

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

DÉBORA HUNGARO MICHELETTI

AVALIAÇÃO DA INFLUÊNCIA DO SOMBREAMENTO NA POTÊNCIA
INSTANTÂNEA DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

PALOTINA

2020

DÉBORA HUNGARO MICHELETTI

AVALIAÇÃO DA INFLUÊNCIA DO SOMBREAMENTO NA POTÊNCIA
INSTANTÂNEA DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao curso de Graduação em Engenharia de Energia da Universidade Federal do Paraná, Setor Palotina, como requisito à obtenção do título de Engenheira de Energia.

Orientadora: Profa. Dra. Camila Tonezer
Coorientador: Me. Danilo Hungaro Micheletti

PALOTINA

2020

TERMO DE APROVAÇÃO

DÉBORA HUNGARO MICHELETTI

AVALIAÇÃO DA INFLUÊNCIA DO SOMBREAMENTO NA POTÊNCIA INSTANTÂNEA DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao curso de Graduação em Engenharia de Energia da Universidade Federal do Paraná, Setor Palotina, como requisito à obtenção do título de Engenheira de Energia.

Profa. Dra. Camila Tonezer

Orientadora – Departamento de Engenharias e Exatas, UFPR

Mrs. Danilo Hungaro Micheletti

Coorientador – Membro externo

Prof. Dr. Maurício Romani

Departamento de Engenharias e Exatas, UFPR

Prof. Dr. Carlos Henrique Coimbra Araújo

Departamento de Engenharias e Exatas, UFPR

Palotina, 19 de agosto de 2020.



UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

ATA DE REUNIÃO

Aos dezenove dias do mês de agosto do ano de 2020, no horário das 14:00 às 16:21 horas, na sala virtual <https://meet.jit.si/ApresentacaoTCCDebora>, sob senha de acesso tcc, compareceram para defesa pública do Trabalho de Conclusão de Curso, requisito obrigatório para a obtenção do título de Engenheiro de Energia o aluno Débora Hungaro Micheletti, tendo como Título do Trabalho de Conclusão de Curso AVALIAÇÃO DA INFLUÊNCIA DO SOMBREAMENTO NA POTÊNCIA INSTANTÂNEA DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.

Constituíram a Banca Examinadora os professores: Prof. Dr. Carlos Henrique Coimbra Araújo, Prof. Dr. Maurício Romani Profa. Dra. Camila Tonezer (Orientador e Presidente da Banca).

Após avaliação a banca se reuniu na sala virtual <https://meet.jit.si/AvaliacaoTCCDebora> sob a senha de acesso tcc para deliberação da banca avaliadora, sendo assim ficou definido que o trabalho foi considerado **APROVADA** com conceito **95** (0 a 100) pontos.

Eu, presidente da banca, lavrei a presente ata que segue assinada por mim e demais membros:



Documento assinado eletronicamente por **CAMILA TONEZER, PROFESSOR DO MAGISTERIO SUPERIOR**, em 19/08/2020, às 16:21, conforme art. 1º, III, "b", da Lei 11.419/2006.



Documento assinado eletronicamente por **CARLOS HENRIQUE COIMBRA ARAUJO, PROFESSOR DO MAGISTERIO SUPERIOR**, em 19/08/2020, às 16:22, conforme art. 1º, III, "b", da Lei 11.419/2006.



Documento assinado eletronicamente por **MAURICIO ROMANI, PROFESSOR DO MAGISTERIO SUPERIOR**, em 19/08/2020, às 16:26, conforme art. 1º, III, "b", da Lei 11.419/2006.



A autenticidade do documento pode ser conferida [aqui](#) informando o código verificador 2879698 e o código CRC DC8F2266.

*Dedico este trabalho à minha tia,
Sílvia A. Hungaro (in memorian),
por tanto ter confiado no meu
potencial.*

AGRADECIMENTOS

Primeiramente agradeço a Jesus e à Nossa Senhora Aparecida por abençoarem a minha vida e me guiarem nesse caminho, e também aos meus anjos da guarda pela proteção.

Agradeço à Universidade Federal do Paraná - Setor Palotina e aos meus professores, por todos os recursos disponibilizados e o ensino aplicado, que colaboraram para a minha formação acadêmica.

Agradeço à minha orientadora, Profa. Dra. Camila Tonezer, por toda a atenção dedicada ao desenvolvimento dessa pesquisa e pelos conhecimentos adquiridos neste percurso.

Agradeço ao coorientador deste trabalho, Me. Danilo Hungaro Micheletti, meu irmão, por não medir esforços para me auxiliar nessa jornada.

Agradeço ao Prof. Dr. Joel Gustavo Teleken, responsável pelo desenvolvimento dos Trabalhos de Conclusão de Curso, por ter pontuado essa pesquisa.

Também agradeço os membros que compõem a banca avaliadora, Prof. Dr. Maurício Romani, Prof. Dr. Carlos Henrique Coimbra Araújo pela disponibilidade e considerações que enriqueceram este trabalho.

Agradeço à empresa Magyar Engenharia Elétrica e Energia Solar e seus colaboradores pela parceria e disponibilidade na realização dos experimentos.

Sou imensamente grata aos meus pais, Luiz e Rosinei, por todo o amor, apoio, proteção e alicerce proporcionados durante toda minha vida, ressalto que não vou mais querer o dinossauro, a vaga na federal foi garantida!

Toda minha gratidão também à minha irmã Bruna, aos meus sobrinhos Letícia, Lívia e Luiz Miguel, ao meu cunhado Igor, às minhas tias Ivanilde e Lucinete, e primas Ana Cássia e Luana, por todo o amparo emocional e amizade.

Agradeço à Fernanda e ao César por se disporem a me levar para realizar o vestibular.

Agradeço a todos os meus amigos me apoiaram e ajudaram, especialmente à Victória, por todo companheirismo e união.

Agradeço ao Bruno, por todo amor, ternura e confiança durante este período.
Gratidão a todos que me ajudaram a concluir essa graduação.

A Mulher Selvagem como arquétipo é uma força inimitável e inefável que traz para a humanidade um abundante repertório de ideias, imagens e particularidades.

Clarissa Pinkola Estés

RESUMO

O presente trabalho refere-se à avaliação da influência do sombreamento na potência instantânea de um sistema gerador fotovoltaico. A metodologia consistiu em uma pesquisa exploratória e experimental, realizada através do levantamento de material bibliográfico e da coleta de informações a partir de testes em campo, em que a observação sistemática foi utilizada como instrumento de pesquisa. Além de elucidar conceitos sobre sistemas fotovoltaicos e verificar as tecnologias de otimização de potência mais utilizadas nesses casos, foram analisadas oito condições de sombreamento parcial em um sistema fotovoltaico conectado à rede. Um sistema fotovoltaico, localizado na cidade de Iporã - PR, foi disponibilizado para análise do comportamento da potência e verificação de perdas causadas. As oito condições experimentais de sombreamento foram classificadas de A à H, em que as condições A, B, C, D e E foram executadas em apenas um módulo, enquanto as condições F, G e H foram executadas em diferentes condições de sombreamento projetadas sobre dois módulos. Os resultados foram comparados com valores estimados a partir de conteúdos literários, sendo evidenciada a atuação dos diodos de *by-pass* presentes nos módulos. Pela avaliação dos resultados dos cenários A, B, C, D e E, foi possível constatar que foi aproveitado o montante da potência produzida por séries de células fotovoltaicas agrupadas com diodos que não foram ativados. Assim, pôde-se verificar a eficácia da utilização dos diodos de *by-pass*. Os resultados obtidos para as condições F, G e H foram avaliados considerando a atuação do Rastreador do Ponto de Máxima Potência (MPPT, sigla do inglês para Maximum Power Point Tracking) incorporado a operação do inversor de frequência. Estes cenários apresentaram divergência das perdas reais de potência em comparação com as estimadas comumente em literatura, sendo consideradas condições extremamente nocivas para a geração de energia elétrica a longo prazo.

Palavras-chave: Energia solar fotovoltaica. Sombreamentos parciais. Perdas de potência. Diodos de *by-pass*.

ABSTRACT

The present research refers to the evaluation of the shading influence on the instant power of a photovoltaic generator. The methodology consisted in an experimental and exploratory research, using bibliographical reviews and obtaining data from a field experiment, in which a systematic observation was used as a research instrument. Besides elucidating concepts about photovoltaic systems and verifying the most used power optimization technologies in these cases, it was analyzed eight partial shading conditions on a photovoltaic system connected to the grid. A photovoltaic system, located in the city of Iporã, in the Paraná State of Brazil, provided for power behavior analysis and verification of caused losses. The eight experimental shading conditions were classified from A to H, in which conditions A, B, C, D, and E were executed in only one panel, while conditions F, G, and H were executed in different shading conditions projected over two panels. The results were compared with estimated values from bibliographical material, showing evidence of bypass diodes functioning in the panels. From the evaluation of the scenarios A, B, C, D, and E results, it was possible to conclude that the power produced from series of photovoltaic cells arranged with the not activated diodes was used. Therefore, it was possible to verify the effectiveness of bypass diodes utilization. The results for F, G, and H conditions were rated considering the Maximum Power Point Tracking (MPPT), incorporating the frequency inverter operation. These scenarios differ from real power loss, compared with the usually estimated in literature, being considered extremely harmful conditions for the long-term electric energy generation.

Keywords: Photovoltaics. Partial shading. Power losses. By-pass diodes.

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 - MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA EM MARÇO DE 2020	21
FIGURA 2 - MAPA DA IRRADIAÇÃO SOLAR NO BRASIL.....	24
FIGURA 3 - MAPA DA IRRADIAÇÃO SOLAR NA ALEMANHA	25
FIGURA 4 - ESPECTRO ELETROMAGNÉTICO	27
FIGURA 5 - POSIÇÕES RELATIVAS DA TERRA EM FUNÇÃO DE SUA ÓRBITA AO REDOR DO SOL	27
FIGURA 6 - COMPONENTES DA RADIAÇÃO SOLAR	28
FIGURA 7 - CÉLULAS SOLARES FOTOVOLTAICAS.....	30
FIGURA 8 - MÓDULOS DE SILÍCIO MONOCRISTALINO, SILÍCIO POLICRISTALINO E FILME FINO DE SILÍCIO	30
FIGURA 9 - ESTRUTURA BASE DE UMA CÉLULA FOTOVOLTAICA.....	32
FIGURA 10 - REPRESENTAÇÃO DA JUNÇÃO PN	34
FIGURA 11 - ENCAPSULAMENTO DE UM MÓDULO FOTOVOLTAICO.....	35
FIGURA 12 - CARACTERÍSTICAS TÍPICAS DE CORRENTE, TENSÃO E POTÊNCIA DE UM MÓDULO FOTOVOLTAICO DE 330 Wp COM 72 CÉLULAS	37
FIGURA 13 - INVERSOR MONOFÁSICO 220 V FASE-NEUTRO EM REDE TRIFÁSICA 127 V FASE-NEUTRO.....	38
FIGURA 14 - INVERSOR TRIFÁSICO 220 V FASE-NEUTRO EM REDE TRIFÁSICA 127 V FASE-NEUTRO	39
FIGURA 15 - DEMONSTRAÇÃO DO GRÁFICO DE PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE COM SOBREDIMENSIONAMENTO	41
FIGURA 16 - COMPARAÇÃO ENTRE SOBREDIMENSIONAMENTOS	42
FIGURA 17 - MÓDULO AFETADO POR SOMBREAMENTO COM OCORRÊNCIA DE <i>HOTSPOT</i>	44
FIGURA 18 - MÓDULO FOTOVOLTAICO COM UMA CÉLULA SOMBREADA SEM DIODO DE BYPASS.....	46
FIGURA 19 - MÓDULO FOTOVOLTAICO COM 3 DIODOS DE BY-BASS.....	46
FIGURA 20 - COMPARAÇÃO ENTRE SOBREDIMENSIONAMENTOS	47
FIGURA 21 - MÓDULOS <i>HALF-CELL</i> POLI E MONOCRISTALINOS	48
FIGURA 22 - ARRANJO FOTOVOLTAICO.....	49
FIGURA 23 - ILUSTRAÇÃO DAS CONDIÇÕES DE SOMBREAMENTO	51

FIGURA 24 - FOTOS DA PROJEÇÃO DE SOMBREAMENTO PARA COLETA DE DADOS	52
FIGURA 25 - COLETA DE DADOS DE IRRADIÂNCIA GLOBAL HORIZONTAL	55
FIGURA 26 - TEMPERATURA REGISTRADA NOS DIAS E MOMENTO DOS TESTES.....	56
FIGURA 27 - COMPORTAMENTO DA POTÊNCIA EM CADA CONDIÇÃO DE SOMBREAMENTO	57
FIGURA 28 - PORCENTUAL DE PERDA DE POTÊNCIA EM CADA CONDIÇÃO DE SOMBREAMENTO	57
FIGURA 29 - CURVA DE COMPORTAMENTO I-V DE UM MÓDULO SOLAR FOTOVOLTAICO COM DIODO DE <i>BY-PASS</i>	60

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 - CONDIÇÕES DE SOMBREAMENTOS PARA TESTES.....	50
TABELA 2 - COMPARAÇÃO ENTRE OS PORCENTUAIS DE PERDAS DE POTÊNCIA	58

LISTA DE SIGLAS

ANEEL	- Agência Nacional de Energia Elétrica;
CA	- Corrente alternada;
CC	- Corrente contínua;
CIGS	- Cobre-Índio-Gálio-Selênio;
GHI	- <i>Global Horizontal Irradiance</i> , em português, irradiância global horizontal;
MPP	- Maximun Power Point, em português, ponto de máxima potência;
MPPT	- <i>Maximum power point tracking</i> , em português, rastreador de máximo ponto de potência;
NOCT	- <i>Normal operation cell temperature</i> , em português, temperatura normal de operação da célula;
ONS	- Operador Nacional do Sistema Elétrico;
SEB	- Sistema Elétrico Brasileiro;
SIN	- Sistema Interligado Nacional;
STC	- <i>Standard test conditions</i> , em português, condições padronizadas de teste;
UC	- Unidade Consumidora.

LISTA DE GRANDEZAS

E_c	- Nível inferior de energia da banda de condução;
E_{fe}	- Diferença de potencial no Nível de Fermi;
E_v	- Nível máximo de energia da banda de valência;
eV_0	- Barreira de potencial;
GHI	- Irradiância horizontal global [W/m^2];
I	- Corrente elétrica [A];
i_{Dn}	- Corrente de deriva de elétrons [A];
i_{dn}	- Corrente de difusão de elétrons [A];
i_{Dp}	- Corrente de deriva de lacunas [A];
I_{mp}	- Corrente de máxima potência [A];
I_{sc}	- Máxima corrente que pode ser entregue em tensão nula [A];
n_c	- Número de células;
n_{cs}	- Número de células de uma seção;
n_{da}	- Número de diodos de <i>by-pass</i> ativos;
n_{mod}	- Número de módulos do sistema;
P	- Potência [W];
$P_{d_{ad}}$	- Perdas de potência proveniente da queda de tensão na ativação dos diodos de <i>by-pass</i> [W];
$P_{d_{mi}}$	- Perdas de potência correspondentes às seções de módulos inativos [W];
$P_{d_{somb}}$	- Perdas de potência estimadas devido ao sombreamento [W];
$P_{m\acute{a}x}$	- Potência nominal máxima [Wp];
R	- Irradiação [$W.h/m^2$];
V	- Tensão [V].
V_{diodo}	- Tensão consumida pelo diodo ativo [V];
V_{mp}	- Tensão de máxima potência do módulo [V];
V_{oc}	- Máxima tensão que pode ser entregue em corrente nula [W];
λ	- Comprimento de onda [nm].

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
1.1	OBJETIVOS	17
1.1.1	Objetivo geral	17
1.1.2	Objetivos específicos	17
1.2	JUSTIFICATIVA	18
2	REVISÃO DA LITERATURA	20
2.1	PANORAMA ELÉTRICO BRASILEIRO	20
2.2	HISTÓRIA DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	21
2.3	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL	22
2.4	POTENCIAL SOLARIMÉTRICO BRASILEIRO	24
2.5	RADIAÇÃO SOLAR E EFEITO FOTOVOLTAICO	26
2.6	CÉLULA SOLAR FOTOVOLTAICA	29
2.7	MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	34
2.8	INVERSORES FOTOVOLTAICOS	37
2.9	ESTUDO DO SOMBREAMENTO EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	42
2.10	TECNOLOGIAS DE OTIMIZAÇÃO DA POTÊNCIA EM SOMBREAMENTO	44
3	MATERIAIS E MÉTODOS	49
3.1	SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA A REALIZAÇÃO DE TESTES	49
3.2	METODOLOGIA	50
3.3	COLETA DE DADOS	52
4	RESULTADOS E DISCUSSÕES	55
4.1	ANÁLISE DO COMPORTAMENTO DA POTÊNCIA	56
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	62
	REFERÊNCIAS	63
	APÊNDICE 1 –EQUAÇÃO DE PERDA DE POTÊNCIA ESTIMADA	68
	APÊNDICE 2 – FICHA DA COLETA DE DADOS	70
	ANEXO 1 – DATASHEET DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	73
	ANEXO 2 – DATASHEET DO INVERSOR DE FREQUÊNCIA GRID-TIE	74

1 INTRODUÇÃO

A eletricidade é hoje muito importante para a realização das atividades do ser humano. Nas residências, utiliza-se essa energia, principalmente, em equipamentos elétricos, no aquecimento de água, na iluminação e no condicionamento de ar. O consumo de energia elétrica de um país está diretamente relacionado às suas atividades econômicas, visto que a matriz elétrica de um país é reflexo de três pilares principais: economia, disponibilidade de recursos e a possibilidade de exploração. (EPE, 2019; TOLMASQUIM, 2016).

A matriz elétrica do Brasil dispõe de um abundante potencial energético, especialmente por meio de fontes renováveis de energia. Ela é composta, principalmente, de energia hidráulica, proveniente da abundância de recursos hídricos existentes no país. (HINRICHS, 2010; MAUAD; FERREIRA; TRINDADE, 2017).

