos de *bypass* entram em funcionamento, realizando o desvio de corrente pelo módulo visando evitar prejuízos maiores como perdas consideráveis na geração de energia, além de danos mais prejudiciais ao próprio módulo que está sendo afetado. Quanto ao sombreamento parcial para as curvas analisadas, o comportamento também é alterado, uma vez que com a irradiância uniforme não existe a presença das tensões de inflexão, o que já acontece nas curvas I-V simuladas para os 4 casos anteriormente especificados, visto a presença dos efeitos de sombreamento.

4.3 Resultados de Simulações

Neste item pretende-se obter diferentes aspectos para cada uma das 4 possibilidades de GMPP em termos de irradiância solar como diferença entre módulos e seus valores propriamente ditos, assim como seus respectivos gráficos que caracterizam o comportamento caso a caso das simulações realizadas. Tais aspectos são obtidos com o intuito de que possam

contribuir com a obtenção das equações de teste demonstradas posteriormente, além dos algoritmos MPPT.

4.3.1 Simulações Para o Primeiro Caso de Ponto de Máxima Potência Global

Neste tópico, apresentam-se as simulações realizadas para a obtenção do primeiro caso de ponto de máxima potência global, onde os resultados atingidos são expressos por meio das Tabelas 3, 4 e 5 além da Figura 17, relacionando os casos efetuados para os módulos fotovoltaicos, por meio da demonstração de valores específicos, diferenças e médias em termos de irradiância solar entre os módulos fotovoltaicos analisados, visto o objetivo de estabelecer um padrão para o conhecimento da maneira como o referido ponto de máxima potência global ocorre nas curvas P-V.

Tabela 3 – Dados de Simulação para o primeiro caso de ponto de máxima potência global.

1º Ponto de Máxima Potência Global				
Níveis de irradiância solar (W/m ²)				
Casos	G1	G2	G3	G4
1	1000	400	300	200
2	1000	400	300	150
3	1000	350	300	200
4	1000	350	275	125
5	1000	350	250	150
6	1000	350	200	100
7	1000	350	100	75
8	1000	325	275	200
9	1000	300	275	200
10	1000	300	275	150
11	1000	300	275	100
12	1000	300	250	200
13	1000	300	250	150
14	1000	300	250	100
15	1000	300	200	175
16	1000	300	200	150
17	1000	300	200	100
18	1000	300	200	50
19	1000	250	200	150
20	1000	250	200	100

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

Tabela 4 – Diferença de irradiância entre módulos para os casos de primeiro ponto de máxima potência global.

1º Ponto de Máxima Potência Global						
Diferença entre os Módulos Fotovoltaicos em (W/m ²)						
Casos	1-2	1-3	1-4	2-3	2-4	3-4
1	600	700	800	100	200	100
2	600	700	850	100	250	150
3	650	700	800	50	150	100
4	650	725	875	75	225	150
5	650	750	850	100	200	100
6	650	800	900	150	250	100
7	650	900	925	250	275	25
8	675	725	800	50	125	75
9	700	725	800	25	100	75
10	700	725	850	25	150	125
11	700	725	900	25	200	175
12	700	750	800	50	100	50
13	700	750	850	50	150	100
14	700	750	900	50	200	150
15	700	800	825	100	125	25
16	700	800	850	100	150	50
17	700	800	900	100	200	100
18	700	800	950	100	250	150
19	750	800	850	50	100	50
20	750	800	900	50	150	100

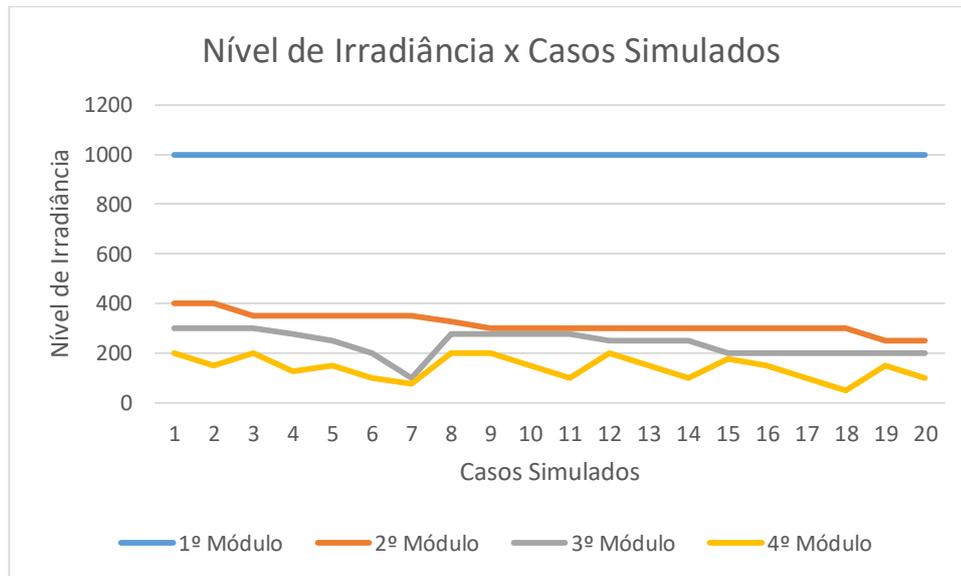
Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

Tabela 5 – Médias de irradiância obtidas para os casos de primeiro ponto de máxima potência global.

Médias (1º Ponto de Máxima Potência Global) em (W/m ²)								
Módulo 2	Módulo 3	Módulo 4	1-2	1-3	1-4	2-3	2-4	3-4
318,75	238,75	141,25	681,25	761,25	858,75	80	177,50	97,50

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

Figura 17 – Nível de irradiância e casos simulados para o primeiro caso de ponto de máxima potência global.



Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

De acordo com o gráfico destacado na Figura 17, além das Tabelas 3, 4 e 5, são perceptíveis os seguintes fatores na obtenção do primeiro caso de ponto de máxima potência global:

- Possui a maior média de diferença em nível de irradiância solar incidente ($681,25 \text{ W/m}^2$), entre os módulos 1 e 2. Existe uma diferença mínima de 600 W/m^2 entre os módulos 1 e 2 para cada caso, uma vez que o módulo 2 apresenta um valor máximo de 400 W/m^2 pelas simulações realizadas;
- Estabelece a maior média de diferença em nível de irradiância solar incidente entre os módulos 1 e 3 ($761,25 \text{ W/m}^2$);
- Apresenta a menor média de diferença em nível de irradiância solar incidente entre os módulos 2 e 3 (80 W/m^2) e também entre os módulos 2 e 4 ($177,50 \text{ W/m}^2$) em comparação aos outros casos de ponto de máxima potência;
- Possui a menor média de valores em irradiância solar para os módulos 2 ($318,75 \text{ W/m}^2$) e 3 ($238,75 \text{ W/m}^2$);
- Simultaneamente aos casos para a obtenção do segundo ponto de máxima potência, possui a maior média em termos de irradiância solar para a diferença entre os módulos 1 e 4 ($858,75 \text{ W/m}^2$), além da menor média em relação ao módulo 4 ($141,25 \text{ W/m}^2$);
- A diferença de irradiância solar entre os módulos 2, 3 e 4 é significativamente menor comparando-se com a diferença apresentada entre os módulos 1 e 2.

4.3.2 Simulações Para o Segundo Caso de Ponto de Máxima Potência Global

As Tabelas 6, 7 e 8, além da Figura 18, apresentam os casos simulados para a obtenção do segundo caso de ponto de máxima potência global.

Tabela 6 – Dados de Simulação para o segundo caso de ponto de máxima potência global.

2º Ponto de Máxima Potência Global				
Níveis de irradiância solar (W/m ²)				
Casos	G1	G2	G3	G4
1	1000	900	500	400
2	1000	900	300	100
3	1000	800	450	350
4	1000	800	400	300
5	1000	800	400	200
6	1000	800	400	25
7	1000	800	300	200
8	1000	700	400	275
9	1000	700	400	100
10	1000	700	275	175
11	1000	700	200	150
12	1000	700	200	75
13	1000	700	200	25
14	1000	700	175	100
15	1000	700	100	50
16	1000	700	50	25
17	1000	675	350	25
18	1000	500	300	100
19	1000	500	200	100
20	1000	500	100	50

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

Tabela 7 – Diferença de irradiância entre módulos para os casos de segundo ponto de máxima potência global.