Atualmente, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)¹ enfrenta dificuldades associadas ao uso da água para a produção de eletricidade, pois, ocasionalmente, verifica-se tempos em que há escassez do recurso hídrico, como por exemplo, a crise hídrica, enfrentada entre os anos de 2013 e 2015 no Brasil. Para enfrentar esses desafios no abastecimento de energia elétrica para atendimento da demanda, a matriz elétrica brasileira inclui usinas termelétricas, que utilizam combustíveis fósseis para a produção de eletricidade. No entanto, este é um recurso de alto custo de operação, além de que, essas usinas contribuem para a geração de poluentes que são lançados na atmosfera terrestre. (TOLMASQUIM, 2016).

Por isso, há a necessidade de diversificar a matriz elétrica e minimizar os impactos que atingem diretamente a sociedade e o meio ambiente, tais como a emissão de poluentes e de gases de efeito estufa oriundos da utilização de combustíveis fósseis para produção de energia elétrica. Além disso, outros impactos ambientais são também causados pela extração de minérios como carvão, um dos combustíveis fósseis utilizados em termelétricas. (TOLMASQUIM, 2016).

¹ ONS é o órgão responsável no Brasil pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN) e pelo planejamento da operação dos sistemas isolados do país, uma instituição privada e sem fins lucrativos, que atua sob supervisão e regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). (ONS, 2020).

Outro exemplo a ser citado são as inundações causadas durante a construção de represas que compõem usinas hidrelétricas, cujos impactos socioambientais começaram a ser mitigados a partir da década de 90. Um dos impactos ecossistêmicos mais relevante, associado a construção de reservatórios e barragens, que formam grandes áreas de alagamentos, é a retirada da vegetação nativa, supressão de espécimes da flora e perda de *habitat* da fauna terrestre. (TOLMASQUIM, 2016).

Por este motivo, busca-se aumentar o uso de fontes energéticas renováveis que gerem mínimos impactos socioambientais. Algumas formas de energia que propiciam menores impactos socioambientais para a produção de energia elétrica são: a biomassa, a energia eólica e a energia solar, das quais o país dispõe de recursos que propiciam a geração de energia elétrica de maneira ampla. (HINRICHS, 2010; MAUAD; FERREIRA; TRINDADE, 2017; TOLMASQUIM, 2016).

No país, a energia proveniente do Sol começou a ser aproveitada por meio da tecnologia fotovoltaica para geração de eletricidade no período em que o Brasil desenvolveu programas de eletrificação rural. Estes programas foram propostos para atender regiões isoladas, em que eram instalados sistemas denominados *off-grid*², com um banco de baterias e sem conexão com a rede de energia elétrica. (TOLMASQUIM, 2016).

No cenário atual, o mercado nacional de energia solar fotovoltaica passa por um período de crescimento em escala exponencial. Devido a possibilidade de instalação de sistemas de geração distribuída na classificação *grid-tie*³, com a ampliação das normas reguladoras para atender essa modalidade, a geração de eletricidade de modo descentralizado é potencializada. (TOLMASQUIM, 2016; VILLALVA; GAZOLI, 2012).

Aproximadamente todo o território brasileiro possui potencial para a produção de eletricidade por meio da tecnologia fotovoltaica, que depende apenas da abundância de incidência solar. Consequentemente, para o bom aproveitamento da energia solar fotovoltaica, o conjunto de módulos não deve ter sua incidência solar bloqueada de forma parcial ou total, pois isso impede a passagem de corrente elétrica

² Em português, fora de rede.

³ Também conhecido como *on-grid*, ou seja, conectado à rede.

e atenua a produção de eletricidade. (GLOBAL SOLAR ATLAS, 2019; VILLALVA; GAZOLI, 2012).

O efeito de redução de corrente no conjunto de células do módulo, proveniente do bloqueio de radiação solar pelo sombreamento, limita a corrente de todo o conjunto que está conectado em série em um módulo fotovoltaico. Logo, a longo prazo, a geração de energia elétrica é totalmente afetada em sistemas fotovoltaicos sombreados, e, por isso, esse é um grande problema enfrentado na prospecção de sistemas fotovoltaicos em todo o mundo. O sombreamento pode ser causado, por exemplo, por prédios, fachadas, muretas, dejetos de animais, entre outros. (PINHO; GALDINO, 2014).

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 Objetivo geral

O objetivo principal deste trabalho foi avaliar a resposta da potência elétrica instantânea de entrada em um sistema fotovoltaico de pequeno porte conectado à rede submetido a diferentes cenários predefinidos de sombreamento.

1.1.2 Objetivos específicos

- I. Elucidar as características elétricas de funcionamento da célula, do módulo e da *string*⁴ sob a influência de diferentes cenários predefinidos de sombreamentos;
- II. Verificar quais são as tecnologias de otimização de potência mais utilizadas para casos de sombreamentos em sistemas fotovoltaicos;
- III. Realizar testes em um sistema em funcionamento com diferentes cenários de sombreamento;
- IV. Observar o comportamento da potência instantânea encontrada nos casos de sombreamento estudados;

⁴ Módulos conectados em série, com um par de cabos levados até o inversor.

- V. Comparar os resultados encontrados com as perdas teóricas esperadas e sugerir possíveis causas de divergência.

1.2 JUSTIFICATIVA

Embora seu uso em larga escala ainda seja reduzido, a participação de energias alternativas é utilizada como oportunidade de diversificação da matriz energética, que necessita diminuir sua dependência de combustíveis fósseis e contribuir para a distribuição de energia elétrica cuja demanda tem aumentado. No Brasil, apenas a energia elétrica proveniente de recursos hídricos não tem sido suficiente para suprir a demanda em períodos de escassez de água. (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

Portanto, nesse contexto da diversificação da matriz elétrica, o uso da energia solar fotovoltaica surge para agregar positivamente e, para o pleno aproveitamento da tecnologia fotovoltaica, não deve existir obstrução da luz solar nos módulos do sistema instalado.

Isso porque a existência de sombreamento em sistemas de geração fotovoltaicos é nociva para a produção de energia elétrica. A falta de luz solar em uma ou mais células fotovoltaicas que compõem um módulo impedem a passagem de corrente para as demais células constituintes. Consequentemente, módulos conectados em série também são afetados pois a quantidade de corrente produzida no todo é reduzida, o que causa uma diminuição na produção de energia elétrica de um sistema fotovoltaico. Por isso, faz-se necessária uma análise minuciosa no local apropriado onde o sistema deve ser instalado.

Entretanto, em locais onde o sistema já está inserido, ocorrências de sombreamentos podem surgir provenientes de estruturas, fachadas e muretas construídas posteriormente à instalação do sistema ou até mesmo não observadas.

Portanto, é importante analisar o comportamento da geração de energia, quantificando as perdas para diferentes tipos de sombreamento. Além disso, esse estudo é motivado pela busca de soluções mais simplificadas para esses casos de

sombreamento, com base no uso de módulos de silício policristalino de 60 células contendo três diodos de *by-pass*⁵, conectadas a um inversor de *string* convencional.

⁵ Termo em inglês que pode ser traduzido para o português como “diodos de desvio”.

2 REVISÃO DA LITERATURA

2.1 PANORAMA ELÉTRICO BRASILEIRO

Devido a abundância de bacias hidrográficas distribuídas na extensão territorial do Brasil, que possui dimensão continental, a operação e o planejamento do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) é conduzido pela predominância de usinas de geração hidrelétrica. Essa condição possibilita a complementariedade entre as regiões que possuem interligação no sistema de linhas de transmissão, uma vez que a maioria do país é atendido pelo Sistema Interligado Nacional (SIN). (TOLMASQUIM, 2016).

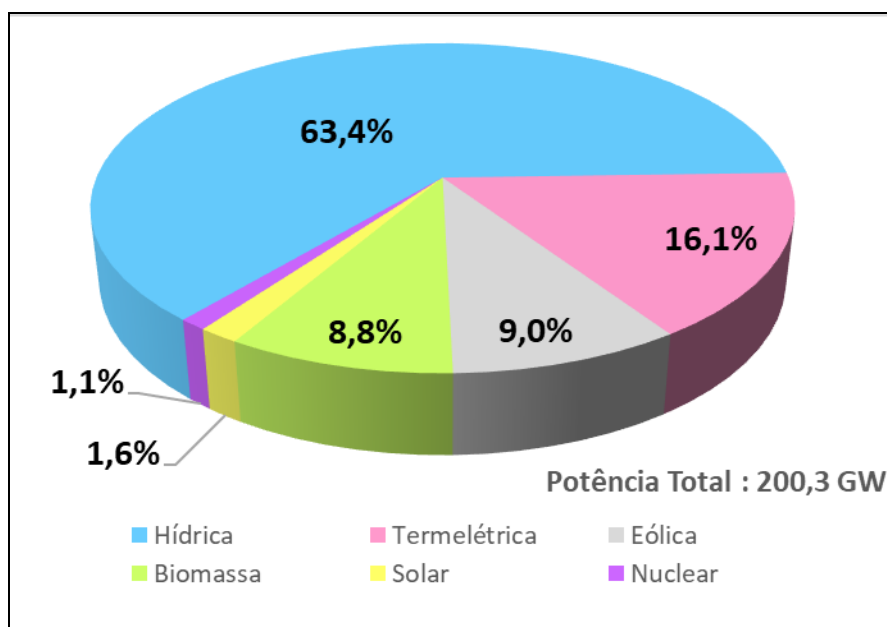
Visto que as vazões dos rios brasileiros apresentam sazonalidade e volatilidade interanual, podem ocorrer sequências de anos que possuem altas vazões seguido por anos que apresentam baixas vazões. A operação do sistema elétrico apresenta um dilema de indecisão entre utilizar apenas a água dos reservatórios ou utilizar as centrais geradoras térmicas, que apresentam maior custo de operação, e isso pode gerar múltiplos cenários de operação do sistema elétrico. Por isso, faz-se importante o planejamento de cenários que acarrete em um custo menor para o consumidor. (TOLMASQUIM, 2016).

Para garantir a segurança e o atendimento de baixo custo ao consumidor, mesmo em condições de afluências ruins, é necessário a implementação de outras fontes de energia menos danosas ao ambiente, de preferência renováveis, como as energias solar, eólica e biomassa, para complementar a geração de energia elétrica demandada ao atendimento. (TOLMASQUIM, 2016).

Atualmente, conforme Aneel (2020), a energia hídrica possui perfil majoritário na composição da matriz elétrica brasileira, com 63,4%, seguida pela energia térmica, com 16,1%, fonte não renovável. Outras energias, de fontes renováveis, têm sua ascensão destacada, sendo a energia solar compondo 1,6% da matriz elétrica brasileira, de acordo com a Figura 1 fornecida pela Aneel (2020).

De acordo com EPE (2020) há uma previsão de um aumento expressivo na participação das fontes de energia eólica e solar fotovoltaica, que atualmente representa 9,0% e 1,6% da matriz elétrica brasileira, respectivamente. A atuação dessas fontes de energia é muito importante para a expansão do sistema elétrico brasileiro, por contribuir com uma parcela de atendimento de energia.

FIGURA 1 - MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA EM MARÇO DE 2020



FONTE: ADAPTADO DE ANEEL (2020).

Observa-se, portanto, que a diversificação da matriz elétrica, majoritariamente composta de energia hídrica, pode ser propiciada pela expansão das energias eólica e solar, que garantem segurança ao atendimento de energia elétrica demandada pelos consumidores. Além disso, a energia solar, por ser uma fonte de energia renovável, permite a produção de energia elétrica de forma limpa, sem causar grandes danos ao meio ambiente.

2.2 HISTÓRIA DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

Nos primórdios da descoberta da energia solar fotovoltaica, o efeito fotovoltaico foi observado pela primeira vez em 1839 por Edmund Bequerel, onde produziu-se corrente elétrica a partir de um eletrodo de platina imerso em um eletrólito quando exposto à luz solar. Quase 40 anos depois, William Adams e Richard Day trabalharam a corrente fotovoltaica, que poderia ser produzida a partir de placas de platina aquecidas em contato com amostras de selênio, cujo apresentavam 0,5% de eficiência quando expostas à luz. (NELSON, 2003).

Em 1883, Charles Fritzz desenvolveu a primeira célula solar, que marcou o início da tecnologia fotovoltaica. Produzida a partir de selênio finamente revestido de ouro, tinha eficiência de aproximadamente 1%. No entanto, somente em 1905, após

o trabalho de Albert Einstein acerca do efeito fotoelétrico, é que se pode explicar como era possível produzir eletricidade a partir da luz. (NELSON, 2003).

Em 1941, Russel Ohl descobriu a junção p-n e os efeitos fotovoltaicos no silício, conhecido como o inventor da célula solar moderna. Por volta de 1950, Chapin, Fuller e Pearson descobriram maneiras de como produzir as junções p-n em silício, anteriormente descobertas, que posteriormente levou a fabricação da primeira célula solar, que apresentava uma eficiência de 6%. A energia produzida por essa célula era suficiente apenas para operar pequenos dispositivos elétricos. (NELSON, 2003).

Inicialmente, a tecnologia fotovoltaica somente foi empregada em ações espaciais, devido seu alto custo de investimento. A partir do momento em que se tornou viável economicamente, na década de 70, começou a ser aplicada em áreas terrestres isoladas. (TOLMASQUIM, 2016).

Nos anos 80 foram implementadas centrais fotovoltaicas de médio porte, da ordem de centenas de kWp em países da Europa e nos EUA, sendo que no final dos anos 90, a produção anual mundial já era de 80 MWp. Houve então um grande avanço próximo aos anos 2000, quando alguns países começaram a incentivar a geração de eletricidade a partir de energia solar fotovoltaica conectada à rede e a produção anual mundial atingiu o patamar de 4.200 MWp. (TOLMASQUIM, 2016).

O Brasil é um país favorecido na incidência de radiação, tendo, portanto, vantagens para o aproveitamento de energia solar. Atualmente, o país conta com avanço na regulamentação de geração distribuída e desenvolvimento na realização de leilões associados à energia solar, que garante segurança aos investidores. (TOLMASQUIM, 2016).

Nesse contexto, o Brasil, com sua enorme extensão territorial e abundância no recurso solar energético, apresenta-se, portanto, como um excelente local para o proveito desse recurso fazendo uso da tecnologia fotovoltaica.

2.3 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL

A energia solar fotovoltaica pôde se desenvolver em geração distribuída no Brasil a partir da publicação da Resolução Normativa nº 482 (ANEEL, 2012), pois permitiu aos consumidores o acesso a microgeração e minigeração distribuída. Desse modo, todo consumidor que estiver ativamente cadastrado no Ministério da Fazenda, seja por CPF ou CNPJ, tem concessão para solicitar a conexão um sistema gerador

de energia elétrica próprio, proveniente de fontes renováveis, às redes de distribuição das concessionárias, possuindo a garantia de realizar a compensação de energia produzida e consumida. (AGUIAR JUNIOR; PINTO, 2017).

[...] a resolução 482/2012 definiu a microgeração distribuída como uma central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 100 kW e que utilize fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada. Tratou também da minigeração distribuída, definindo-a como uma central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW para fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada. (AGUIAR JUNIOR; PINTO, 2017, p. 3).

Dessa forma, o sistema de compensação das concessionárias garante que o excedente da energia gerada pelos módulos solares fotovoltaicos durante os horários de incidência solar seja injetado na rede e, assim, seja gerado créditos. Posteriormente, esses créditos são gastos ao receber energia elétrica durante a noite ou em dias chuvosos, momentos em que não há geração de energia elétrica a partir do sistema gerador fotovoltaico. (OLIVEIRA, 2017; PINHO; GALDINO, 2014).

Entretanto, o período inicial de vigência dessa modalidade da utilização de créditos energéticos não foi satisfatório, pois as regras de compensação não estavam claras e, em alguns casos, os créditos eram perdidos. Sendo assim, o regulamento foi aprimorado pela Resolução Normativa nº 687 (ANEEL, 2015), que tornou o processo de conexão mais rápido e melhorou o sistema de compensação de créditos das unidades consumidoras, prolongando o prazo de validade em até 5 anos. Foram permitidas também conexões de geração distribuída de até 5 MW na rede de distribuição. (RÜTHER *et al*, 2018).

Além disso, foi regulamentada a modalidade chamada de Autoconsumo Remoto, que permite o envio de créditos energéticos para outras Unidades Consumidoras (UC) desde que sejam de mesma titularidade. Todavia, houve uma demora na adequação do atendimento ofertado pelas companhias para a efetivação dessa modalidade. Assim, a Resolução Normativa nº 786 (ANEEL, 2017) surgiu como uma revisão da Resolução Normativa nº 482 (ANEEL, 2012), a fim de consolidar e atualizar o sistema vigente. (AGUIAR JUNIOR; PINTO, 2017).