2º Ponto de Máxima Potência Global						
Diferença entre os Módulos Fotovoltaicos em (W/m ²)						
Casos	1-2	1-3	1-4	2-3	2-4	3-4
1	100	500	600	400	500	100
2	100	700	900	600	800	200
3	200	550	650	350	450	100
4	200	600	700	400	500	100

Continua na próxima página.....

5	200	600	800	400	600	200
6	200	600	975	400	775	375
7	200	700	800	500	600	100
8	300	600	725	300	425	125
9	300	600	900	300	600	300
10	300	725	825	425	525	100
11	300	800	850	500	550	50
12	300	800	925	500	625	125
13	300	800	975	500	675	175
14	300	825	900	525	600	75
15	300	900	950	600	650	50
16	300	950	975	650	675	25
17	325	650	975	325	650	325
18	500	700	900	200	400	200
19	500	800	900	300	400	100
20	500	900	950	400	450	50

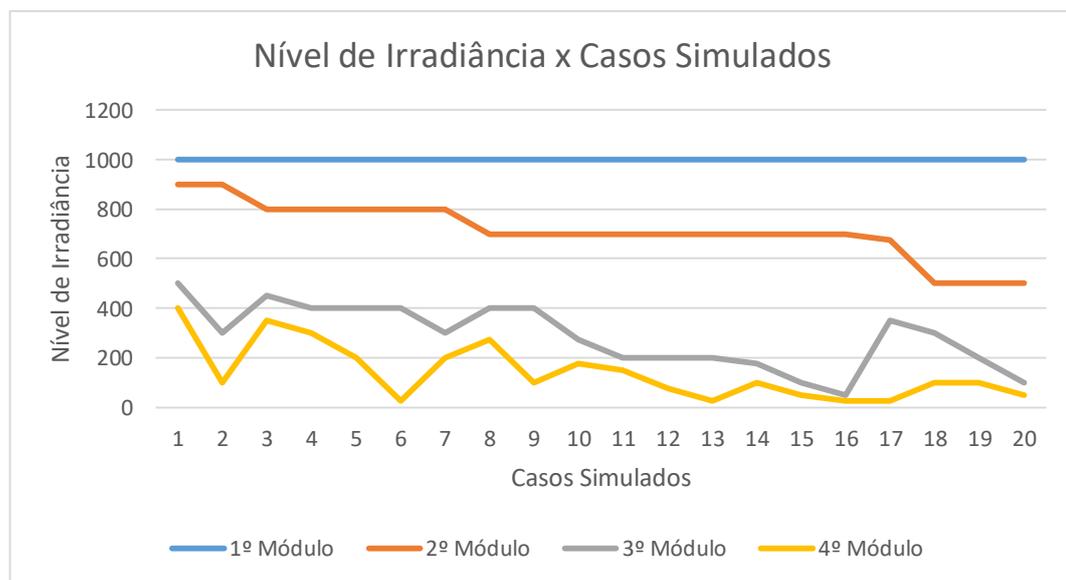
Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

Tabela 8 – Médias de irradiância obtidas para os casos de segundo ponto de máxima potência global.

Médias (2º Ponto de Máxima Potência Global) em (W/m²)								
Módulo 2	Módulo 3	Módulo 4	1-2	1-3	1-4	2-3	2-4	3-4
713,75	285	141,25	286,25	715	858,75	428,75	572,50	143,75

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

Figura 18 – Nível de irradiância e casos simulados para o segundo caso de ponto de máxima potência global.



Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

Através das análises para as Tabelas 6, 7 e 8, assim como a Figura 18, pode-se observar os seguintes fatores:

- Simultaneamente ao caso de obtenção do primeiro ponto de máxima potência, apresenta a maior média em diferença de irradiância solar incidente entre os módulos 1 e 4 (858,75 W/m²), assim como a menor média de valores para o módulo 4 (141,25 W/m²);
- Possui a maior média em diferença de irradiância solar incidente entre os módulos 2 e 3 (428,75 W/m²), e também entre os módulos 2 e 4 (572,50 W/m²);
- O segundo ponto de máxima potência pôde ser obtido através de quedas lineares de irradiância solar incidente nos módulos fotovoltaicos (300 W/m² e 325 W/m²), como observado nos casos 9 e 17 simulados conforme a Tabela 6.

4.3.3 Simulações Para o Terceiro Caso de Ponto de Máxima Potência Global

As Tabelas 9, 10 e 11, além da Figura 19, apresentam os casos simulados para a obtenção do terceiro caso de ponto de máxima potência global.

Tabela 9 – Dados de simulação para o terceiro caso de ponto de máxima potência global.

3º Ponto de Máxima Potência Global				
Níveis de irradiância solar (W/m ²)				
Casos	G1	G2	G3	G4
1	1000	800	700	500
2	1000	800	700	350
3	1000	800	700	275
4	1000	800	700	25
5	1000	800	600	400
6	1000	800	600	300
7	1000	800	600	200
8	1000	800	600	25
9	1000	775	600	400
10	1000	775	550	325
11	1000	750	600	300
12	1000	750	600	100
13	1000	750	600	25
14	1000	750	500	250
15	1000	725	500	175
16	1000	700	600	400

Continua na próxima página.....

17	1000	700	550	400
18	1000	650	600	300
19	1000	600	400	200
20	1000	450	350	250

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

Tabela 10 – Diferença de irradiância entre módulos para os casos de terceiro ponto de máxima potência global.

3° Ponto de Máxima Potência Global						
Diferença entre os Módulos Fotovoltaicos em (W/m ²)						
Casos	1-2	1-3	1-4	2-3	2-4	3-4
1	200	300	500	100	300	200
2	200	300	650	100	450	350
3	200	300	725	100	525	425
4	200	300	975	100	775	675
5	200	400	600	200	400	200
6	200	400	700	200	500	300
7	200	400	800	200	600	400
8	200	400	975	200	775	575
9	225	400	600	175	375	200
10	225	450	675	225	450	225
11	250	400	700	150	450	300
12	250	400	900	150	650	500
13	250	400	975	150	725	575
14	250	500	750	250	500	250
15	275	500	825	225	550	325
16	300	400	600	100	300	200
17	300	450	600	150	300	150
18	350	400	700	50	350	300
19	400	600	800	200	400	200
20	550	650	750	100	200	100

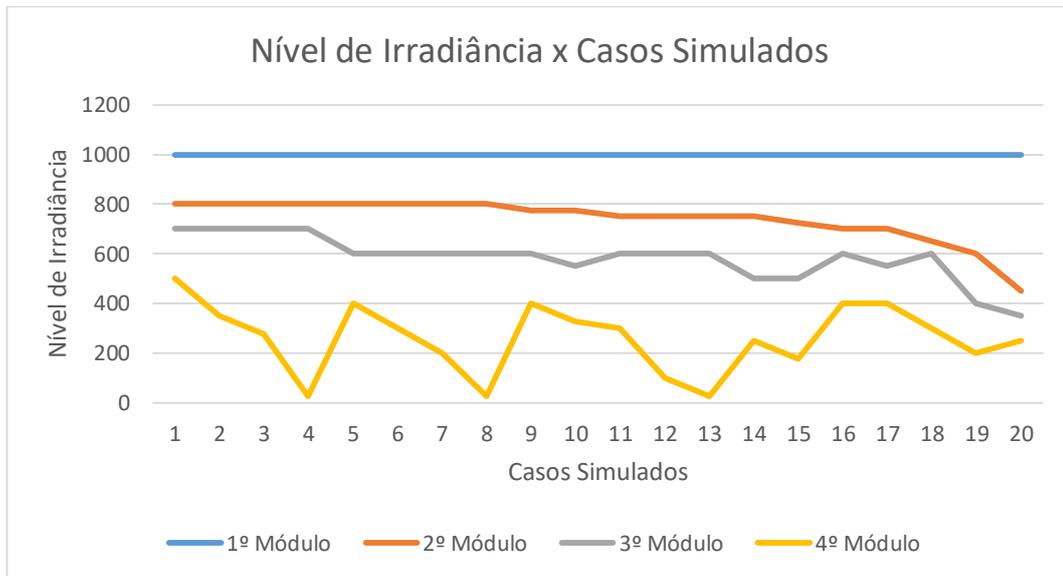
Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

Tabela 11 – Médias de irradiância obtidas para os casos de terceiro ponto de máxima potência global.

Médias (3° Ponto de Máxima Potência Global) em (W/m ²)								
Módulo 2	Módulo 3	Módulo 4	1-2	1-3	1-4	2-3	2-4	3-4
738,75	582,50	260	261,25	417,50	740	156,25	478,75	322,50

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

Figura 19 – Nível de irradiância e casos simulados para o terceiro caso de ponto de máxima potência global.



Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

Através das análises para as Tabelas 9, 10 e 11, além da Figura 19, pode-se observar os seguintes fatores:

- Possui a menor média de diferença em nível de irradiância solar incidente ($261,25 \text{ W/m}^2$), entre os módulos 1 e 2. Existe uma diferença mínima de (200 W/m^2), entre os módulos 1 e 2 para cada caso, uma vez que o módulo 2 apresenta um valor máximo de (800 W/m^2) pelas simulações realizadas;
- Apresenta a maior média em valores para a diferença de irradiância solar incidente entre os módulos 3 e 4 ($322,50 \text{ W/m}^2$);
- Estabelece a maior média em valores de irradiância solar incidente para o módulo 2 ($738,75 \text{ W/m}^2$);
- Apesar da proximidade com os casos de obtenção do quarto ponto de máxima potência, apresenta a maior média de nível de irradiância solar incidente para o módulo 3 ($582,50 \text{ W/m}^2$) e também a menor média para a diferença entre os módulos 1 e 3 ($417,50 \text{ W/m}^2$);
- O terceiro ponto de máxima potência pôde ser obtido através de quedas lineares de irradiância solar incidente nos módulos fotovoltaicos (200 W/m^2 , 225 W/m^2 e 250 W/m^2), como observado nos casos 5, 10 e 14 simulados conforme a Tabela 9.

4.3.4 Simulações Para o Quarto Caso de Ponto de Máxima Potência Global

As Tabelas 12, 13 e 14, além da Figura 20, apresentam os casos simulados para a obtenção do quarto caso de ponto de máxima potência global.

Tabela 12 – Dados de simulação para o quarto caso de ponto de máxima potência global.

4º Ponto de Máxima Potência Global				
Níveis de irradiância solar (W/m ²)				
Casos	G1	G2	G3	G4
1	1000	925	850	775
2	1000	900	800	700
3	1000	875	750	625
4	1000	850	800	750
5	1000	850	700	550
6	1000	800	700	650
7	1000	800	700	550
8	1000	800	500	400
9	1000	750	675	600
10	1000	750	600	500
11	1000	700	600	500
12	1000	700	500	400
13	1000	650	600	550
14	1000	650	600	500
15	1000	600	500	400
16	1000	500	450	400
17	1000	475	325	300
18	1000	400	350	300
19	1000	400	300	250
20	1000	350	300	250

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

Tabela 13 – Diferença de irradiância entre módulos para os casos de quarto ponto de máxima potência global.

4º Ponto de Máxima Potência Global						
Diferença entre os Módulos Fotovoltaicos em (W/m ²)						
Casos	1-2	1-3	1-4	2-3	2-4	3-4
1	75	150	225	75	150	75
2	100	200	300	100	200	100
3	125	250	375	125	250	125
4	150	200	250	50	100	50
5	150	300	450	150	300	150

Continua na próxima página.....

6	200	300	350	100	150	50
7	200	300	450	100	250	150
8	200	500	600	300	400	100
9	250	325	400	75	150	75
10	250	400	500	150	250	100
11	300	400	500	100	200	100
12	300	500	600	200	300	100
13	350	400	450	50	100	50
14	350	400	500	50	150	100
15	400	500	600	100	200	100
16	500	550	600	50	100	50
17	525	675	700	150	175	25
18	600	650	700	50	100	50
19	600	700	750	100	150	50
20	650	700	750	50	100	50

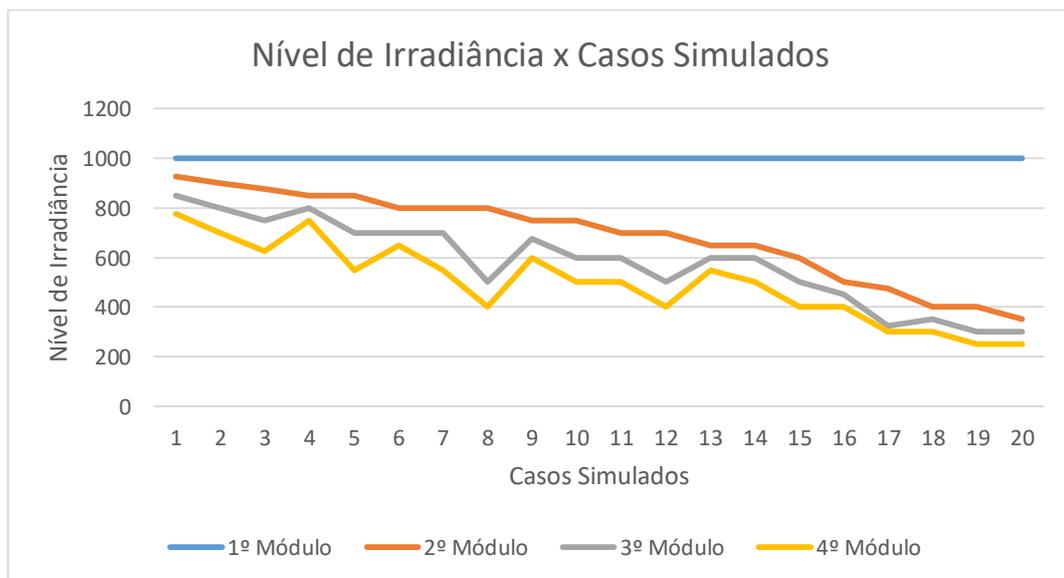
Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

Tabela 14 – Médias de irradiância obtidas para os casos de quarto ponto de máxima potência global.

Médias (4º Ponto de Máxima Potência Global) em (W/m ²)								
Módulo 2	Módulo 3	Módulo 4	1-2	1-3	1-4	2-3	2-4	3-4
686,25	580	497,50	313,75	420	502,50	106,25	188,75	82,50

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

Figura 20 – Nível de irradiância e casos simulados para o quarto caso de ponto de máxima potência global.



Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

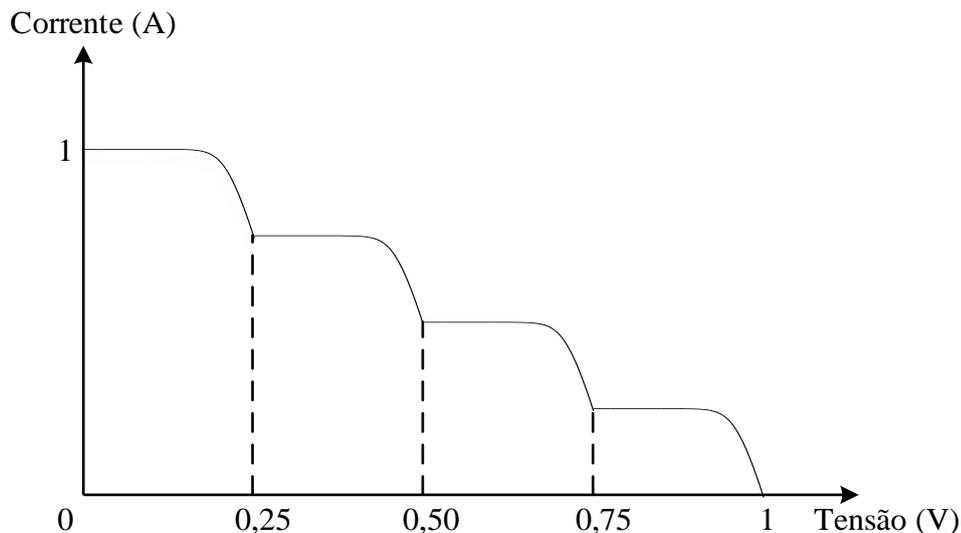
Através das análises para as Tabelas 12, 13 e 14, assim como a Figura 20, pode-se observar os seguintes fatores:

- Possui as menores médias de diferença em valores de irradiância solar incidente entre os módulos 1 e 4 (502,50 W/m²) e também 3 e 4 (82,50 W/m²);
- Apresenta a maior média em valores de irradiância solar para o módulo 4 (497,50 W/m²);
- O quarto ponto de máxima potência pôde ser obtido através de quedas lineares de irradiância solar incidente nos módulos fotovoltaicos (75 W/m², 100 W/m², 125 W/m² e 150 W/m²), como observado nos casos 1, 2, 3 e 5 simulados conforme a Tabela 12.