Devido aos incentivos governamentais ofertados, como as isenções tributárias de PIS/COFINS e ICMS sobre a energia compensada pela unidade consumidora, válido para todos os estados do país, a geração de energia elétrica por meio da

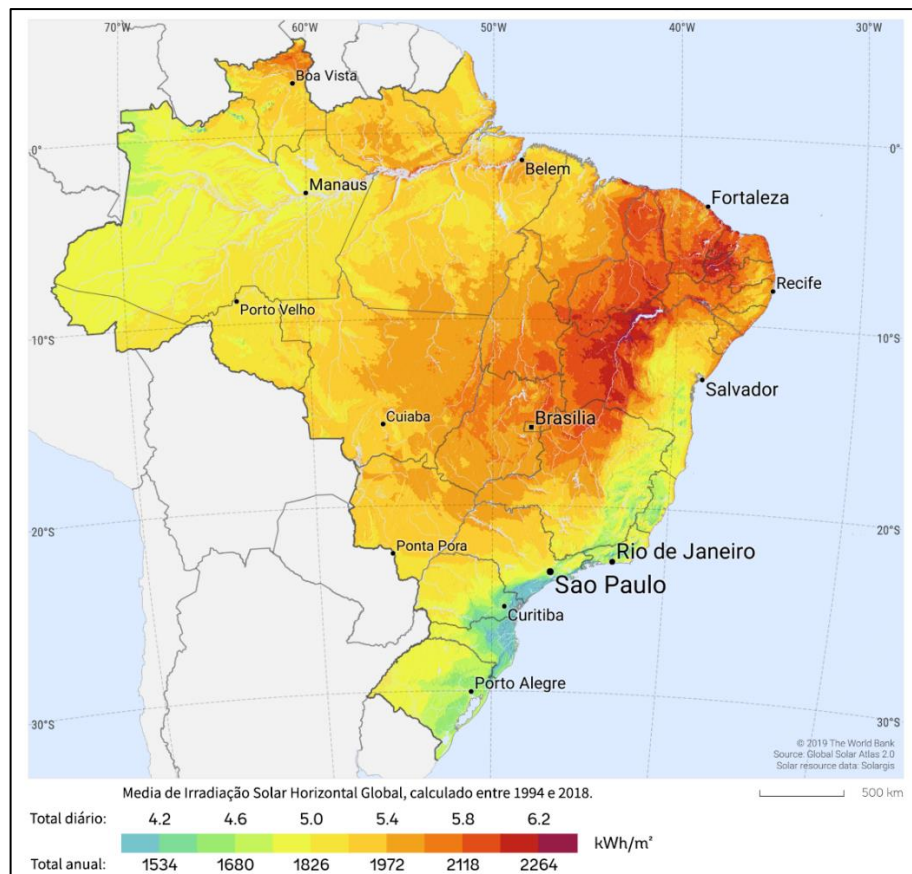
energia solar fotovoltaica tornou-se, atualmente, mais acessível, principalmente na modalidade de geração distribuída. (CONFAZ, 2015; RAMOS FILHO, 2017).

2.4 POTENCIAL SOLARIMÉTRICO BRASILEIRO

O Brasil possui um demasiado potencial de energia solar, em virtude de sua localização geográfica com índices de irradiação solar propícios para geração de energia elétrica em grandes usinas ou distribuída em unidades consumidoras. (FREIRE, 2015; PINHO; GALDINO, 2014).

A Figura 2 mostra um mapa do recurso disponível, em média, de irradiação solar horizontal no Brasil. A faixa de intensificação de irradiação é representada pelas cores azul, verde, amarelo, laranja, vermelho e roxo, respectivamente. Os valores apontados foram obtidos a partir da média a longo prazo entre o período de 1999 e 2018.

FIGURA 2 - MAPA DA IRRADIAÇÃO SOLAR NO BRASIL



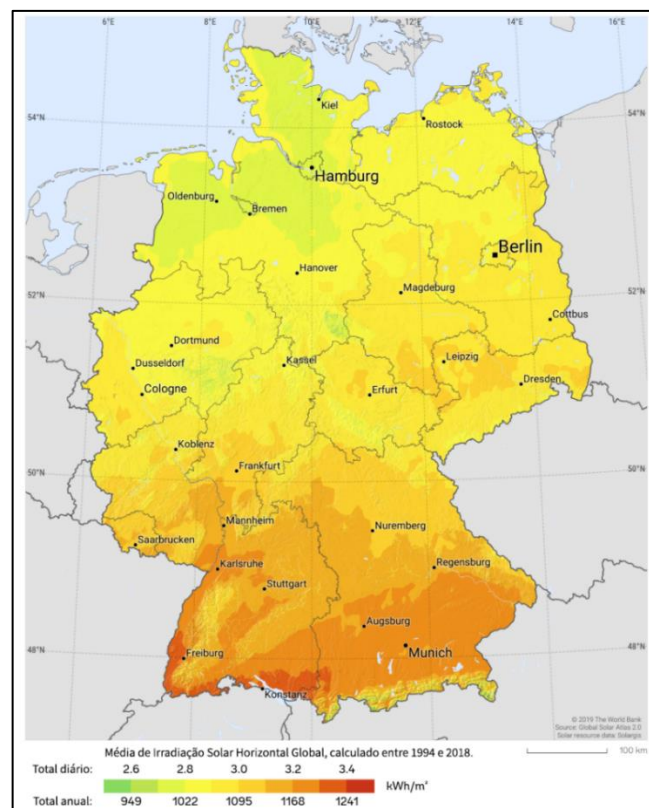
FONTE: GLOBAL SOLAR ATLAS (2019a).

Ainda na Figura 2, observa-se que a irradiação alcança o valor máximo em torno de 2264 kWh/m² anualmente na região Nordeste do país, equivalente à 6,2 kWh/m² por dia. Deve-se destacar que os mais baixos índices de irradiação, apresentados na coloração azul, são de cerca de 1534 kWh/m² anualmente nas regiões litorânea dos estados de São Paulo, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul. Essa irradiação é equivalente à uma média de 4,2 kWh/m² por dia.

A região noroeste do estado do Paraná, localizada na região Sul no Brasil, onde esse trabalho foi realizado, possui irradiação solar global entre 1826 kWh/m² e 1972 kWh/m² em média, anualmente, conforme podemos observar na Figura 2, com irradiação global diária indicada entre 5,0 kWh/m² e 5,4 kWh/m² pelas cores amarela a levemente laranja.

Ao passo que a Figura 3 apresenta um mapa do recurso solar disponível na Alemanha, onde a irradiação varia de 949 kWh/m² a 1241 kWh/m² em escala anual, com indicação de aumento de irradiação pelas cores verde, amarelo, laranja e vermelho, respectivamente. Os valores indicados pela Figura 3 foram obtidos a partir da média a longo prazo entre o período de 1994 e 2018.

FIGURA 3 - MAPA DA IRRADIAÇÃO SOLAR NA ALEMANHA



FONTE: GLOBAL SOLAR ATLAS (2019b).

A região onde esse estudo foi realizado, se torna, portanto, um local de ótimo potencial de produção de energia solar fotovoltaica, pois, a região noroeste paranaense apresenta maior irradiação solar em comparação ao mais alto valor de irradiação solar do mapa da Alemanha, visto que a Alemanha possui o maior mercado de energia solar do mundo para geração de energia elétrica, com significativa capacidade instalada. Conforme a Figura 3, a região com maior incidência de energia solar concentra-se ao sul do país. Observa-se, portanto, que até mesmo o maior potencial de energia solar da Alemanha, de 3,4 kWh/m² diário, é menor que a irradiação de 5 kWh/m² apresentada na região noroeste do estado do Paraná, apresentada na Figura 2. (FREIRE, 2015; PINHO; GALDINO, 2014).

O INPE (2017) também afirma que o Brasil possui uma ótima disponibilidade de energia solar em seu território, com irradiação solar global maior que a da Alemanha, onde a tecnologia é empregada em larga escala. Isso indica que a energia solar utilizada para geração de eletricidade pode colaborar para o enriquecimento e a diversificação da matriz elétrica brasileira.

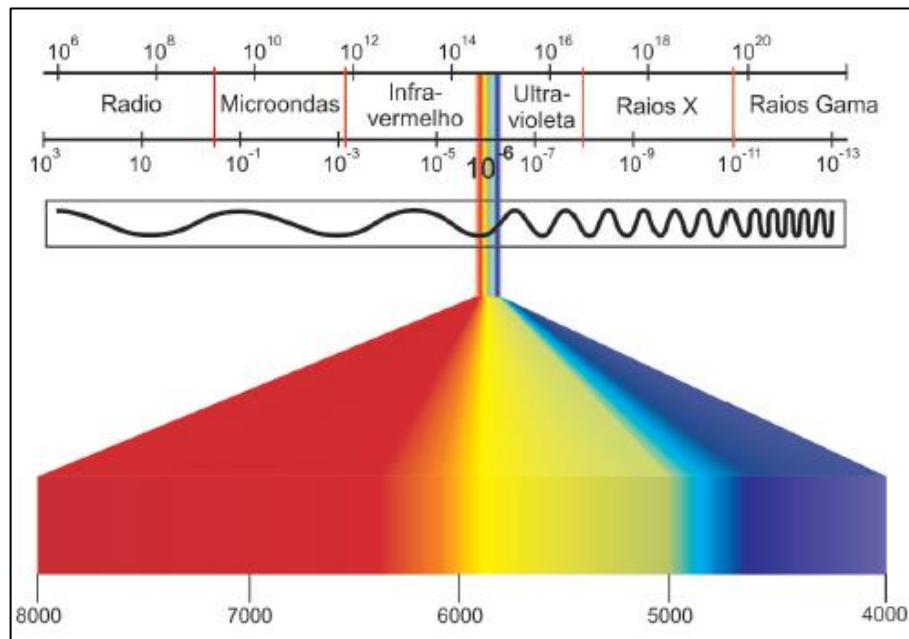
2.5 RADIAÇÃO SOLAR E EFEITO FOTOVOLTAICO

A radiação eletromagnética que alcança a estratosfera terrestre é a energia do Sol transmitida por ondas eletromagnéticas constituídas de diferentes frequências e comprimentos de onda. Da enorme faixa de comprimentos de onda existente, apenas é possível captar a olho nu a parte do espectro de luz visível, entre 400 nm e 700 nm, conforme apresenta a Figura 4. (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

Denomina-se espectro da radiação solar o conjunto de todas as frequências das ondas eletromagnéticas que são emitidas pelo Sol e atingem a superfície terrestre, composta por 53% de radiação invisível (nas faixas do ultravioleta e próximo ao infravermelho) e 47% de luz visível. (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

A distribuição da radiação solar é dependente de vários parâmetros e, por isso, cada região da estratosfera terrestre possui uma quantidade de energia radiante diferente. Desse modo, faz-se necessário observar os movimentos astronômicos que proporcionam a radiação que alcança a estratosfera. (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

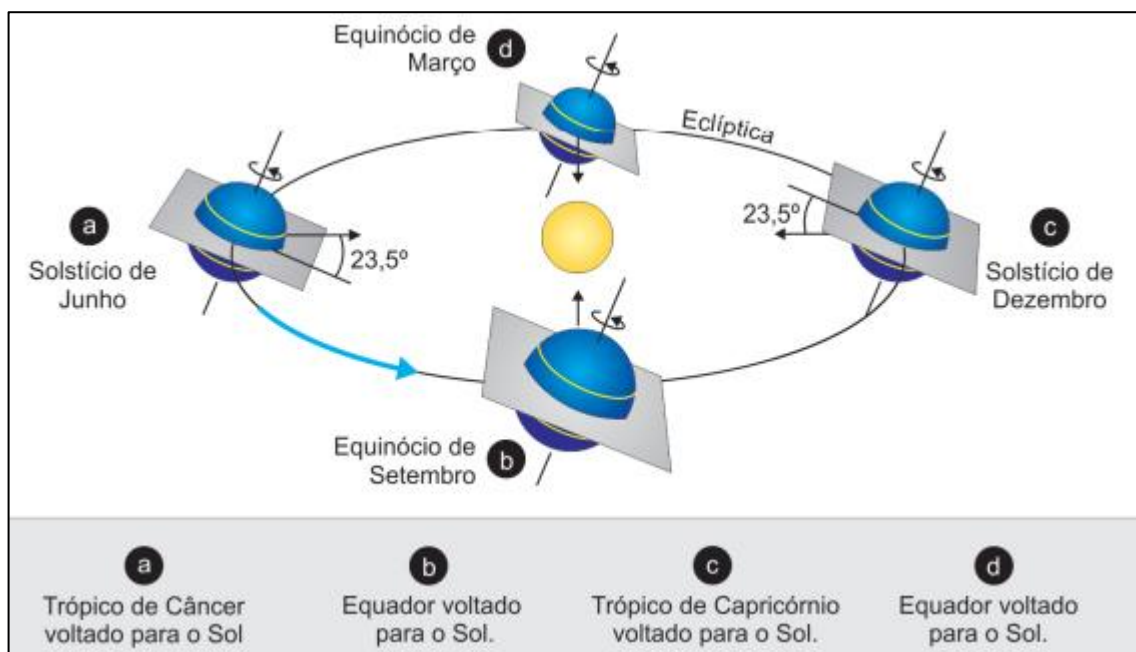
FIGURA 4 - ESPECTRO ELETROMAGNÉTICO



FONTE: OLIVEIRA FILHO; SARAIVA (2014).

Durante o ano, existem quatro posições características da Terra em sua eclíptica: o equinócio de março, o solstício de junho, o equinócio de setembro e o solstício de dezembro, como é apresentado na Figura 5, motivo pelo qual existem as estações do ano. (OLIVEIRA FILHO; SARAIVA, 2014).

FIGURA 5 - POSIÇÕES RELATIVAS DA TERRA EM FUNÇÃO DE SUA ÓRBITA AO REDOR DO SOL

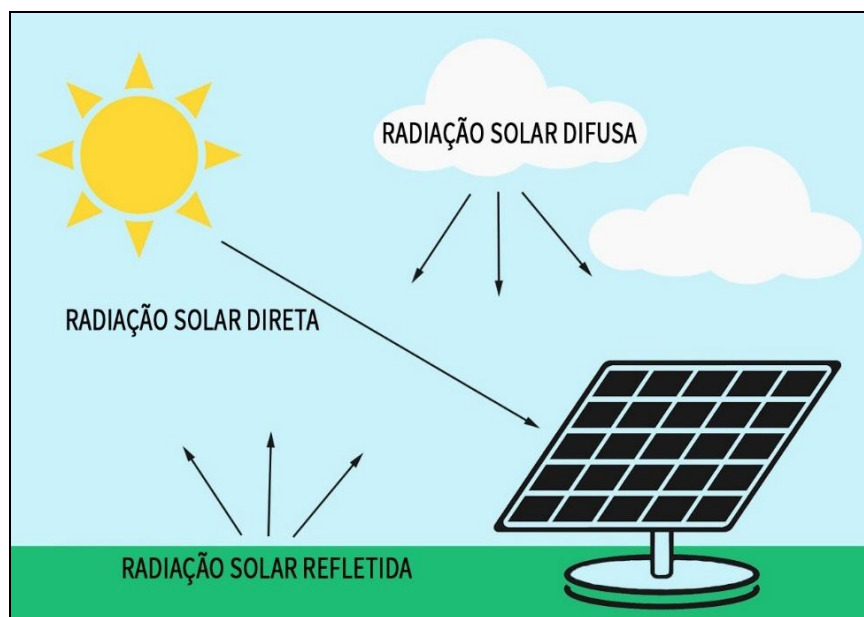


FONTE: OLIVEIRA FILHO; SARAIVA (2014).

Além da época do ano, a localização geográfica, a hora do dia, as condições climáticas e a composição da atmosfera também influenciam na quantidade de energia incidida sobre a Terra. Nos equinócios, a duração da incidência solar no dia é a mesma para qualquer localidade, entretanto, com a inclinação de $23,5^\circ$ da Terra, é possível observar a variação da incidência solar em determinadas localizações. (OLIVEIRA FILHO; SARAIVA, 2014; VILLALVA; GAZOLI, 2012).

O fluxo de potência que alcança a superfície terrestre é denominado irradiação solar, que é expressa em termos de energia por unidade de área. A Figura 6 ilustra as componentes da radiação solar global, que são os feixes de luz que alcançam a superfície terrestre e possuem componentes de radiação direta e de radiação difusa, que correspondem à incidência solar que produz sombras nítidas e vem diretamente do Sol e aquela que alcança a superfície após sofrer o espalhamento pela atmosfera, respectivamente. A radiação global, além de incluir os componentes de radiação direta e a radiação difusa, ainda é constituída pelo albedo, que é equivalente à radiação solar refletida, cuja quantidade varia de acordo com a superfície. (OLIVEIRA FILHO; SARAIVA, 2014; VILLALVA; GAZOLI, 2012).

FIGURA 6 - COMPONENTES DA RADIAÇÃO SOLAR



FONTE: Adaptado de AURORA SOLAR (2018).

O efeito fotovoltaico, que ocorre nas células fotovoltaicas, é definido como a capacidade que uma célula solar tem de transformar a energia luminosa em eletricidade, ou seja, é o fenômeno físico que ocorre através da conversão direta da radiação eletromagnética do Sol em energia elétrica por meio de semicondutores. Esse fenômeno foi descoberto pelo físico Edmund Becquerel em 1839, mas apenas foi aplicado de forma prática por volta de 1950 por Bell Laboratories. (LOPEZ, 2012; VILLALVA; GAZOLI, 2012).

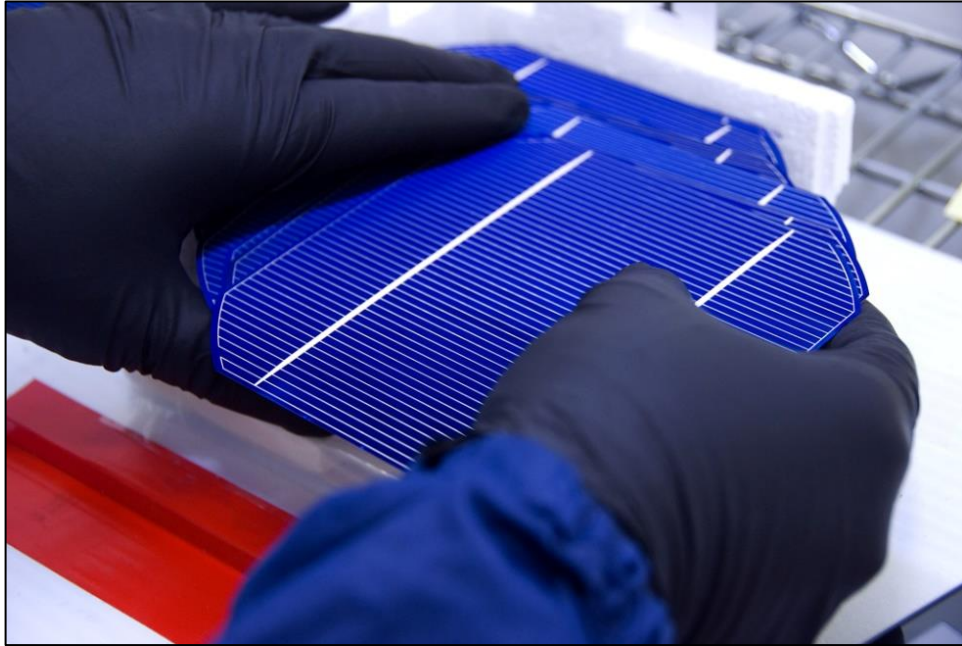
O efeito fotovoltaico, que é a base dos sistemas de energia solar fotovoltaica para a produção de eletricidade, consiste na transformação da radiação eletromagnética do Sol em energia elétrica através da criação de uma diferença de potencial, ou uma tensão elétrica, sobre uma célula formada por um sanduíche de materiais semicondutores. (VILLALVA; GAZOLI, 2012, p. 41).