4.4 Testes e Definição de Equações Para os Pontos de Máxima Potência Global

Possuindo os primeiros aspectos para as simulações realizadas e com o intuito de obter equações que contribuam na detecção dos pontos de máxima potência presente nas curvas I-V para estabelecer um comportamento característico das curvas P-V de um conjunto com 4 módulos fotovoltaicos sob a presença dos efeitos de sombreamento parcial, inicialmente apresenta-se uma curva I-V por meio da Figura 21 com escala de 0 a 1 para os eixos de tensão e corrente, ilustrando a mesma mediante o problema de sombreamento parcial, visto os diferentes níveis de irradiância solar incidentes no arranjo fotovoltaico.

Figura 21 - Curva I-V para 4 módulos fotovoltaicos sob efeitos de sombreamento parcial.



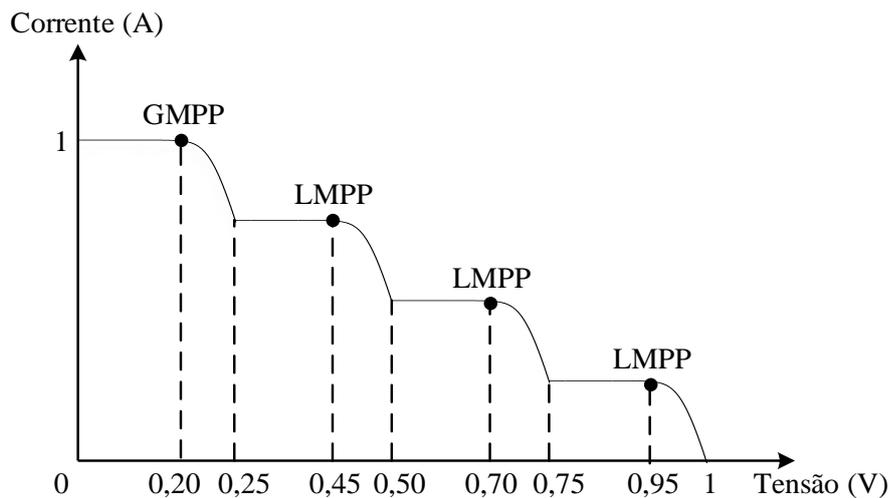
Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

Com a demonstração da Figura 21, levando em consideração o número de módulos situados no arranjo fotovoltaico, estipula-se uma divisão exata para o eixo de tensão em 4 pontos distintos com valores contínuos de 0,25, porém, através das informações situadas em *datasheets* de módulos fotovoltaicos, é perceptível uma relação de 80% entre a tensão de máxima potência e a tensão de circuito aberto em um módulo, onde tal relação pode ser exemplificada pela Equação 18.

$$\frac{V_{MP}}{V_{CO}} = 0,8 \quad (18)$$

Onde V_{MP} e V_{CO} são as tensões em (V) do ponto de máxima potência e circuito aberto respectivamente, sendo especificados pelo *datasheet* do módulo fotovoltaico KC200GT utilizado para as simulações efetuadas. Com a especificação da Equação 18, assim como a análise realizada para a curva I-V situada na Figura 21, aplicam-se ambos os conhecimentos para a Figura 22, que demonstra diferentes valores para o eixo de tensão conectados diretamente com os pontos da referida curva que fornecem a máxima potência para cada nível de irradiância solar existente nas condições de sombreamento parcial.

Figura 22 - Curva I-V para 4 módulos fotovoltaicos sob efeitos de sombreamento parcial baseada na Equação 18.



Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

De acordo com a curva apresentada, uma vez aplicada a relação entre a tensão do ponto de máxima potência e a tensão de circuito aberto em um módulo fotovoltaico, é possível determinar valores de tensão que conectam-se aos pontos onde atinge-se a máxima potência,

uma vez que a relação estipulada anteriormente de 80% faz com que o valor de 0,25 inicialmente estabelecido na Figura 21, resulte em um valor de 0,20 para o primeiro ponto de máxima potência situado na Figura 22, seguindo também o mesmo conceito de valores contínuos de 0,25 para o eixo de tensão, visto que os novos valores na curva I-V definem-se em 0,20 , 0,45, 0,70 e 0,95.

Mediante as observações obtidas para cada um dos casos de ponto de máxima potência global na seção 4.3, assim como análise realizada nas Figuras 21 e 22 e a relação estabelecida pela Equação 18, foi possível realizar os testes iniciais para as condições que ocorrem cada um dos casos de ponto de máxima potência global simulados, por meio das Equações 19, 20, 21 e 22 com base nos valores de tensão para a curva I-V, visando com que todos os exemplos apresentados para cada um dos casos de ponto de máxima potência global atendam as condições impostas pelas referidas equações.

$$\text{Ponto 1: } \frac{0,45 * G_2 + 0,70 * G_3 + 0,95 * G_4}{3} < 0,20 * G_1 \quad (19)$$

$$\text{Ponto 2: } \frac{0,20 * G_1 + 0,70 * G_3 + 0,95 * G_4}{3} < 0,45 * G_2 \quad (20)$$

$$\text{Ponto 3: } \frac{0,20 * G_1 + 0,45 * G_2 + 0,95 * G_4}{3} < 0,70 * G_3 \quad (21)$$

$$\text{Ponto 4: } \frac{0,20 * G_1 + 0,45 * G_2 + 0,70 * G_3}{3} < 0,95 * G_4 \quad (22)$$

Onde G_1 , G_2 , G_3 e G_4 representam os níveis de irradiância solar incidente em (W/m²) sobre os módulos 1, 2, 3 e 4 respectivamente que fazem parte de um arranjo fotovoltaico. As Equações 19, 20, 21 e 22 atingiram seu objetivo, uma vez que, respectivamente, todos os casos de primeiro, segundo, terceiro e quarto ponto de máxima potência global corresponderam as condições estabelecidas. Em sequência as equações de teste demonstradas anteriormente, a Tabela 15 apresenta nomenclaturas utilizadas para facilitar a compreensão das próximas demonstrações referentes aos resultados obtidos.

Tabela 15 – Nomenclaturas utilizadas para as equações de teste.

Equação	Nomenclatura
$\frac{0,45 * G_2 + 0,70 * G_3 + 0,95 * G_4}{3}$	a_1
$\frac{0,20 * G_1 + 0,70 * G_3 + 0,95 * G_4}{3}$	a_2
$\frac{0,20 * G_1 + 0,45 * G_2 + 0,95 * G_4}{3}$	a_3
$\frac{0,20 * G_1 + 0,45 * G_2 + 0,70 * G_3}{3}$	a_4

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

Tabela 16 – Percentuais utilizados para as equações de teste.

Percentual	Nomenclatura
$0,2 * G_1$	b_1
$0,45 * G_2$	b_2
$0,70 * G_3$	b_3
$0,95 * G_4$	b_4

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

Com a especificação das nomenclaturas situadas nas Tabelas 15 e 16, é possível realizar uma demonstração de forma mais detalhada em relação aos resultados atingidos por meio das Tabelas 17, 18, 19 e 20, onde demonstra-se os cálculos realizados para cada um dos casos de ponto de máxima potência global simulados, visando atingir as condições estipuladas previamente pelas equações de teste iniciais 19, 20, 21 e 22. Destaca-se que os dados apresentados a seguir, possuem como referência os mesmos níveis de irradiância solar determinados no item 4.3.

Tabela 17 – Resultados para a equação do primeiro caso de ponto de máxima potência global.

1º Ponto de Máxima Potência Global					
Equação 19 ($a_1 < b_1$)					
Casos	$0,45 * G_2$	$0,70 * G_3$	$0,95 * G_4$	a_1	b_1
1	180	210	190	193,33	200
2	180	210	142,50	177,50	200
3	157,50	210	190	185,83	200
4	157,50	192,50	118,75	156,25	200

Continua na próxima página.....