Faz-se necessário salientar as diferenças entre o efeito fotovoltaico e efeito fotoelétrico, efeitos originados pela incidência de radiação eletromagnética sobre corpos. Enquanto o efeito fotovoltaico possui capacidade de gerar corrente elétrica a partir da conversão da radiação solar, o efeito fotoelétrico apenas causa a remoção de elétrons em materiais metálicos e não metálicos sólidos, líquidos ou gasosos, não sendo capaz de criar uma tensão elétrica sobre o material. (VILLALVA; GAZOLI, 2012; LOPEZ, 2012).

2.6 CÉLULA SOLAR FOTOVOLTAICA

Os módulos fotovoltaicos utilizados para a produção de energia elétrica a partir da energia solar, são constituídos de um conjunto de células fotovoltaicas. Conforme apresentadas na Figura 7, que ilustra células produzidas para a fabricação de módulos.

FIGURA 7 - CÉLULAS SOLARES FOTOVOLTAICAS



FONTE: SHARE ENERGY (2017).

As tecnologias comumente empregadas para a produção de células fotovoltaicas para comercialização é a utilização do silício na forma monocristalina, policristalina, ou ainda na forma de filme fino de silício. Esses materiais, respectivamente, agrupados em um módulo fotovoltaico, podem ser observadas na Figura 8.

FIGURA 8 - MÓDULOS DE SILÍCIO MONOCRISTALINO, SILÍCIO POLICRISTALINO E FILME FINO DE SILÍCIO



FONTE: PORTAL SOLAR [20--].

As células fotovoltaicas de silício possuem sua matéria-prima proveniente de um cristal de quartzo bruto e um bloco de silício, onde esses materiais são submetidos ao método de Czochralski⁶, que resulta em um lingote de silício, posteriormente utilizados para a produção de *wafers*⁷ de silício. (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

Nas células de silício monocristalino, são utilizados blocos de silício ultrapuro para a confecção do lingote, que é fatiado em bolachas de silício puro para então serem submetidas em processos químicos que garantem que as células recebam as propriedades das camadas semicondutoras P e N. O aspecto estético da célula de silício monocristalina é apresentado por um azul escuro ou preto uniforme. (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

Enquanto isso, as células de silício policristalino não apresentam aspecto uniforme devido ao lingote de silício composto por um aglomerado de pequenos cristais de silício multifacetados utilizado em sua fabricação. Essas células resultam em um custo menor pois seu modo de fabricação é mais barato. Apesar disso, apresentam uma eficiência inferior em relação às células monocristalinas, cuja porcentagem varia de acordo com o modelo e marca de fabricação. Entretanto, nos últimos anos, os valores de eficiência das células policristalinas aproximaram-se significativamente em comparação à eficiência das células monocristalinas. (VILLALVA; GAZOLI, 2012; LOPEZ, 2012).

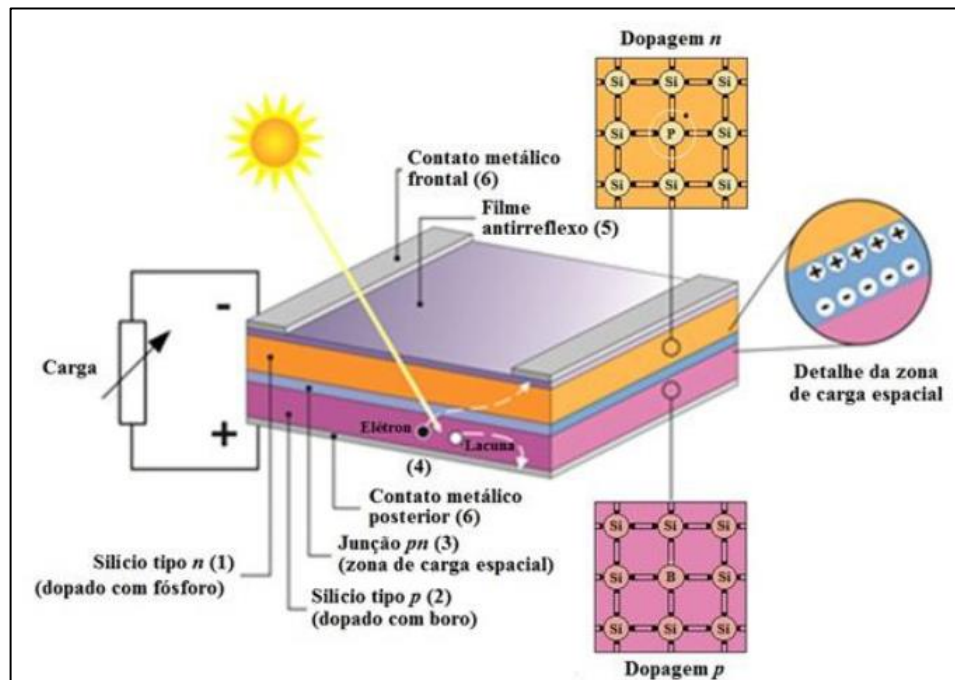
Na tecnologia de produção de filmes finos de silício são empregados a combinação de silício amorfo com outros materiais como o silício microcristalino, a tecnologia de telureto de cádmio e a tecnologia CIGS (cobre-índio-gálio-selênio). Apesar dos filmes finos apresentarem baixos custos de fabricação, sua eficiência é inferior à eficiência de células cristalinas, cujo valor varia de acordo com a marca e modelo de fabricação. (SAMPAIO *et al.*, 2019; VILLALVA; GAZOLI, 2012).

Desse modo, a partir do *wafer* de silício, tem-se que o processo de fabricação de células fotovoltaicas comerciais é iniciado. A estrutura de uma célula fotovoltaica é apresentada na Figura 9, onde alguns detalhes serão tratados posteriormente.

⁶ O método de Czochralski é uma técnica comumente utilizada para obtenção de materiais cristalinos que consiste em obter um cristal a partir de uma composição inicial fundida em um cadinho, e retirado lentamente através de uma haste chamada de dedo frio. Na ponta da haste é colocada uma pequena amostra de material cristalino chamado semente que serve de base para a solidificação do material que se encontra fundido (OCTAVIANO *et al.*, 2009).

⁷ Finas bolachas de silício (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

FIGURA 9 - ESTRUTURA BASE DE UMA CÉLULA FOTOVOLTAICA



FONTE: PINHO; GALDINO (2014).

As células fotovoltaicas possuem duas camadas de materiais semicondutores, constituídos de propriedades elétricas intermediárias entre condutores e isolantes e fazem parte de um grupo de elementos químicos. Esses possuem quatro elétrons em sua camada de valência, que estão ligados a quatro átomos quando o cristal se encontra puro e que caracteriza sua condutividade elétrica. Alguns exemplos desse tipo de material são Silício (Si), Germânio (Ge) e Arseneto de Gálio (GaAs). (BOYLESTAD, 2012; SAMPAIO *et al.*, 2019).

Condições ambientais tais como temperatura ou estado elétrico alteram a condutividade destes materiais de modo que alguns elétrons da camada de valência são excitados para a camada de condução. Essa excitação ocorre com a incidência de uma certa quantidade de energia, tendo assim um comportamento de um material condutor e isso os torna um material de grande aplicabilidade prática. À baixas temperaturas, esses materiais se comportam como isolantes. (HALLIDAY, 2011).

Entretanto, as características dos materiais semicondutores podem ser melhoradas quando são adicionados determinados átomos de impurezas, como é o caso dos semicondutores submetidos a um processo de dopagem. Essa tecnologia é usualmente utilizada para realizar a junção de duas camadas de semicondutores, que permite aumentar significativamente o número de elétrons disponíveis para transitar entre as camadas. (BOYLESTAD, 2012; LOPEZ, 2012).

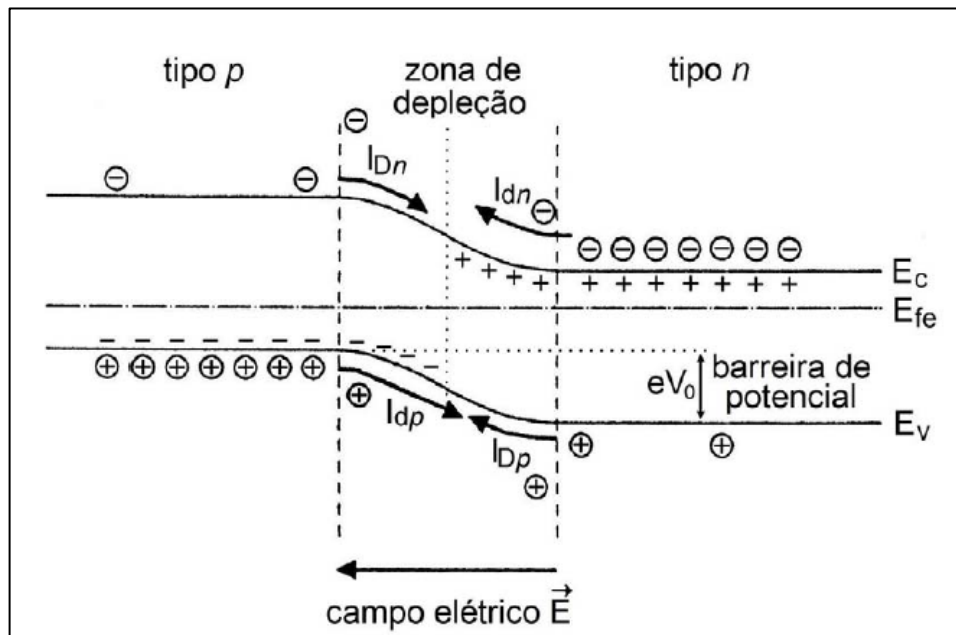
Para realizar o processo de dopagem na fabricação de materiais semicondutores, necessita-se de dois tipos materiais extrínsecos: do tipo *P* e do tipo *N*, como pôde ser observado na Figura 9. O material do tipo *N* é elaborado com a inclusão de elementos de impurezas que possuem cinco elétrons na camada de valência, como o arsênio, o fósforo e o antimônio. Nesse material, o número de prótons é equivalente ao número de elétrons livres que orbitam na estrutura. (LOPEZ, 2012).

O material do tipo *P* é fabricado dopando um cristal de silício ou germânio puro com elementos como boro, gálio e índio que possuem átomos de impurezas com três elétrons na camada de valência. O material semicondutor mais comum a ser utilizado na fabricação de células fotovoltaicas é o silício, por ser um material abundante e barato, estando presente em 95% das células fabricadas em todo o mundo. (LOPEZ, 2012).

Enquanto o material *N* possui elétrons em excesso, o material *P* apresenta a falta deles. Quando a célula fotovoltaica é iluminada, as duas camadas de material colocadas em contato formam uma junção semicondutora. Portanto, a energia da luz que penetra a fina camada superior *N* fornece energia suficiente para garantir a fluidez dos elétrons de uma camada para outra ocupando espaços vazios das lacunas. (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

Dessa forma, é estabelecido um equilíbrio entre as correntes de elétrons que fluem entre as lacunas e forma-se uma zona de cargas positivas e negativas chamada zona de depleção, gerando um campo elétrico, também conhecida como barreira de potencial. A representação do processo da junção *PN* encontra-se na Figura 10, onde eV_0 é a barreira de potencial, i_{dn} é corrente de difusão de elétrons, i_{dp} é corrente de difusão de lacunas, i_{Dn} é corrente de deriva de elétrons, i_{Dp} é corrente de deriva de lacunas, E_c é o nível inferior de energia da banda de condução, E_v é o nível máximo de energia da banda de valência, E_{fe} é a diferença de potencial no Nível de Fermi. (PINHO; GALDINO, 2014).

FIGURA 10 - REPRESENTAÇÃO DA JUNÇÃO PN



FONTE: PINHO; GALDINO (2014).

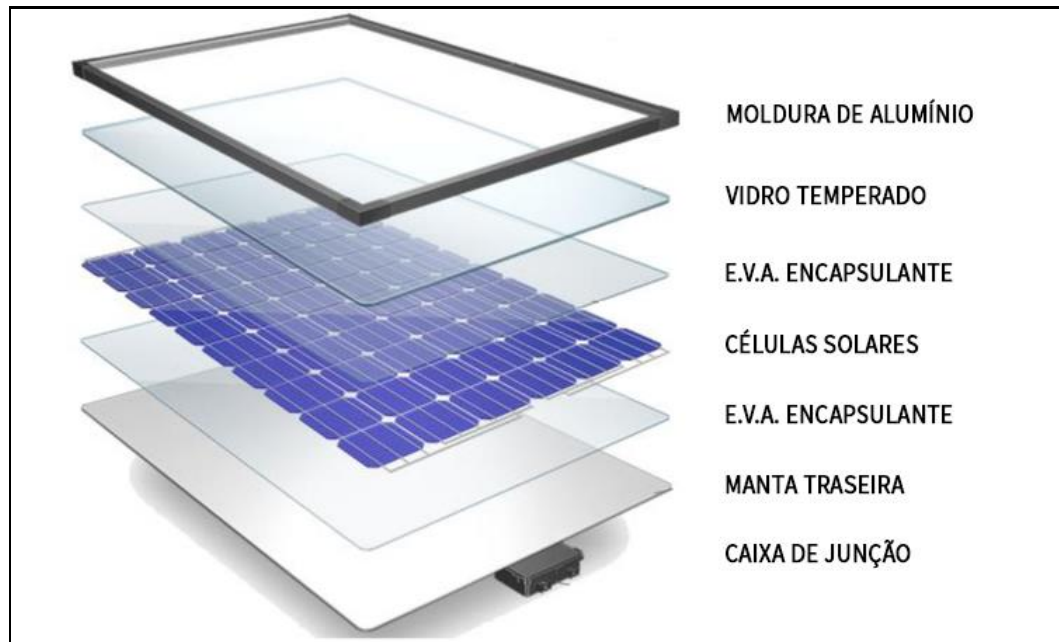
Por fim, conforme a Figura 9, é adicionado na célula fotovoltaica uma película de filme fino antirreflexivo para que toda radiação penetre nas camadas, ocasionando o movimento dos elétrons nos materiais semicondutores, que formam a corrente elétrica. Para coletar essa corrente, as células fotovoltaicas ainda possuem uma grade de coletores metálicos frontal. Além disso, também possuem uma base metálica posterior que conduz a corrente elétrica produzida. (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

2.7 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

O módulo fotovoltaico comumente comercializado para sistemas de geração de energia elétrica é constituído por um conjunto de células fotovoltaicas que possui como material semicondutor o silício monocristalino ou policristalino. Estes que demonstram confiabilidade e consolidação no mercado, estando presente em 85% da produção de células. As células são, ainda, dispostas em materiais encapsulantes contendo E.V.A, vidro e alumínio, conforme a Figura 11 e interligadas por filamentos metálicos. Além disso, possui superfície translúcida e resistente que permite receptor os raios solares. (FRAUNHOFER ISE, 2019; LOPEZ, 2012; CLEAN ENERGY REVIEWS, 2018).

A caixa de junção, também apresentada na Figura 11, possui função de abrigar, com segurança, os cabos que conectam as células fotovoltaicas do módulo. Além disso, nela contém diodos de *by-pass*, que são necessários para evitar a corrente de retorno quando alguma célula apresenta sombreamento. (CLEAN ENERGY REVIEWS, 2018).

FIGURA 11 - ENCAPSULAMENTO DE UM MÓDULO FOTOVOLTAICO



FONTE: CLEAN ENERGY REVIEWS (2018).

Cada módulo comercial possui suas especificações fornecidas pelo fabricante conhecida como *datasheet*⁸. Nela, está apresentada características de módulos de várias potências diferentes do mesmo produto. Além das características físicas e térmicas do módulo, estão inseridas as características elétricas em STC⁹ (Condições Padronizadas de Teste) e em NOCT¹⁰. (Temperatura Nominal de Operação da Célula) (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

O padrão de teste mais utilizado é o STC. Entretanto, ele expõe as características elétricas de funcionamento em situações ótimas, o que não permite revelar as características reais de funcionamento. (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

⁸ Em português, traduz-se como folha de dados.

⁹ Sigla proveniente do inglês: *Standart test conditons*.

¹⁰ Sigla proveniente do inglês: *Norminal operating cell temperature*.

Dentre as características elétricas do módulo fotovoltaico referentes à STC, é válido destacar alguns dos parâmetros apresentados e seus respectivos significados. A tensão de circuito aberto (V_{oc}) é a máxima tensão que pode ser entregue em corrente nula. A corrente de curto circuito (I_{sc}) é a máxima corrente que pode ser entregue em tensão nula. A tensão de máxima potência (V_{mp}) e a corrente de máxima potência (I_{mp}) são os valores de tensão e corrente, respectivamente, nos terminais do módulo, quando este apresenta potência é máxima. A potência nominal máxima ($P_{m\acute{a}x}$) representa o valor máximo de potência que o módulo pode fornecer. Além desses, nas condições padronizadas de teste ainda são apresentadas a eficiência do módulo (η) e a resistência à corrente inversa, que é a quantidade de corrente elétrica contrária que o módulo consegue suportar. (TOLMASQUIM, 2003; VILLALVA; GAZOLI, 2012).

O ponto onde é obtido valor de potência máxima ($P_{m\acute{a}x}$) de funcionamento das células fotovoltaicas pode ser observado conforme as curvas características de corrente e potência em função da tensão apresentadas na Figura 12. (ABNT, 2004; GOSWAMI, 2015).