5	157,50	175	142,50	158,33	200
6	157,50	140	95	130,83	200
7	157,50	70	71,25	99,58	200
8	146,25	192,50	190	176,25	200
9	135	192,50	190	172,50	200
10	135	192,50	142,50	156,67	200
11	135	192,50	95	140,83	200
12	135	175	190	166,67	200
13	135	175	142,50	150,83	200
14	135	175	95	135	200
15	135	140	166,25	147,08	200
16	135	140	142,50	139,17	200
17	135	140	95	123,33	200
18	135	140	47,50	107,50	200
19	112,50	140	142,50	131,67	200
20	112,50	140	95	115,83	200

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

Tabela 18 – Resultados para a equação do segundo caso de ponto de máxima potência global.

2º Ponto de Máxima Potência Global					
Equação 20 ($a_2 < b_2$)					
Casos	$0,20 * G_1$	$0,70 * G_3$	$0,95 * G_4$	a_2	b_2
1	200	350	380	310	405
2	200	210	95	168,33	405
3	200	315	332,50	282,50	360
4	200	280	285	255	360
5	200	280	190	223,33	360
6	200	280	23,75	167,92	360
7	200	210	190	200	360
8	200	280	261,25	247,08	315
9	200	280	95	191,67	315
10	200	192,50	166,25	186,25	315
11	200	140	142,5	160,83	315
12	200	140	71,25	137,08	315
13	200	140	23,75	121,25	315
14	200	122,50	95	139,17	315
15	200	70	47,50	105,83	315
16	200	35	23,75	86,25	315
17	200	245	23,75	156,25	303,75
18	200	210	95	168,33	225
19	200	140	95	145	225

Continua na próxima página.....

20	200	70	47,50	105,83	225
----	-----	----	-------	--------	-----

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

Tabela 19 – Resultados para a equação do terceiro caso de ponto de máxima potência global.

3° Ponto de Máxima Potência Global					
Equação 21 ($a_3 < b_3$)					
Casos	0,20 * G_1	0,45 * G_2	0,95 * G_4	a_3	b_3
1	200	360	475	345	490
2	200	360	332,50	297,50	490
3	200	360	261,25	273,75	490
4	200	360	23,75	194,58	490
5	200	360	380	313,33	420
6	200	360	285	281,67	420
7	200	360	190	250	420
8	200	360	23,75	194,58	420
9	200	348,75	380	309,58	420
10	200	348,75	308,75	285,83	385
11	200	337,50	285	274,17	420
12	200	337,50	95	210,83	420
13	200	337,50	23,75	187,08	420
14	200	337,50	237,50	258,33	350
15	200	326,25	166,25	230,83	350
16	200	315	380	298,33	420
17	200	315	380	298,33	385
18	200	292,50	285	259,17	420
19	200	270	190	220	280
20	200	202,50	237,50	213,33	245

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

Tabela 20 – Resultados para a equação do quarto caso de ponto de máxima potência global.

4° Ponto de Máxima Potência Global					
Equação 22 ($a_4 < b_4$)					
Casos	0,20 * G_1	0,45 * G_2	0,70 * G_3	a_4	b_4
1	200	416,25	595	403,75	736,25
2	200	405	560	388,33	665
3	200	393,75	525	372,92	593,75
4	200	382,50	560	380,83	712,50
5	200	382,50	490	357,50	522,50
6	200	360	490	350	617,50

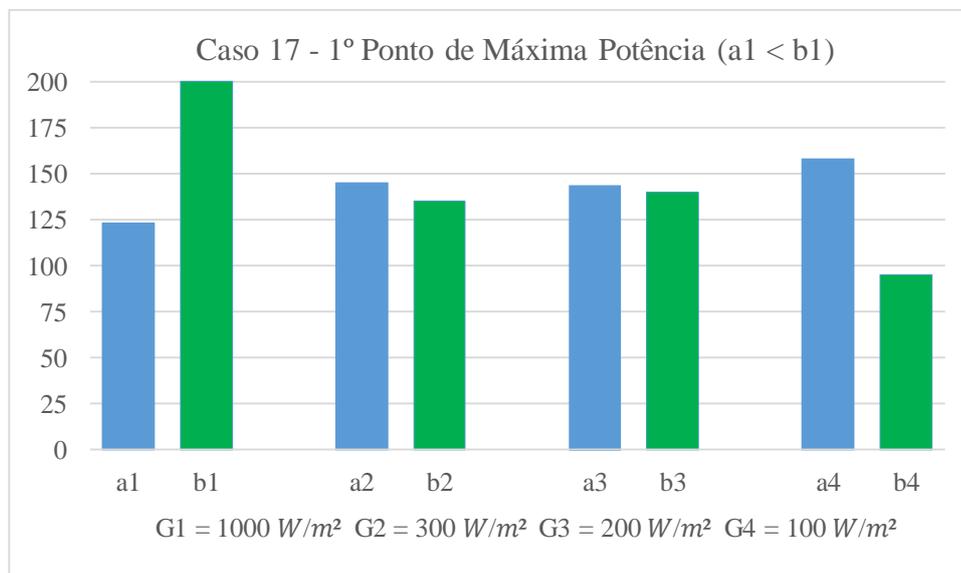
Continua na próxima página.....

7	200	360	490	350	522,50
8	200	360	350	303,33	380
9	200	337,50	472,50	336,67	570
10	200	337,50	420	319,17	475
11	200	315	420	311,67	475
12	200	315	350	288,33	380
13	200	292,50	420	304,17	522,50
14	200	292,50	420	304,17	475
15	200	270	350	273,33	380
16	200	225	315	246,67	380
17	200	213,75	227,50	213,75	285
18	200	180	245	208,33	285
19	200	180	210	196,67	237,50
20	200	157,50	210	189,17	237,50

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

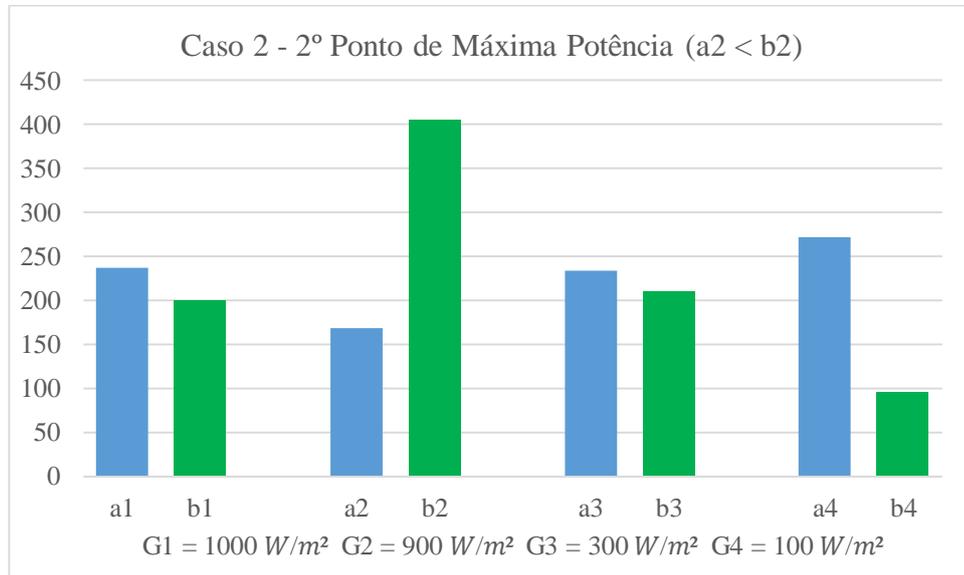
É perceptível através das Tabelas 17, 18, 19 e 20, que os resultados desejados foram atingidos, uma vez que todos os exemplos simulados para o primeiro caso de ponto de máxima potência global atenderam a condição imposta pela Equação 19, funcionando da mesma forma para o segundo caso com a Equação 20, e também no terceiro caso com a Equação 21 e o quarto caso com a Equação 22. Ainda com foco na demonstração dos resultados obtidos de maneira minuciosa, as Figuras 23, 24, 25 e 26 apresentam através de gráficos, um dos exemplos específicos para cada caso de ponto de máxima potência global, especificando os valores atingidos para a_1 , a_2 , a_3 , a_4 , b_1 , b_2 , b_3 e b_4 .

Figura 23 - Demonstração gráfica para o primeiro caso de ponto de máxima potência global.



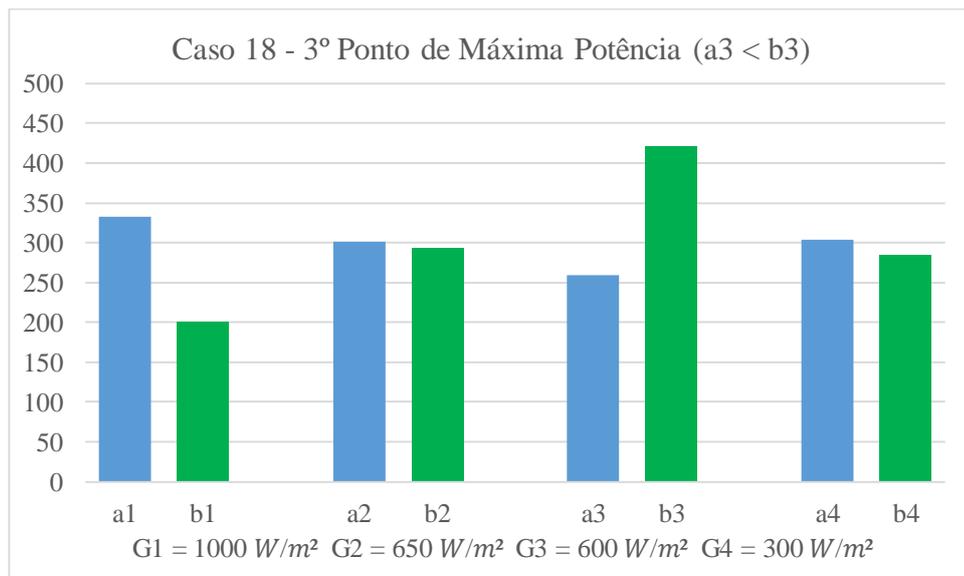
Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

Figura 24 - Demonstração gráfica para o segundo caso de ponto de máxima potência global.



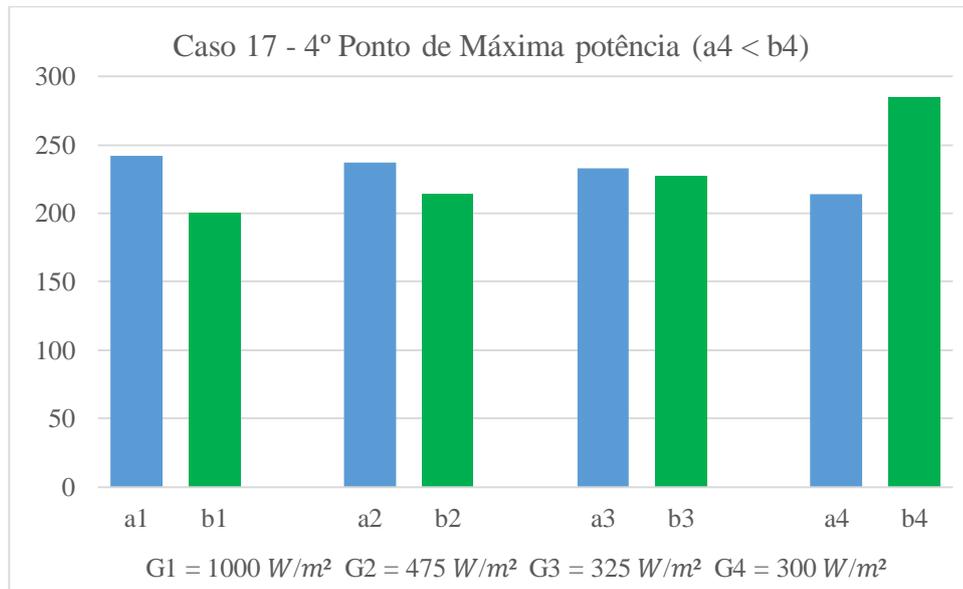
Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

Figura 25 - Demonstração gráfica para o terceiro caso de ponto de máxima potência global.



Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

Figura 26 - Demonstração gráfica para o quarto caso de ponto de máxima potência global.



Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

De acordo com os gráficos apresentados pelas Figuras 23, 24, 25 e 26, novamente determina-se os resultados obtidos para as simulações realizadas, em que os casos de cada ponto de máxima potência global atendem determinadas condições estabelecidas, demonstrando também diferentes comportamentos entre a_1 , a_2 , a_3 , a_4 , b_1 , b_2 , b_3 e b_4 , uma vez que cada um dos casos para os testes efetuados, assim como os exemplos especificados nos referidos gráficos, diferem bastante quanto a relação entre tais variáveis, mas ainda assim, atingindo o que pretende-se com as equações estipuladas, onde:

- Todos os casos de 1º ponto de máxima potência atendem a condição ($a_1 < b_1$);
- Todos os casos de 2º ponto de máxima potência atendem a condição ($a_2 < b_2$);
- Todos os casos de 3º ponto de máxima potência atendem a condição ($a_3 < b_3$);
- Todos os casos de 4º ponto de máxima potência atendem a condição ($a_4 < b_4$).

Com os resultados atingidos e mantendo a análise inicial realizada para as Figuras 21 e 22, é possível estabelecer equações para a determinação dos pontos no eixo de tensão que contribuem na especificação de cada um dos pontos de máxima potência para a curva I-V em um arranjo fotovoltaico sob efeitos de sombreamento parcial, como demonstrado pelas Equações 23, 24, 25 e 26.

$$P_1 = \frac{V_{MP}}{V_{CO}} * \frac{1}{N_p} = 0,8 * \frac{1}{N_p} \quad (23)$$

$$P_2 = P_1 + \frac{1}{N_p} \quad (24)$$

$$P_3 = P_2 + \frac{1}{N_p} \quad (25)$$

$$P_4 = P_3 + \frac{1}{N_p} \quad (26)$$

Onde P_1, P_2, P_3 e P_4 representam respectivamente o primeiro, segundo, terceiro e quarto ponto no eixo de tensão interligados aos seus respectivos pontos de máxima potência nas curvas I-V e N_p é a quantidade de módulos fotovoltaicos analisados. Com a especificação das Equações 23, 24, 25 e 26, é plausível portanto, estipular uma equação geral para a determinação dos pontos que auxiliam no conhecimento da máxima potência nas curvas extraídas através dos módulos em um arranjo fotovoltaico sob diferentes níveis de irradiância solar, sendo demonstrada pela Equação 27.

$$P_n = P_{(n-1)} + \frac{1}{N_p} \quad \text{Para } n = 2, 3, 4... N_p \quad (27)$$

Onde P_n é o n ésimo valor no eixo de tensão para a determinação do ponto de máxima potência de uma curva I-V em um arranjo fotovoltaico.

4.5 Considerações Finais

Com a demonstração dos resultados atingidos para os casos simulados, obtiveram-se demonstrações distintas em cada uma das 4 especificações de ponto de máxima potência global destacadas para os arranjos fotovoltaicos analisados, enfatizando-se entre elas, situações como maiores e menores médias em termos de diferença no nível de irradiância solar entre os módulos

fotovoltaicos, além de quedas lineares também em termos de irradiância, apresentando indícios para o conhecimento de quando ocorrem tais pontos de máxima potência global.

Já em conhecimento das primeiras constatações, por meio dos testes com as Equações 19, 20, 21 e 22, tornou-se possível atingir parâmetros que definem um padrão para a especificação do ponto de máxima potência global em um arranjo sob efeito de sombreamento parcial possuindo 4 módulos fotovoltaicos, através da demonstração das Equações 23, 24, 25, 26 e 27, e assim, tais equações contribuem diretamente no processo de rastreamento do ponto de máxima potência em módulos fotovoltaicos, sendo este um dos principais objetivos do trabalho realizado.

Por fim, torna-se possível comprovar através das simulações realizadas, a compreensão de forma teórica previamente obtida sobre o funcionamento dos diodos de *bypass* quanto a sua proteção junto aos sistemas fotovoltaicos, com a aplicação de tais dispositivos ocasionando no surgimento de múltiplos pontos de máxima potência para as curvas P-V em caso de ocorrência de sombreamento parcial, além do entendimento para as tensões de inflexão e também os efeitos causados pelo sombreamento parcial aos módulos fotovoltaicos testados que apresentam diferentes níveis de irradiância solar, alterando assim, de forma direta os comportamentos das curvas I-V e P-V.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste trabalho foi realizada uma análise durante a obtenção de um padrão matemático para a determinação dos casos de ponto de máxima potência global nas curvas P-V em um arranjo fotovoltaico, sendo demonstrada inicialmente, uma revisão bibliográfica não somente sobre células, mas também com relação aos módulos e arranjos fotovoltaicos juntamente com suas formas de associação (série, paralela ou mista), além do estudo para o efeito do sombreamento parcial em sistemas fotovoltaicos.