O gráfico presente na Figura 12 levou em consideração que o módulo comercial possui 72 células fotovoltaicas, conforme Canadian (2016a). As células são todas conectadas em série, portanto, a corrente elétrica se mantém constante e a tensão elétrica resultante na saída do módulo é a soma da tensão das 72 células.

Observa-se que valor de máxima potência não está relacionado com o máximo dos valores de tensão ou de corrente, e sim quando o produto entre corrente e tensão resultar em um valor máximo, conforme a Equação 1.

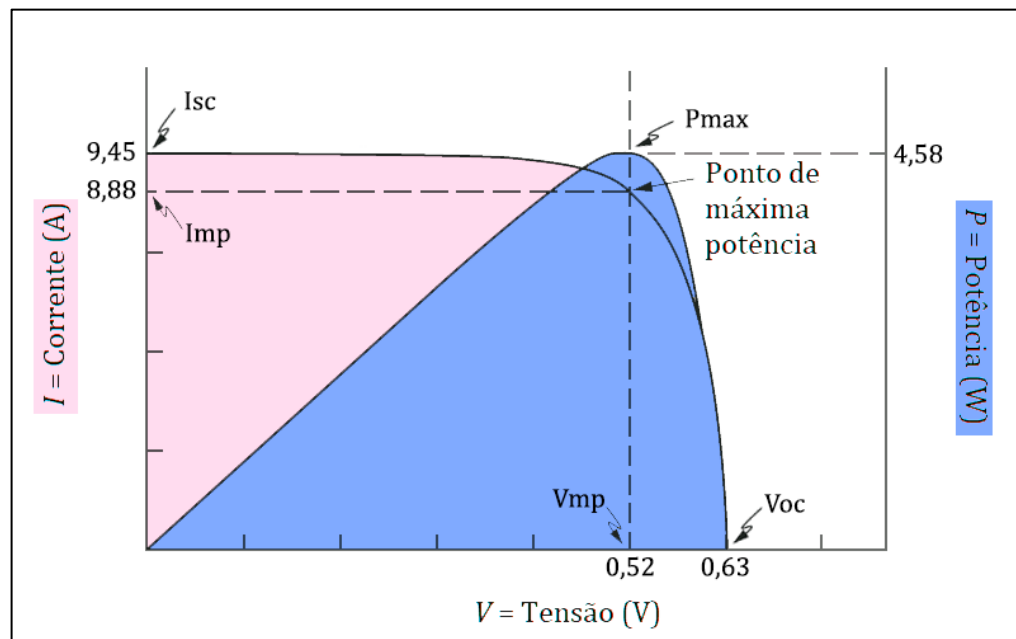
$$P = V \times I \quad (1)$$

Onde:

- $P \rightarrow$ Potência (W);
- $V \rightarrow$ Tensão (V);
- $I \rightarrow$ Corrente (A);

Gráficos semelhantes ao apresentado na Figura 12 podem ser analisados para diferentes valores de tensão nominal de células fotovoltaicas, seguindo a mesma lógica.

FIGURA 12 - CARACTERÍSTICAS TÍPICAS DE CORRENTE, TENSÃO E POTÊNCIA DE UM MÓDULO FOTOVOLTAICO DE 330 Wp COM 72 CÉLULAS



FONTE: Adaptado de GOSWAMI (2015) e CANADIAN (2016a).

2.8 INVERSORES FOTOVOLTAICOS

Os inversores aplicados no dimensionamento de sistemas solares fotovoltaicos conectados à rede possuem a função de converter corrente contínua, proveniente dos módulos fotovoltaicos, em corrente alternada, a qual é atualmente a forma padrão de distribuição de energia elétrica. Sendo assim, o inversor injeta na rede elétrica uma quantidade de corrente de formato senoidal, que é compatível e síncrona com a tensão senoidal da rede, mantendo compatíveis os valores de tensão eficaz e frequência. (ABNT, 2004; LOPEZ, 2012; VILLALVA; GAZOLI, 2012).

Dentre os inversores disponíveis para conexão com a rede, os chamados *grid-tie*, há dois tipos principais de compatibilidade com a rede: os inversores monofásicos, que possuem saída contendo uma fase, um neutro e um condutor de proteção para aterramento; e os inversores trifásicos, que possuem saída contendo três fases com 120° de defasagem entre elas, um neutro e um condutor de proteção para aterramento. (FRONIUS, 2012; VILLALVA; GAZOLI, 2012).

Neste sentido, os valores de tensão e de frequência de saída do inversor possuem uma faixa ajustável de funcionamento, variando conforme os padrões exigidos na rede elétrica de cada país ou região. No Brasil, existem alguns padrões

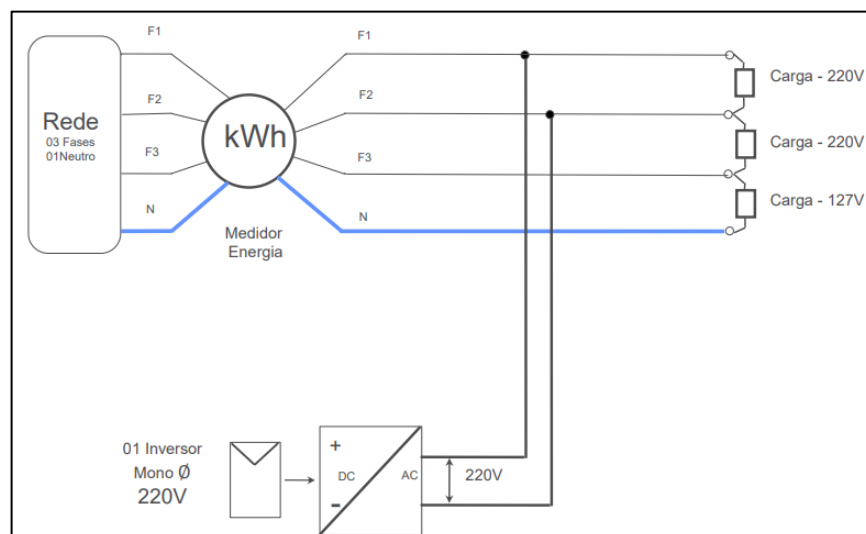
de tensão de distribuição de energia elétrica, no qual todos operam com 60 Hz de frequência. (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

Na maior parte dos estados brasileiros, a tensão da rede trifásica de distribuição opera com tensão de 220 V entre fase e neutro e tensão de 380 V entre fase e fase. Entretanto, em algumas regiões, como é o caso do estado do Paraná, a tensão da rede trifásica de distribuição opera com tensão de 127 V entre fase e neutro e tensão 220 V entre fase e fase. (FRONIUS, 2012; VILLALVA; GAZOLI, 2012).

Todavia, a maioria dos inversores que são vendidos no território brasileiro são construídos para operar apenas em um padrão brasileiro, com tensão de 380 V entre fase e fase. Sendo assim, para se utilizar destes inversores, faz-se necessário algumas adequações para conexão com a rede elétrica. (FRONIUS, 2012; VILLALVA; GAZOLI, 2012).

No caso dos inversores monofásicos de 220 V fase-neutro¹¹, sua saída pode ser conectada à rede elétrica paranaense através do uso de transformadores trifásicos para compatibilização da tensão de 127 V fase-neutro. Pode-se observar na Figura 13 a conexão da saída fase-neutro do inversor monofásico com duas fases da rede trifásica paranaense. (FRONIUS, 2012; VILLALVA; GAZOLI, 2012).

FIGURA 13 - INVERSOR MONOFÁSICO 220 V FASE-NEUTRO EM REDE TRIFÁSICA 127 V FASE-NEUTRO

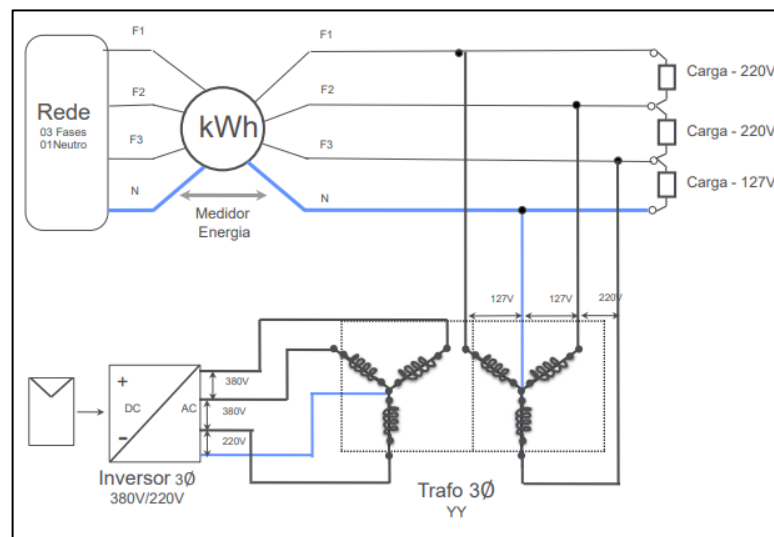


FONTE: FRONIUS (2012).

¹¹ Contração para a tensão fase e neutro.

Já no caso dos inversores trifásicos, a maioria são 220 V fase-neutro. Assim, a saída somente pode ser conectada na rede elétrica paranaense através do uso de transformadores trifásicos para compatibilização da tensão de 127 V fase-neutro. Observa-se, na Figura 14, a conexão da saída do inversor trifásico na rede trifásica paranaense através da utilização de um transformador trifásico para compatibilização da tensão. (FRONIUS, 2012; VILLALVA; GAZOLI, 2012).

FIGURA 14 - INVERSOR TRIFÁSICO 220 V FASE-NEUTRO EM REDE TRIFÁSICA 127 V FASE-NEUTRO



FONTE: FRONIUS (2012).

Para que o inversor possa operar sem causar problemas com a rede e evitar sobrecargas, as companhias de energia elétrica exigem que estes dispositivos operem com uma proteção a fim de evitar que o inversor opere ilhado da rede externa, ou seja, alimentando sozinho as cargas internas ou, até mesmo, cargas imóveis de vizinhos. Essa proteção chama-se anti-ilhamento e está presente em todos os inversores comercializados no Brasil, protegendo a rede elétrica, a equipe de manutenção e, inclusive, o próprio inversor. (PINHO; GALDINO, 2014).

Em sistemas geradores fotovoltaicos, os módulos conectados em série formam *strings*, que são posteriormente conectadas aos inversores. Os inversores possuem um número limitado de entradas para *strings* e, além disso, podem ser

equipados com um ou mais sistemas de MPPT¹² (*Maximum Power Point Tracking*). (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

A função dos sistemas de MPPT é buscar a melhor condição de funcionamento dos módulos fotovoltaicos, para que operem sempre em seu ponto de máxima potência. Cada MPPT de um inversor trabalha de forma independente, otimizando sempre a tensão e corrente do funcionamento de seus módulos e *strings* a ele conectado, de acordo com as condições que podem alterar o desempenho de produção de energia elétrica. (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

Seria mais vantajoso se todos os inversores possuísem diversas entradas com MPPT. Entretanto, esta adição encarece o inversor e, conseqüentemente, o sistema fotovoltaico. Assim, essa tecnologia de MPPT aparece em todos os inversores, mas geralmente são os inversores mais atuais e de maior potência que contam com mais entradas MPPT. (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

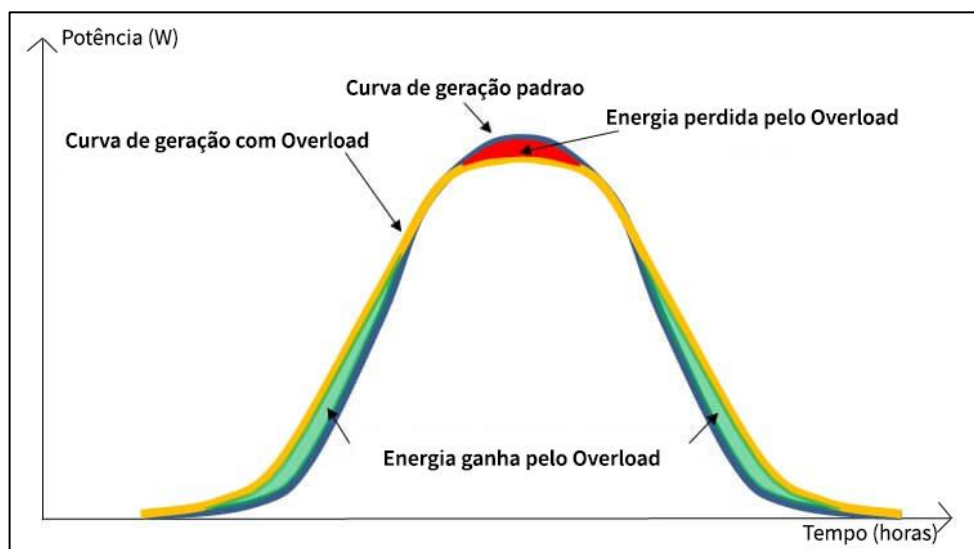
Como a geração de energia elétrica por meio da tecnologia fotovoltaica funciona somente durante os horários de incidência solar, durante os períodos de pouquíssima ou nenhuma incidência solar, os inversores entram em *stand-by* e após um certo período, eles desligam. Caso contrário, o inversor consumiria uma pequena quantidade de energia elétrica para funcionamento de seus circuitos internos, a qual não é desejável. (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

A potência nominal dos inversores diz respeito à potência que o inversor é capaz de prover durante seu regime de operação. Os atuais inversores fotovoltaicos são fabricados de forma que a potência de saída não exceda sua potência nominal. (PINHO; GALDINO, 2014).

Em alguns sistemas fotovoltaicos, é projetado um sobredimensionamento da relação CC-CA (da potência de pico do arranjo fotovoltaico em STC sobre a potência nominal do inversor). Desse modo, alcança-se uma potência nominal de maneira mais rápida no início da manhã e no final da tarde, permanece conectada à rede por mais tempo e gerando mais energia neste período, a fim de melhor aproveitar a potência nominal do inversor, como pode ser observado na Figura 15. (SMA SOLAR TECHNOLOGY AG, 2020).

¹² Tradução da sigla em português: “rastreamento do ponto de máxima potência”.

FIGURA 15 - DEMONSTRAÇÃO DO GRÁFICO DE PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE COM SOBREDIMENSIONAMENTO



FONTE: Adaptado de MORRIS (2017).

Observando o tempo total de operação do sistema fotovoltaico, análises averiguaram que a quantidade de energia produzida nas extremidades da curva é maior que a energia perdida no topo da curva, principalmente nos meses cujo o período de radiação solar é menor. Assim, é possível perceber que haverá um maior rendimento monetário para o sistema fotovoltaico. Essa prática de sobredimensionamento é conhecida como *oversizing*¹³, e atualmente são vastamente implementadas. (SMA SOLAR TECHNOLOGY AG, 2020).

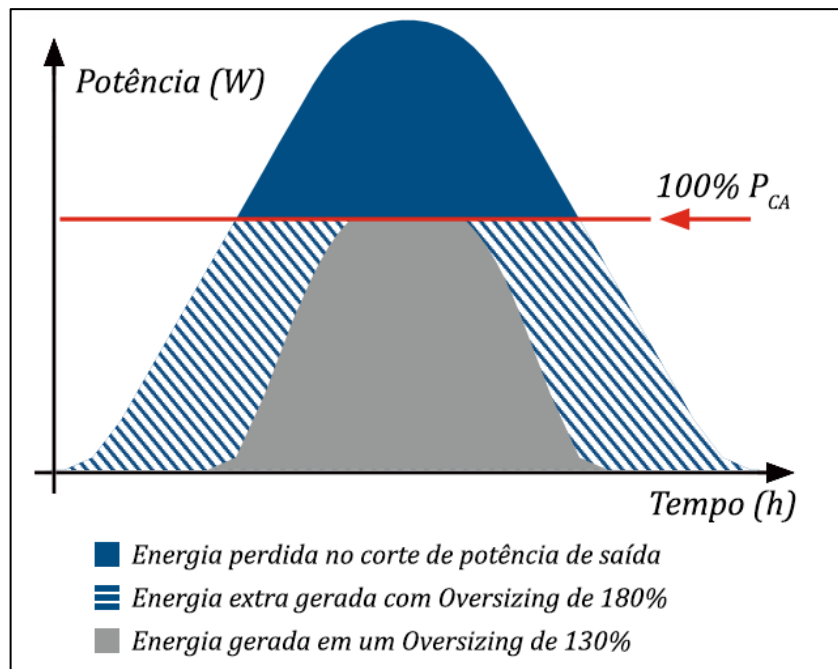
Em média, os sistemas fotovoltaicos são projetados com sobredimensionamento entre 120% e 140% para diminuir as perdas que podem ocorrer. Quando o pico de potência projetado não é atingido, não produz-se a quantidade de energia estimada, e esses casos podem ocorrer corriqueiramente devido a alguns fatores como: baixa irradiação, por exemplo, nos meses de inverno; temperatura ambiente muito alta; poluição sobre os módulos, orientação inadequada dos módulos ao longo do dia; degradação do módulo com o passar dos anos (estima-se que após 25 anos, permaneça 80% da potência nominal original) e perdas causadas pela transmissão nos cabos. (SMA SOLAR TECHNOLOGY AG, 2020).

A Figura 16 apresenta a comparação entre dois casos de *oversizing* diferentes, em que um deles está à 130% e outro à 180%. Observa-se que a linha

¹³ Em português, sobredimensionamento.

vermelha é o limite de potência de saída do inversor, a qual limita a produção de energia no horário de maior incidência solar.

FIGURA 16 - COMPARAÇÃO ENTRE SOBREDIMENSIONAMENTOS



FONTE: Adaptado de SMA SOLAR TECHNOLOGY AG (2020).

O motivo pelo qual é recomendado um sobredimensionamento de até 140% é que, nos casos em que a técnica de *oversizing* é aplicada de maneira exagerada, a perda de energia gerada realizada pelo corte de potência de saída é muito alta, o que torna esse esforço não compensatório, como no caso do sobredimensionamento de 180% apresentado na Figura 16. (SMA SOLAR TECHNOLOGY AG, 2020).

2.9 ESTUDO DO SOMBREAMENTO EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Visto que a energia elétrica é gerada a partir da incidência de luz solar sobre os módulos fotovoltaicos, a ocorrência de sombreamento em uma célula ou mais células fotovoltaicas acarretam na perda de produtividade de energia elétrica de todo o sistema. (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

A intensidade de corrente elétrica em uma célula fotovoltaica é diretamente proporcional a intensidade de radiação que ela recebe, portanto, ao receber pouca ou nenhuma luz, sua intensidade de corrente elétrica diminui drasticamente, tornando-se

desprezível. Em campo, a eficiência alcançada por células fotovoltaicas de silício são de até 25%. Entretanto, a eficiência de um módulo fotovoltaico pode diminuir e sua produtividade de energia elétrica ser reduzida caso alguma de suas células esteja recebendo pouca luz solar. (GOSWAMI, 2015; VILLALVA; GAZOLI, 2012).

Visto que as células fotovoltaicas são conectadas em série e a passagem de corrente para a produção de energia elétrica depende da radiação incidida em todas as células dos módulos a ocorrência de sombreamento afeta a passagem de corrente entre a série de células e módulos. Caso haja mais módulos conectados em série, o efeito de redução de corrente é propagado aos outros módulos e toda a *string* é afetada, ocasionando a perda de produção de eletricidade. (VILLALVA; GAZOLI, 2012; PINHO; GALDINO, 2014).

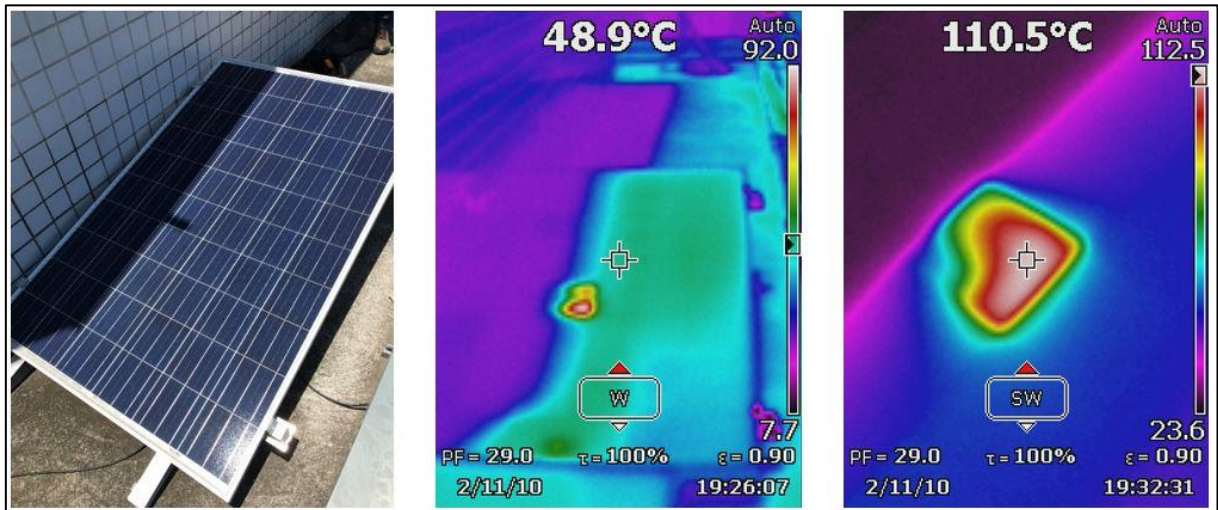
Dentre os tipos de sombreamentos, pode-se citar os sombreamentos real e artificial. O sombreamento real está vinculado a toda e qualquer situação em que ocorra o bloqueio de energia solar aos módulos fotovoltaicos, seja ele por meio de nuvens ou por objetos presentes aos arredores dos módulos fotovoltaicos, enquanto o sombreamento artificial é aquele provocado propositalmente.

Além da perda de produtividade, enquanto as células fotovoltaicas estão sombreadas, há o risco de danificação da célula. O *hotspot*¹⁴ é um fenômeno que pode ocorrer quando apenas uma pequena área tem sua incidência solar bloqueada e a potência elétrica que está sendo gerada começa a ser dissipada no módulo por meio da transformação de energia elétrica em energia térmica, produzindo calor e aquecendo intensamente as células, como pode ser visto na Figura 17. (PINHO; GALDINO, 2014).

Ainda na Figura 17, nota-se o aumento significativo da temperatura no ponto que encontra-se sombreado, que, por ser muito pequeno, não é suficiente para desativar o terço do módulo amparado pelo diodo de *by-pass*. Circunstâncias como essa podem causar ruptura do vidro do painel ou até mesmo a fusão de polímeros ou metais presentes na composição do módulo e das células fotovoltaicas que o compõem. Por isso, esse tipo de ocorrência deve ser evitado durante a etapa de projeto e também pela limpeza do sistema em funcionamento, a fim de retirar eventuais resíduos e dejetos de animais. (VINTURINI, 2019).

¹⁴ Traduzido para português como “ponto quente”.

FIGURA 17 - MÓDULO AFETADO POR SOMBREAMENTO COM OCORRÊNCIA DE HOTSPOT



FONTE: VINTURINI (2019).

Atualmente, há alguns softwares que conseguem simular e estimar a perda de geração por sombreamento com base em objetos, telhados e estruturas. Entretanto, muitas vezes esses objetos são simples demais e não preveem com exatidão a área sombreada. Ou podem ser complexos demais e exigir demasiado esforço de configuração e desenho (MICHELETTI, 2017).

Ainda não há um procedimento exato de testagem do sombreamento em sistemas fotovoltaicos. Mesmo assim, há diversos estudos científicos na área que buscam colher resultados a fim de prever o comportamento dos módulos fotovoltaicos nas mais diversas situações que estes sistemas podem encontrar. (MOHAMMEDI *et al.*, 2014; DÍAZ-DORADO *et al.*, 2010).

Sendo assim, cada sistema pode ser avaliado individualmente, pois podem haver diferenças nos componentes envolvidos, na tecnologia dos módulos, na tecnologia dos inversores, na disposição do arranjo, na situação dos telhados e, principalmente, nas condições de possíveis sombreamentos. (MOHAMMEDI *et al.*, 2014; DÍAZ-DORADO *et al.*, 2010).

2.10 TECNOLOGIAS DE OTIMIZAÇÃO DA POTÊNCIA EM SOMBREAMENTO

Algumas tecnologias vêm sendo estudadas para otimizar a produção de energia elétrica em sistemas fotovoltaicos que podem apresentar sombreamentos. Nestes casos, quando ocorre o bloqueio de radiação solar nos módulos fotovoltaicos,

as células restringem o fluxo de corrente normal da *string*, produzindo uma corrente de retorno que atrapalha o funcionamento do sistema, o qual tende a danificar os módulos. (CLEAN ENERGY REVIEWS, 2018; PINHO; GALDINO, 2014).

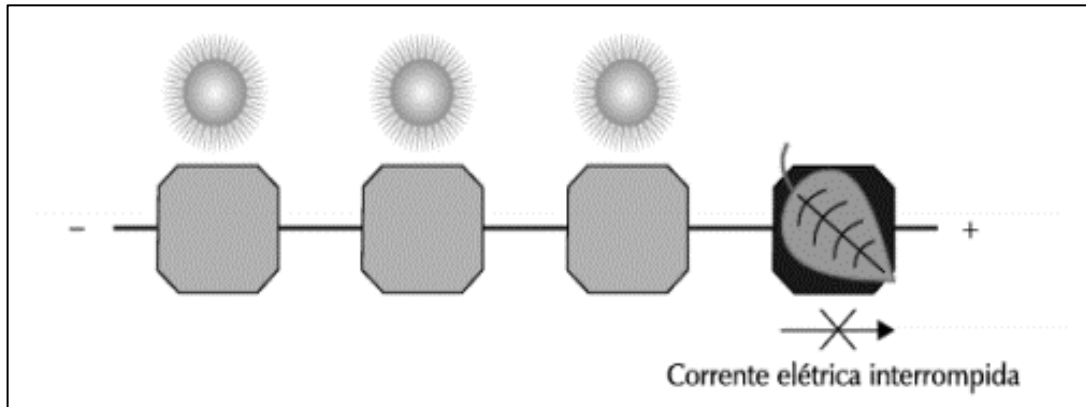
Sendo assim, é necessário viabilizar um maior aproveitamento da corrente de energia elétrica gerada pelas células fotovoltaicas. Para isso, são utilizados diodos de *by-pass*, alocados nas caixas de junção que são fixadas na parte posterior do módulo. Um painel típico de 60 células dispõe, usualmente, de três diodos de *by-pass*, os quais atuam em seções de 20 células fotovoltaicas cada. Esses diodos, quando ativados, permitem que a corrente produzida transpasse a seção dos módulos em que há sombreamento significativo. (CLEAN ENERGY REVIEWS, 2018; PINHO; GALDINO, 2014).

Os módulos em funcionamento, sem a tecnologia da utilização de diodos de *by-pass*, ao ter uma célula sombreada, como mostra a Figura 18, tem sua passagem de corrente elétrica bloqueada, consequentemente, todo o sistema que está conectado em série é prejudicado. Todavia, já existem módulos no mercado que possuem mais de três diodos em sua construção. Entretanto, é necessário analisar o custo-benefício da utilização deste tipo de módulo em sistemas fotovoltaicos. (VILLALVA; GAZOLI, 2012; VINTURINI, 2019).

Enquanto isso, quando ocorre o sombreamento de uma célula em um módulo, sabendo que esse contém 3 diodos de *by-pass*, sendo um a cada 20 células do módulo, tem-se que um diodo será ativado e consome entre 0,5 e 0,7 V de tensão para isso. Assim, um terço do módulo terá sua passagem de corrente elétrica interrompida para permitir o desvio da corrente e não bloquear os outros dois terços de corrente que circulam no módulo e podem ser aproveitados. (VILLALVA; GAZOLI, 2012; VINTURINI, 2019; ALTERNATIVE ENERGY TUTORIALS, 2018).

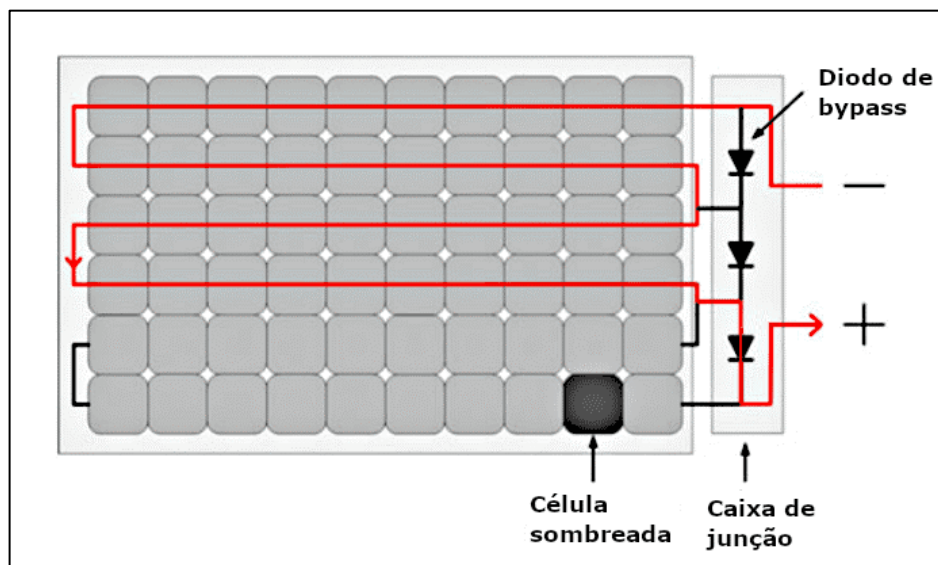
A Figura 19 apresenta o percurso da corrente elétrica quando uma célula do módulo é interrompida pela falta de luz solar. O diodo de desvio desse conjunto de 20 células é, portanto, ativado e a corrente de apenas um terço do módulo afetado é desviada do circuito, impedindo a perda de produção dos outros dois terços do módulo. (VINTURINI, 2019; ALTERNATIVE ENERGY TUTORIALS, 2018).

FIGURA 18 - MÓDULO FOTOVOLTAICO COM UMA CÉLULA SOMBREADA SEM DIODO DE BYPASS



FONTE: VILLALVA; GAZOLI (2012).

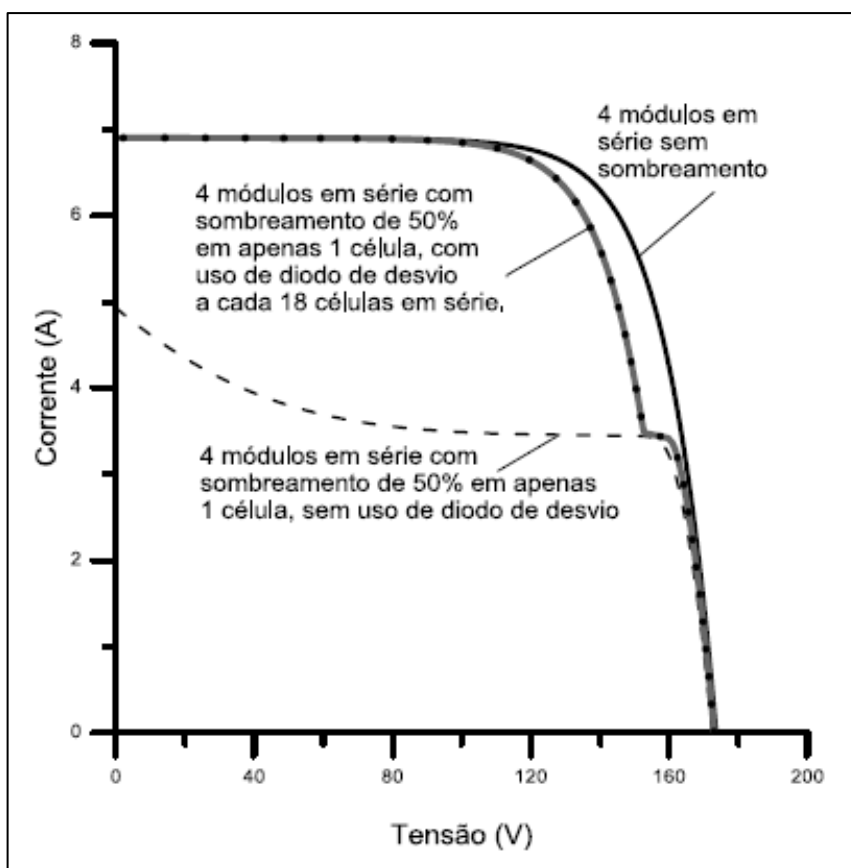
FIGURA 19 - MÓDULO FOTOVOLTAICO COM 3 DIODOS DE BY-BASS



FONTE: VINTURINI (2019).

A Figura 20 apresenta curvas de corrente *versus* tensão que elucida a eficácia da utilização de diodos de desvio em sistemas fotovoltaicos. Para quatro módulos conectados em série está representada a linha contínua. Quando esses mesmos 4 módulos passam a receber apenas 50% da irradiância original, a curva é representada pela linha tracejada. Já a linha contínua com pontos representa a curva com o mesmo sombreamento da linha tracejada, entretanto, nesse caso, utiliza-se diodos de desvio. Observa-se, portanto, que com a utilização de diodos de desvio, o aproveitamento da corrente é aumentado significativamente. (PINHO; GALDINO, 2014).

FIGURA 20 - COMPARAÇÃO ENTRE SOBREDIMENSIONAMENTOS

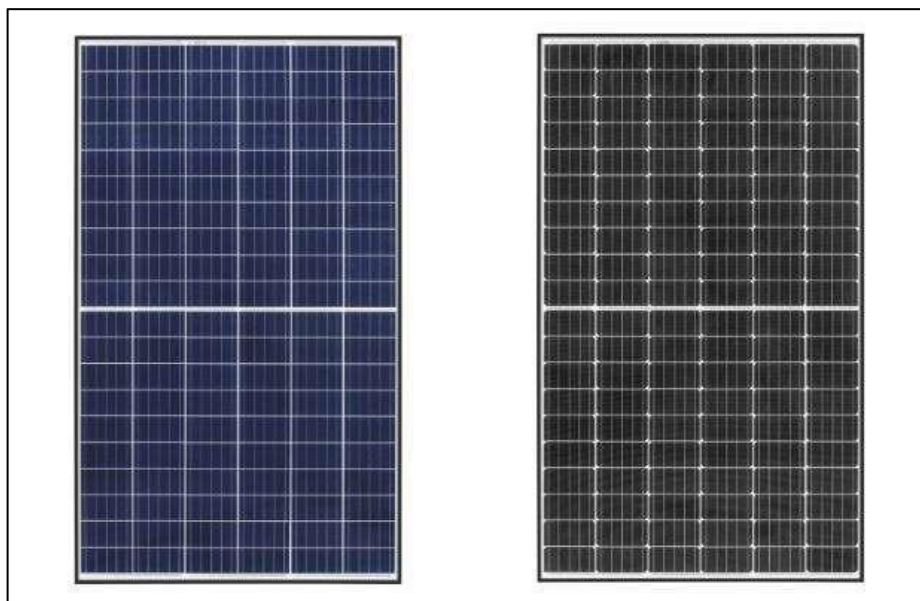


FONTE: PINHO; GALDINO (2014).

Uma das estratégias que pode ser utilizada para minimizar perdas de potência elétrica em sistemas fotovoltaicos que apresentam sombreamento parcial é a utilização de múltiplos sistemas de MPPT implementados inversor do sistema. Desse modo, cada rastreador MPPT, que trabalha de forma independente, irá buscar o ponto de máxima potência das *strings* a que está atrelada. (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

Além disso, outra tecnologia de otimização de potência nos módulos que vem sendo aplicada atualmente nos sistemas para minimizar as perdas de energia elétrica causadas pelo sombreamento é a utilização de *half-cell*¹⁵. Esta consiste na construção de módulos fotovoltaicos com células retangulares, originárias de células tradicionais cortadas ao meio. Essa execução garante módulos mais eficientes e muito similares aos módulos convencionais quanto à custo e tamanho, podendo ser produzidos tanto com a tecnologia policristalina como a monocristalina, conforme pode ser visto na Figura 21. (VILLALVA, 2019).