Após a demonstração da revisão bibliográfica, além da exemplificação do funcionamento dos diodos de *bypass* e também da determinação para a tensão de inflexão em um conjunto de módulos fotovoltaicos, tornou-se possível a realização e compreensão das simulações efetuadas, onde os resultados atingidos apresentam-se por meio dos *softwares Excel, MATLAB e Simulink*, na simulação para um conjunto de módulos fotovoltaicos, visando compreender os efeitos do sombreamento parcial para as curvas I-V e P-V, assim como suas consequências em um sistema fotovoltaico.

Em relação aos resultados apresentados no capítulo 4, por meio das simulações realizadas durante o desenvolvimento do trabalho, inicialmente demonstrou-se o comportamento das curvas corrente - tensão e potência - tensão para alguns casos de ponto de máxima potência global, onde especificam-se os distintos valores de irradiância solar incidente sobre o conjunto de módulos fotovoltaicos analisados. Na apresentação dos casos para cada ponto de máxima potência global, apresentaram-se tabelas que relatam em termos de níveis de irradiância solar, os valores específicos para cada um dos 4 módulos simulados em um arranjo fotovoltaico, assim como outras informações (valores de diferença e média entre todos os módulos fotovoltaicos) que colaboram na obtenção de diferentes aspectos para cada um dos casos de ponto de máxima potência global simulados. Consequentemente, também foram projetados gráficos para a caracterização do comportamento dos referidos casos simulados, onde são destacados aspectos como as maiores e menores médias em relação aos níveis de irradiância solar para os módulos de um arranjo fotovoltaico, assim como quedas lineares de irradiância solar incidente entre os módulos analisados.

De acordo com a especificação dos aspectos para os diferentes casos de ponto de máxima potência global, para a determinação das equações de teste e sucessivamente também das equações que definem a ocorrência de tais pontos, levou-se em consideração o *datasheet* de um módulo fotovoltaico, com uma relação entre a tensão de máxima potência e a tensão de circuito aberto, fazendo com que a análise para a curva I-V de um conjunto de módulos

fotovoltaicos sob efeito de sombreamento parcial, resultem em pontos de tensão na referida curva durante a análise (0,20, 0,45, 0,70 e 0,95), influenciando assim nos termos implementados para as equações de teste estipuladas. Conseqüentemente, apresentaram-se tabelas que detalham todos os exemplos simulados para cada um dos casos de ponto de máxima potência global, sendo atendida as condições desejadas para o 1º ponto ($a_1 < b_1$), 2º ponto ($a_2 < b_2$), 3º ponto ($a_3 < b_3$) e 4º ponto ($a_4 < b_4$), além dos gráficos onde exemplificou-se o comportamento de 4 casos específicos mediante as condições estabelecidas para a ocorrência dos pontos.

Os resultados atingidos no capítulo 4 portanto apresentaram-se dentro do esperado, uma vez que as equações estabelecidas tanto para os testes iniciais quanto para a determinação da ocorrência de cada um dos casos de ponto de máxima potência global em um arranjo de 4 módulos fotovoltaicos sob efeitos de sombreamento parcial com diferentes níveis de irradiância solar, atenderam as condições desejadas e dessa forma podem proporcionar vantagens ao sistema fotovoltaico em relação a implementação das técnicas MPPT. Tais vantagens destacam-se por meio da contribuição dos resultados para as técnicas de rastreamento do ponto de máxima potência de uma curva potência - tensão de um conjunto de módulos fotovoltaicos, e sucessivamente, o trabalho também contribui em fatores como uma maior eficiência na conversão da energia solar em energia elétrica, assim como os benefícios ocasionados ao meio ambiente.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Aghaei, M., Dolara, A., Grimaccia, F., Leva, S., Kania, D., & Borkowski, J. (2016). Experimental comparison of MPPT methods for PV systems under dynamic partial shading conditions. *2016 IEEE 16th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC)*, 1–6. <https://doi.org/10.1109/EEEIC.2016.7555519>
- Ahmed, J., Member, S., & Salam, Z. (2015). An Improved Method to Predict the Position of Maximum Power Point During Partial Shading for PV Arrays, (January 2016). <https://doi.org/10.1109/TII.2015.2489579>
- Ahmed, J., & Salam, Z. (2015). An improved method to predict the position of maximum power point during partial shading for PV arrays. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, *11*(6), 1378–1387. <https://doi.org/10.1109/TII.2015.2489579>
- Anna, L. (2017). Cooperation of the process of charging the electric vehicle with the photovoltaic cell, 285–288.
- Bastidas, J. D., Franco, E., Petrone, G., Ramos-paja, C. A., & Spagnuolo, G. (2013). A model of photovoltaic fields in mismatching conditions featuring an improved calculation speed. *Electric Power Systems Research*, *96*, 81–90. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2012.10.020>
- Batzelis, E. I., Member, S., Routsolias, I. A., & Member, S. (2014). An Explicit PV String Model Based on the Function and Simplified MPP Expressions for Operation Under Partial Shading, *5*(1), 301–312. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2013.2282168>
- Brito, E. M. da S. (2016). *Construção de um Caracterizador Solar Baseado em Carga Capacitiva*.
- Cabral Lopes, R. J. (2013). Efeito do Sombreamento nos Painéis Fotovoltaicos. *Dissertação de Mestrado, Instituto Superior de Engenharia de Lisboa*, 128.
- Carneiro J. (2010). Módulos Fotovoltaicos Características E Associações. *Eletromagnetismo B. Universidade de Braga. Portugal*, 1–18.
- Carvalho, A. L. C. de. (2014). Metodologia para análise , caracterização e simulação de células fotovoltaicas. *Dissertação Apresentada Para Obtenção Do Grau de Mestre Em Engenharia Elétrica Pela Universidade Federal de Minas Gerais*, 97.
- Coelho, R. F., & Francisco, R. (2008). Estudo dos conversores Buck e Boost aplicados ao rastreamento de máxima potência de sistemas solares fotovoltaicos.
- Coutinho, C. R., & Coutinho, C. R. (2016). UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO CENTRO UNIVERSITÁRIO NORTE DO ESPÍRITO SANTO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA O EFEITO DO SOMBREAMENTO E DIODOS DE BYPASS EM.
- Da, V. A., Marques, C. O. M., Cardoso, R. O. D. E. B. R. C., Almeida, R. O. A., & Fernandes, D. A. F. (n.d.). Análise de desempenho de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica sob condição de sombreamento parcial v.
- Da, V., & Marques, C. (2017). Modelagem de Painel Fotovoltaico Submetido a Sombreamento

e Conectado à Rede Elétrica Monofásica João Pessoa - PB.