¹⁵ A tradução literal para português das palavras é dada como “metade da célula”.

FIGURA 21 - MÓDULOS *HALF-CELL* POLI E MONOCRISTALINOS

FONTE: VILLALVA (2019).

Os módulos que possuem a tecnologia *half-cell* possuem maior capacidade para otimizar sistemas fotovoltaicos que apresentam sombras parciais em comparação aos módulos tradicionais pois a divisão das células em um maior número de grupos permite desativar determinada parte do módulo. Além disso, as células retangulares ainda apresentam a vantagem de sofrerem menor estresse mecânico, o que prolonga a vida útil desses módulos. (VILLALVA, 2019).

Existem também os microinversores, que são uma categoria de inversores de pequena potência que são aptos para trabalharem com apenas um módulo fotovoltaico conectado a ele. A utilização de microinversores acoplados a um único módulo pode ser uma alternativa para solucionar casos de sombreamentos parciais em módulos de sistemas fotovoltaicos, pois estes permitem que cada módulo opere individualmente em seu próprio ponto de máxima potência (MPP). (VILLALVA; GAZOLI, 2012; DESCHAMPS, 2018).

Na mesma linha dos microinversores, surge também a utilização de otimizadores de potência, instalados em módulos fotovoltaicos. Essa tecnologia também permite que os módulos atuem em seu máximo ponto de potência individual, além de proporcionarem outras vantagens como segurança operacional e monitoramento de potência por módulo. (DESCHAMPS, 2018).

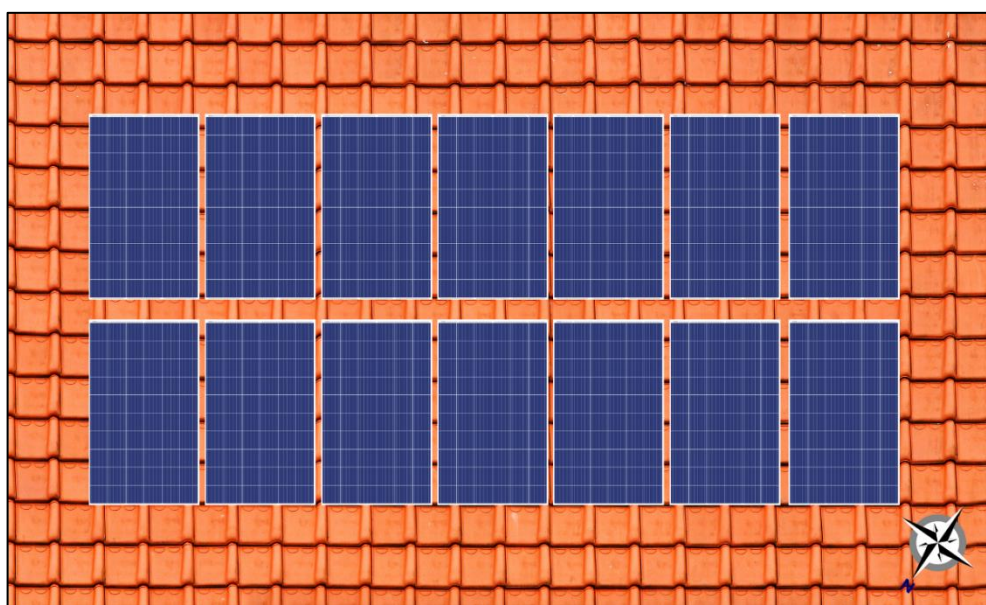
3 MATERIAIS E MÉTODOS

3.1 SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA A REALIZAÇÃO DE TESTES

Os experimentos do presente trabalho foram realizados em um sistema fotovoltaico conectados à rede que possuía ao menos um mês de funcionamento, a fim de garantir que possíveis falhas iniciais não influenciassem no resultado.

O sistema fotovoltaico em questão está localizado na cidade de Iporã, Paraná, com as seguintes coordenadas geográficas: 23°59'56.2"S 53°42'45.5"W. Ele possui 14 módulos fotovoltaicos de 60 células de 265 Wp cada da marca *Canadian Solar* conectados em série em uma *string*, cujo *datasheet* está disponível no Anexo 1 (CANADIAN SOLAR, 2016b). Cada módulo que compõe esse sistema possui três dispositivos de diodos de desvio. A Figura 22 apresenta a posição em que se encontra os módulos do arranjo fotovoltaico em relação ao telhado.

FIGURA 22 - ARRANJO FOTOVOLTAICO



FONTE: A autora (2020).

O inversor que compõe esse sistema fotovoltaico é monofásico de 220 V fase-neutro, da marca *ABB*, possui 4,2 kW de potência e tem sua folha de dados apresentada no Anexo 2 (ABB, 2016). O inversor em questão possui um dispositivo MPPT que busca rastrear o valor máximo de potência para trabalhar e está conectado na rede elétrica trifásica de 220 V fase-fase.

3.2 METODOLOGIA

Esse trabalho consistiu em uma pesquisa exploratória e experimental, realizado através do levantamento de material bibliográfico e da coleta de dados a partir de testes em campo. Em vista disso, a observação sistemática foi um instrumento importante para garantir aprofundamento no estudo das questões propostas. (GIL, 2010).

A partir do sistema fotovoltaico *grid-tie* disponível, com base no comportamento teórico dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede que utiliza módulos policristalinos com três diodos cada e inversores com processamento de MPPT, foram selecionadas oito condições de sombreamento. Com isso, foram observadas as variações de tensão, corrente e potência que puderam ser realizadas a partir da configuração do sistema fotovoltaico disponível para análise a fim de ilustrar o comportamento da perda de potência dos sombreamentos que ocorrem em situações reais. Os oito casos de sombreamento analisados aparecem a seguir na Tabela 1, elencados de acordo com cada condição.

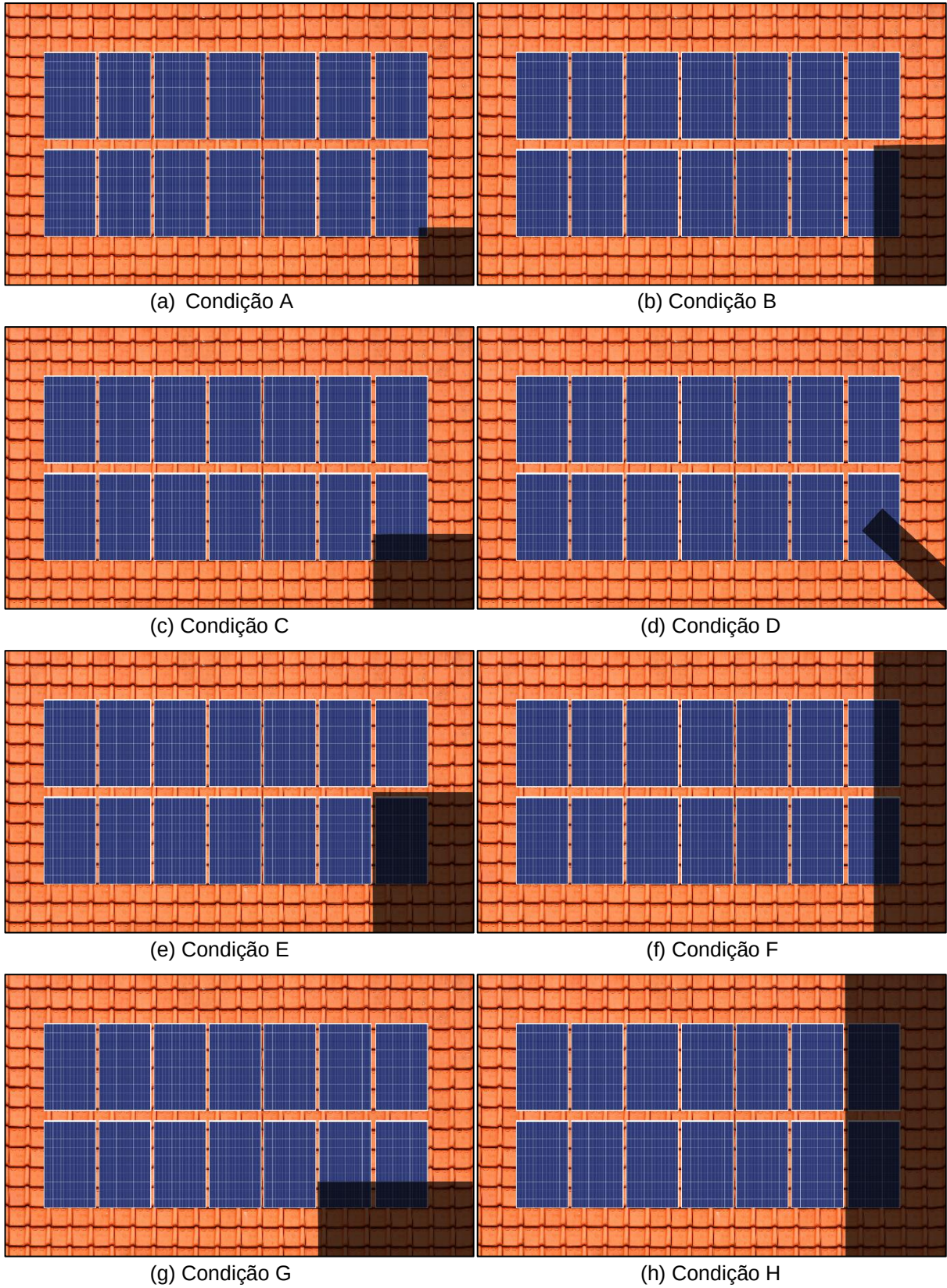
TABELA 1 - CONDIÇÕES DE SOMBREAMENTOS PARA TESTES

Caso	Condições
A	Uma célula totalmente sombreada de um módulo
B	3 fileiras de células da lateral de um módulo sombreadas
C	3 fileiras de células da base de um módulo sombreadas
D	Projeção de sombra retangular (chaminé) sobre um módulo
E	1 módulo totalmente sombreado
F	3 fileiras de células da lateral de 2 módulos sombreadas
G	3 fileiras de células da base de 2 módulos sombreadas
H	2 módulos totalmente sombreados

FONTE: A autora (2020).

A Figura 23 (a), (b), (c), (d), (e), (f) e (g) traz imagens que ilustram a configuração das condições do sombreamento correspondes às condições A, B, C, D, E, F, G e H estabelecidas na Tabela 1.

FIGURA 23 - ILUSTRAÇÃO DAS CONDIÇÕES DE SOMBREAMENTO



FONTE: A autora (2020).

Para realizar a projeção de sombreamento de forma artificial sobre os módulos, foram utilizados objetos opacos, retangulares, finos e firmes de materiais como papelão, como pode ser observado na Figura 24.

FIGURA 24 - FOTOS DA PROJEÇÃO DE SOMBREAMENTO PARA COLETA DE DADOS



FONTE: A autora (2020).

3.3 COLETA DE DADOS

Foram coletados, a partir do painel digital do inversor *ABB*, dados instantâneos de entrada, antes e após o sombreamento artificial. Na sequência, a partir da corrente, tensão e potência elétrica de funcionamento no ponto de máxima potência (MPPT) observadas em cada situação, foi realizada uma análise do diagrama envolvendo células e diodos do módulo solar, a fim de identificar o comportamento da corrente em cada caso de sombreamento analisado.

A realização dos testes ocorreu em dias ensolarados, sem a presença de nuvens, em horários que não ocorrem *overload* no sistema. Isso permitiu comparar as perdas com base na potência total do momento, não sendo influenciado pela variação de radiação solar. Alguns dos critérios tomados para a validade dos testes foi realizar 5 réplicas do experimento em dias consecutivos e próximos ao mesmo horário.

Além disso, os testes foram realizados em dias próximos ao Solstício de Inverno, isso porque o estado do Paraná encontra-se em latitudes maiores, entre 22° e 27° ao Sul. Durante o período de inverno, neste local, o Sol percorre uma trajetória aparente declinada ao Norte, comparando-se com o período de verão. Então, há uma

maior probabilidade de projeção de sombra no arranjo fotovoltaico advinda de objetos próximos durante esta época do ano. Sendo assim, os testes foram realizados durante o inverno, a fim de torná-los mais próximos da realidade. (GOOGLE, 2020; OLIVEIRA FILHO; SARAIVA, 2014).

Uma das etapas de uma pesquisa experimental é a delimitação de possíveis variáveis capazes de influenciar os resultados do objeto de estudo. Por isso fez-se importante nesse trabalho a observação da presença de nuvens, da irradiância e da temperatura, com o intuito de garantir formas de controle para possíveis efeitos dessas variáveis. (GIL, 2010).

O instrumento adequado para medir radiação solar em campo é um piranômetro, mas este possui alto custo para aquisição e não foi uma opção viável para este estudo. Portanto, os valores de irradiância solar instantânea do local foram obtidos a partir do *Solcast API Toolkit* (SOLCAST, 2020), o qual é um portal científico que disponibiliza dados climáticos instantâneos para uma ampla gama de regiões. Estes valores de Irradiância Global Horizontal (GHI) para o município de Iporã-PR, entre os dias 19 e 23 de junho de 2020, foram disponibilizados pelo portal e registrados no momento da coleta de dados.

As temperaturas dos dias em que foram realizados os testes foram registradas no momento em que os testes foram realizados conforme TWC (2020), um canal virtual que disponibiliza momentaneamente a temperatura em que se encontra determinados municípios. Posteriormente, esses dados foram apresentados em forma de gráfico, juntamente com os dados de irradiância solar global.

Desse modo, afim de aprofundar a pesquisa, foram dispostos todos os resultados obtidos dos casos analisados em tabelas, para maior facilidade na verificação da inter-relação entre os dados. Foram comparados os valores fornecidos pelo inversor a partir de gráficos, observando as perdas de cada condição de sombreamento. Além disso, foram apontadas possíveis causas das divergências obtidas entre o resultado do experimento e os dados teóricos estimados. (MARCONI; LAKATOS, 2008).

O cálculo da perda de potência estimada para o sistema fotovoltaico em estudo foi realizado conforme a Equação 2, cuja dedução apresenta-se no Apêndice 1. Essas perdas levam em consideração apenas o funcionamento dos diodos de *by-pass*, sem levar em conta o comportamento da tensão e corrente do módulo no processamento MPPT do inversor.

$$Pd_{somb} = \left(\frac{n_{cs}}{n_c} + \frac{V_{diodo}}{V_{mp}} \right) \frac{n_{da}}{n_{mod}} \times 100 \quad (2)$$

Tem-se, portanto, o valor da perda para cada condição de sombreamento substituindo os valores de 0,6 V para a tensão consumida pelo diodo ativo (V_{diodo}), conforme Alternative Energy Tutorials (2018), 30,6 V para a tensão de máxima potência do módulo (V_{mp}), conforme o Anexo 1, e 14 para o número de módulos (n_{mod}).

Cada seção de um módulo fotovoltaico (n_{sc}) corresponde a 60 células, e esta é composta pelo número de células (n_c) equivalente a 20. Sabendo-se que cada diodo de *by-pass* interfere em uma seção, o número de diodos ativos (n_{da}) varia conforme a condição de sombreamento. Então, substituindo todos os dados mencionados, tem-se a Equação 3.

$$Pd_{somb} (\%) = 2,52\% \cdot n_{da} \quad (3)$$

Para as condições A, B, C, D, E, F, G e H, com base no funcionamento teórico de ativação dos diodos, constatou-se que seriam ativados 1, 2, 3, 3, 3, 4, 6 e 6 diodos de *by-pass* (n_{da}), respectivamente para cada cenário.

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

A ficha da coleta de dados encontra-se exposta no Apêndice 2, onde são apresentados os resultados de irradiância solar global, temperatura, corrente, tensão e potência sem sombreamento e com sombreamento. Além disso, está apresentada a diferença de potência e cada média calculada apresenta seu respectivo desvio padrão.

Um fator importante a ser destacado nos resultados obtidos é que a corrente não apresentou grandes variações nos casos A, B, C, D e E, quando o sombreamento era menor, apresentando quedas de até 0,2 A, em média. No entanto, esta revelou grande variação nas condições F, G e H, com sombreamentos maiores, apresentando quedas entre 1,3 A e 1,4 A, em média. Enquanto isso, a tensão foi bastante sensível aos sombreamentos projetados, variando com grande significância em todos os casos. Essas informações podem ser verificadas através das tabelas de dados apresentados no Apêndice 2.

Os valores de Irradiância Global Horizontal (GHI) apresentados no Apêndice 2, obtidos a partir do banco de dados, estão representados na Figura 25.

FIGURA 25 - COLETA DE DADOS DE IRRADIÂNCIA GLOBAL HORIZONTAL

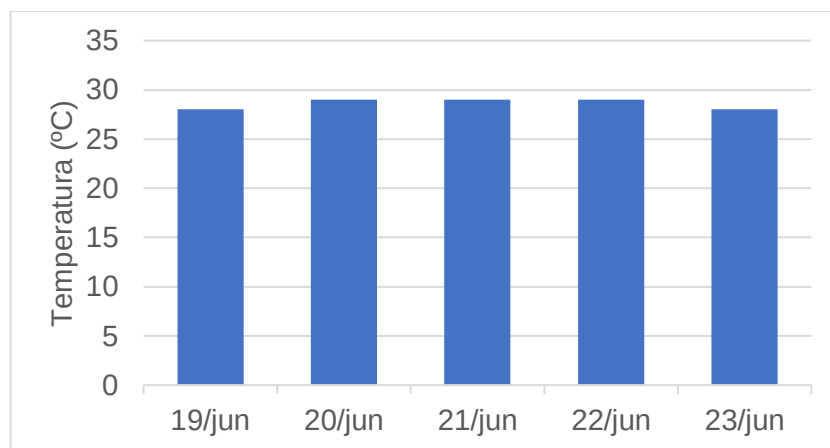


FONTE: Adaptado de SOLCAST (2020).