- Dias, J. S., Tahim, A. P. N., & Lima, A. C. de C. (2013). MPPT-PSO DETERMINÍSTICO APLICADO ÀS CONDIÇÕES DE SOMBREAMENTO NÃO UNIFORME EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.
- Engenharia, P. D. E. P. E. M. (2016). Renan Diego de Oliveira Reiter.
- Experiments, A. P. (2019). Calculating the Output Power of Photovoltaic Cells on Top of Electric and Hybrid Electric Vehicles. *2019 IEEE International Instrumentation and Measurement Technology Conference (I2MTC)*, 1–6.
- Hassoune, A., Khafallah, M., Mesbahi, A., & Breuil, D. (2017). Electrical design of a photovoltaic-grid system for electric vehicles charging station, 228–233.
- Hecktheuer, L. A. (2001). Análise de Associações de Módulos Fotovoltaicos, 138.
- Hincapié, C. O. (2015). Análise do Comportamento de uma Associação em Série de Diferentes Módulos Fotovoltaicos em um Sistema Conectado à Rede.
- Tsuruda, K. L., Mendes A. T., Vitor R. L., & Silveira B. M. (2017). A importância da energia solar para o desenvolvimento sustentável e social.
- Kumar, N., Hussain, I., Singh, B., & Panigrahi, B. K. (2017). Single sensor based MPPT for partially shaded solar photovoltaic by using human psychology optimisation algorithm. <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2016.1497>
- Marcos, F., Sergio, D. O., Oliveira, A., Renan, F., Leonardo, D., & Sampaio, P. (2015). Técnica de Rastreamento de Máxima Potência em Arranjos Fotovoltaicos Sob Efeito de Sombreamento Baseado no Método de Otimização por Enxame de Partículas, (December).
- Mitchelle, N., & Heringer, F. (2016). Modelagem de Arranjo Fotovoltaico com Sombreamento Parcial para Referência de Emuladores Estáticos Modelagem de Arranjo Fotovoltaico com Sombreamento.
- Pereira de Sá, D. A. (2014). Sistemas Fotovoltaicos Para Bombeamento De Água. *Igarss 2014*, (1), 1–5. <https://doi.org/10.1007/s13398-014-0173-7.2>
- Petrone, G., & Ramos-paja, C. A. (2011). Modeling of photovoltaic fields in mismatched conditions for energy yield evaluations. *Electric Power Systems Research*, 81(4), 1003–1013. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2010.12.008>
- Phiouthonekham, S., Chaitusaney, S., & Modelling, A. P. M. (2015). Mitigating Impact of Partial Shading on Photovoltaic Array Configuration by Using Rearrangement.
- Picault, D., Raison, B., Bacha, S., Casa, J. De, & Aguilera, J. (2010). Forecasting photovoltaic array power production subject to mismatch losses. *Solar Energy*, 84(7), 1301–1309. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2010.04.009>
- Pinho, J. T., & Galdino, M. A. (2014). Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos, (c), 1–4. <https://doi.org/10.15713/ins.mmj.3>

Rambo, C. (2015). Dissertação Carlos Rambo.

Sameeullah, M., & Swarup, A. (2015). Modeling of PV module to study the performance of MPPT controller under partial shading condition. *India International Conference on Power Electronics, IICPE, 2015–May(1)*. <https://doi.org/10.1109/IICPE.2014.7115792>

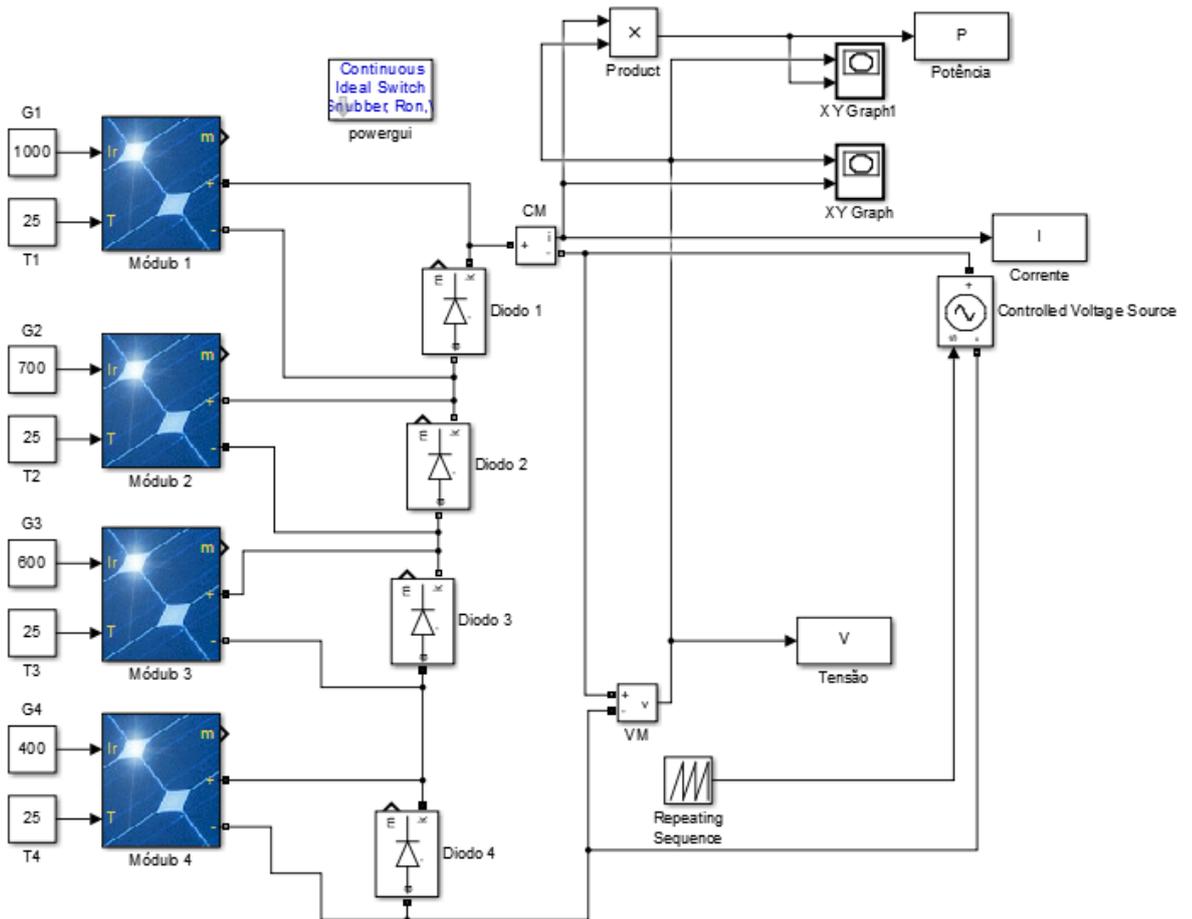
Silvestre, S., Boronat, A., & Chouder, A. (2009). Study of *bypass* diodes configuration on PV modules. *Applied Energy*, 86(9), 1632–1640. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2009.01.020>

Silvestre, S., & Chouder, A. (2008). Effects of Shadowing on Photovoltaic Module Performance, (September 2007), 141–149. <https://doi.org/10.1002/pip>

APÊNDICE A – ESQUEMÁTICO REALIZADO NO *SIMULINK*

Em apêndice, por meio da Figura 27 apresenta-se o esquemático de simulação realizado no *software MATLAB/Simulink*, onde tornou-se possível a obtenção das curvas I-V e P-V sob efeito de sombreamento parcial para um arranjo com 4 módulos fotovoltaicos sob diferentes níveis de irradiância solar de todos os casos simulados destacados pelas Tabelas 3, 6, 9 e 12, visando a comprovação das Equações 19, 20, 21 e 22 para a determinação do ponto de máxima potência global.

Figura 27 - Esquemático de simulação para a obtenção dos resultados.



Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

ANEXO A – DADOS DE SIMULAÇÃO

Após a especificação das informações sobre o módulo, o seguinte anexo demonstra por meio das Tabelas 21, 22, 23, 24 e 25 os valores para os parâmetros relacionados aos blocos utilizados no esquemático de simulação apresentados no Apêndice A.

Tabela 21 – Bloco PV Array.

Bloco – PV Array (Módulo KC200GT)	
Parâmetro	Valor
<i>Parallel Strings</i>	1
<i>Series-Connected Modules per String</i>	1
<i>Time Constant</i>	1e-3 s

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

Tabela 22 – Bloco Powergui.

Bloco - Powergui	
Parâmetro	Valor
<i>PQ Tolerance</i>	1e-4 pu
<i>Frequency</i>	0 Hz
<i>Base Power</i>	100e6 VA
<i>Max Iterations</i>	50

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

Tabela 23 – Bloco Diode.

Bloco - Diode	
Parâmetro	Valor
<i>Resistance</i>	1 Ω
<i>Inductance</i>	0 H
<i>Forward Voltage</i>	0 V
<i>Initial Current</i>	0 A
<i>Snubber Resistance</i>	10e3 Ω
<i>Snubber Capacitance</i>	0 F

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

Tabela 24 – Bloco *Repeating Sequence*.

Bloco – <i>Repeating Sequence</i>	
Parâmetro	Valor
<i>Time Values</i>	[0 0.1]
<i>Output Values</i>	[0 4*32,9]

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

Tabela 25 – Bloco *XY Graph*.

Bloco – <i>XY Graph</i>	
Parâmetro	Valor
<i>x-min</i>	0
<i>x-max</i>	150
<i>y-min</i>	0
<i>y-max</i>	1000
<i>Sample Time</i>	-1

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.