Apesar de ter ocorrido um pequeno aumento de irradiância solar global ao passar dos cinco dias de testes, a análise da perda de potência instantânea foi realizada de acordo com o momento em que a condição de sombreamento é aplicada. Portanto, a variação da irradiância não foi significativa.

As temperaturas coletadas no momento da realização de testes estão expostas na Figura 26. Notou-se que esta não influenciou nos resultados de corrente, tensão e potência obtidos, uma vez que a temperatura ao longo desses dias não teve variação significativa.

FIGURA 26 - TEMPERATURA REGISTRADA NOS DIAS E MOMENTO DOS TESTES



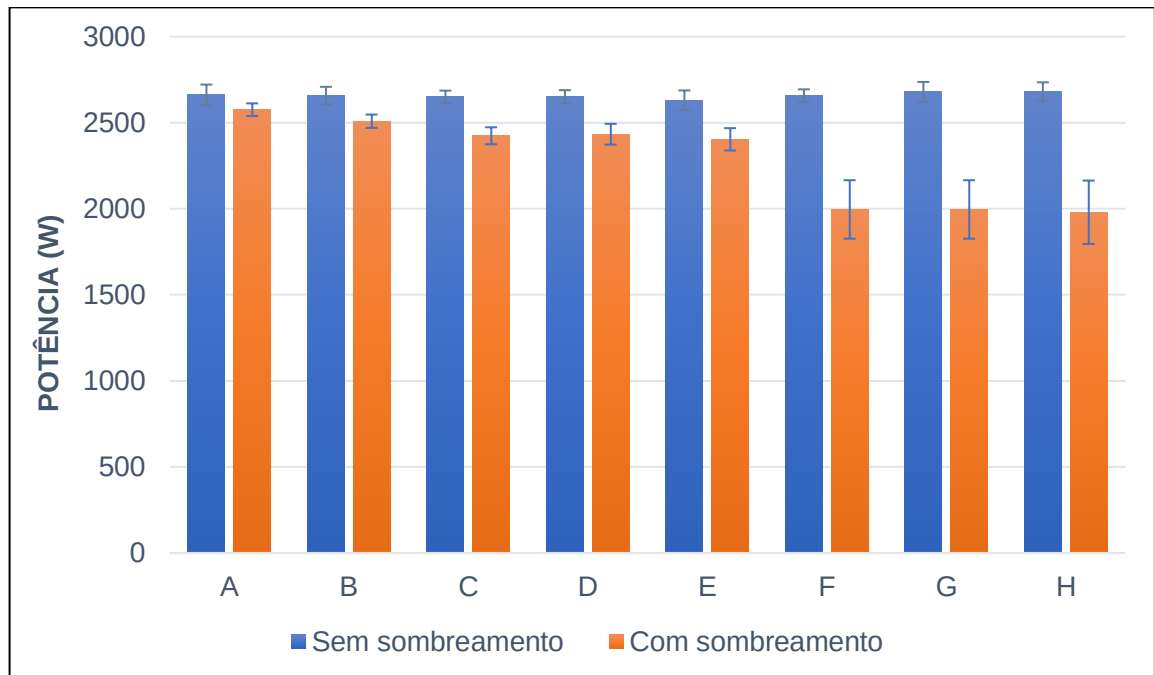
FONTE: A autora (2020).

4.1 ANÁLISE DO COMPORTAMENTO DA POTÊNCIA

A Figura 27 apresenta os dados de como a potência instantânea se comportou em cada condição de sombreamento. Dados como esses são importantes serem analisados para avaliar como foi o real comportamento da potência e se estes divergem dos dados estimados a partir da teoria. Analisar o comportamento da potência nas condições de sombreamento é importante pois pode auxiliar na tomada de decisões para solucionar problemas.

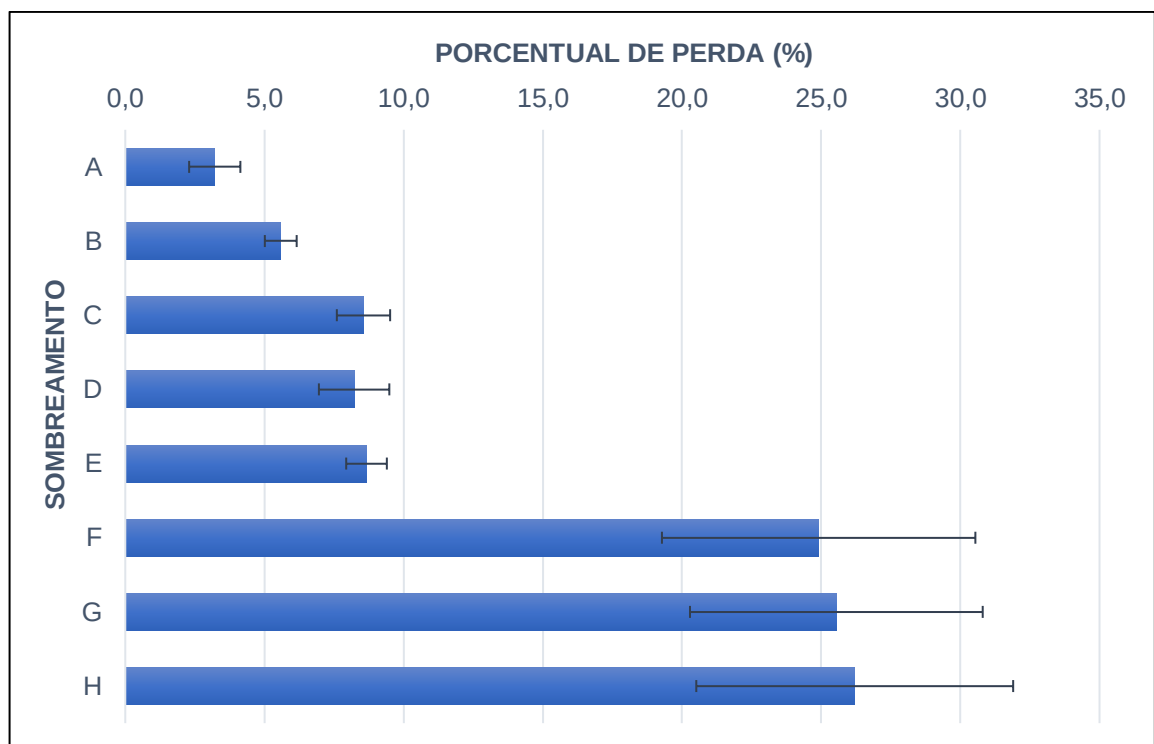
Enquanto isso, a Figura 28 apresenta o gráfico de porcentagem de perda de potência em cada condição de sombreamento com base nos dados de potência antes e após o sombreamento.

FIGURA 27 - COMPORTAMENTO DA POTÊNCIA EM CADA CONDIÇÃO DE SOMBREAMENTO



FONTE: A autora (2020).

FIGURA 28 - PORCENTUAL DE PERDA DE POTÊNCIA EM CADA CONDIÇÃO DE SOMBREAMENTO



FONTE: A autora (2020).

A correlação entre a Figura 28 e a Tabela 2 permite observar e comparar as perdas que ocorreram em cada condição de sombreamento com a perda estimada por meio de cálculos fundamentados na teoria de funcionamento dos diodos de *by-pass*. Além disso, a Tabela 2 apresenta os dados de perda real e de perda estimada, em porcentagem, do sistema fotovoltaico contendo diodos de *by-pass*. É importante ressaltar que a perda estimada, calculada a partir da Equação 2 apenas leva em consideração a quantidade de diodos de *by-pass* que são ativados, que varia conforme a condição do sombreamento, e a tensão que esses consomem, de 0,6 V por diodo ativado, de acordo com Alternative Energy Tutorials (2018).

TABELA 2 - COMPARAÇÃO ENTRE OS PORCENTUAIS DE PERDAS DE POTÊNCIA

Caso	Perda estimada	Perda real
A	2,5	3,21±0,9
B	5,0	5,59±0,6
C	7,6	8,56±1,0
D	7,6	8,22±1,3
E	7,6	8,67±0,7
F	10,1	24,91±5,6
G	15,1	25,55±5,3
H	15,1	26,21±5,7

FONTE: A autora (2020).

A partir da observação da Figura 28 e da Tabela 2, é possível notar que as condições A, B, C, D e E tiveram perdas próximas às estimadas. Todas essas tiveram suas perdas reais de até 1,1 % a mais que o esperado. É possível que uma das possíveis causas para essas perdas seja correspondente ao comportamento da corrente e tensão dos módulos durante o processamento de MPPT do inversor.

As condições C, D e E apresentaram resultados de perdas de potência reais próximos, em torno de 8%, mesmo com a projeção de sombras com diferentes avanços em um mesmo módulo, mas que ativaram os diodos de mesma forma. A partir dessa análise, pôde-se, então, verificar a eficácia da utilização dos diodos de *by-pass* para esses casos de sombreamento. Em virtude do funcionamento dos diodos de *by-pass*, também verificou-se a vantagem da utilização desses como

tecnologia de otimização de geração em casos de sombreamento, pois não houve a interrupção completa da geração de energia elétrica do sistema fotovoltaico.

Verificou-se, por meio da Figura 27 que as condições F, G e H foram as que mais apresentaram perda de potência instantânea no sistema. Para essas condições, faz-se necessária uma análise mais detalhada da razão pelo qual houve uma significativa diferença entre as perdas reais e estimadas, conforme observado na Figura 28 e na Tabela 2.

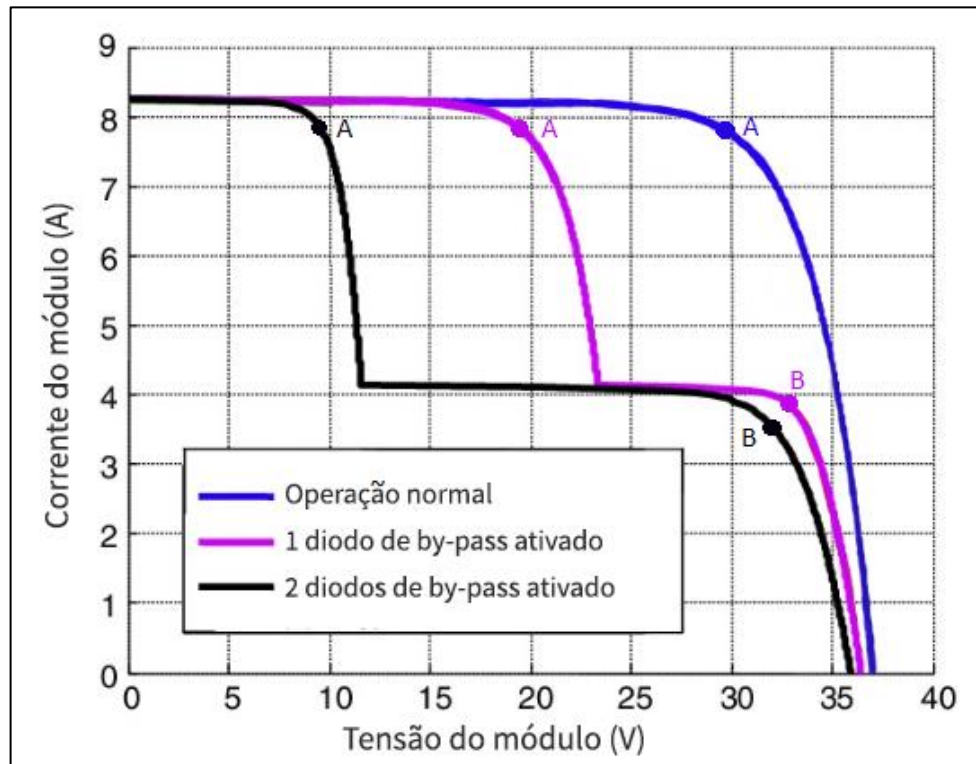
Para a condição de sombreamento F, esperava-se que somente dois terços de cada um dos dois módulos afetados tivessem seus diodos de *by-pass* ativados. Entretanto, as perdas foram maiores do que o esperado, no qual a corrente do arranjo fotovoltaico foi de 5,6 A. Dessa forma, esta situação se aproximou dos cenários G e H, onde dois módulos tiveram todos os seus diodos ativados, desconsiderando por completo sua possível geração de energia elétrica. Ainda assim, as perdas reais foram cerca de 14,81%, 10,45% e 16,11% maiores que as perdas estimadas com a atuação dos diodos, para as condições F, G e H, respectivamente, conforme a Tabela 2.

Observou-se também que o desvio padrão para essas condições foram maiores, entre 5,3 e 5,7 para mais e para menos. Assim, ficou indicado que há uma maior variação nas perdas de geração conforme aumenta-se a área sombreada.

Portanto, a possível causa para que tenha ocorrido tamanha divergência é que, para que o inversor possa extrair o máximo de potência possível, ele também leva em conta o comportamento elétrico dos módulos conectados em série, utilizando a funcionalidade MPPT. Díaz-Dorado *et al.* (2010) afirma que o máximo ponto de potência (MPP) de cada módulo de um sistema pode ser diferente quando esses são parcialmente ou totalmente sombreados.

Conforme Díaz-Dorado *et al.* (2010), isso indica que a perda de energia não é proporcional a área das sombras que incidem sobre os módulos fotovoltaicos, e que essas perdas ainda podem ser influenciadas pela configuração dos diodos de *by-pass*, da configuração dos módulos e de suas características elétricas. Assim, o comportamento da tensão e corrente do módulo no processamento MPPT do inversor pode ser mais complexo e gerar mais perdas do que somente considerar os diodos neste contexto. A Figura 29 apresenta a variação do gráfico de tensão e corrente de um módulo, a qual é processada pelo inversor a fim de encontrar o ponto de máxima potência.

FIGURA 29 - CURVA DE COMPORTAMENTO I-V DE UM MÓDULO SOLAR FOTOVOLTAICO COM DIODO DE *BY-PASS*



FONTE: Adaptado de EL BASRI *et al.* (2015).

Conforme já visto anteriormente, o ponto de máxima potência está situado onde mais se pode aproveitar o produto entre a corrente e tensão. Tem-se então, que a curva de tensão e corrente em azul apresenta a operação normal do módulo, com apenas um ponto elegível para o ponto de máxima potência. Enquanto a curva em rosa apresenta a operação do módulo com um diodo de *by-pass* ativado e a curva na cor preta apresenta a operação do módulo com dois diodos de *by-pass* ativado; ambas curvas apresentam dois pontos elegíveis para o ponto de máxima potência da operação do módulo. (EL BASRI *et al.*, 2015).

Partindo do princípio que a potência é equivalente ao produto da tensão e a corrente, é possível realizar seu cálculo a partir dos valores de um módulo fotovoltaico genérico com diodos *by-pass* apontados por El Basri *et al.* (2015) na Figura 29. Para a operação normal, tem-se que o ponto A é único e apresenta potência de 234 W. Enquanto isso, para o caso de 1 diodo de *by-pass* ativado, os pontos A e B apresentam potência de 150,1 W e 128,7, respectivamente. Para o caso de 2 diodos de *by-pass* ativados, os pontos A e B apresentam potência de 71,1 W e 112 W, respectivamente.

O ponto de máxima potência da curva de operação normal é o A, por ser único. Nos casos que houveram dois pontos elegíveis para serem o ponto de máxima potência, verificou-se que melhor aproveitar-se-ia a potência no ponto A no caso da curva de 1 diodo ativado, enquanto, para o caso da curva de 2 diodos ativados, o ponto B é o ponto eleito como de melhor aproveitamento de potência.

Dito isso, observou-se no presente trabalho que a maior parte das condições de sombreamento estudadas tiveram testes que estiveram de acordo com o estimado pela teoria de ativação dos diodos de *by-pass*. Foi importante testar a característica do comportamento da potência pois essa é sempre analisada nos projetos de forma simplista, e quando não, se utiliza de softwares mais complexos para simular o comportamento da potência diante os casos de sombreamentos a serem estudados e evitados pelos projetistas.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Os testes e as análises experimentais ocorreram com êxito em um momento ideal, pois foram realizadas em dias ensolarados e próximos ao Solstício de Inverno, período anual que apresenta maior ocorrência de sombreamentos naturais. As condições de sombreamentos foram delineadas na metodologia com base em uma análise prévia do possível comportamento de algumas características típicas do porte do sistema que esteve disponível.

Foi possível encontrar o embasamento teórico para corroborar a compreensão do funcionamento elétrico de um módulo fotovoltaico, considerando suas complexas características. Ficou indicado, a partir dos resultados de potência instantânea, que houve maiores perdas de geração não previstas conforme o aumento da área sombreada, provavelmente devido ao processamento do MPPT.

Verificou-se, a partir dos resultados encontrados nos testes F, G e H, realizados no sistema fotovoltaico, que o comportamento da tensão e corrente do módulo no processamento MPPT do inversor é complexo e pode gerar mais perdas do que somente considerar a ativação dos diodos. Entretanto, com o experimento, ainda foi possível verificar a eficácia da utilização dos diodos de *by-pass* nos módulos fotovoltaicos nas condições A, B, C, D e E, pois não houve a interrupção completa da geração de energia elétrica, somente as perdas de produtividade previstas.

Portanto, este trabalho pode ser considerado importante para a tomada de decisões a serem realizadas em aplicações práticas de projetos fotovoltaicos, principalmente quando surgem obstruções de incidência solar em módulos instalados, sendo necessário, algumas vezes, realizar o rearranjo desses. Ressalta-se que, em caso de novas instalações fotovoltaicas, é importante a análise prévia do local apropriado a ser instalado a fim de minimizar perdas por sombreamento.

Sabendo-se, então, que a perda de potência é propagada para todo o arranjo em série ligado às células sombreadas, como sugestão para trabalhos futuros, é necessário avaliar o comportamento da potência de um sistema com os módulos fotovoltaicos arranjados em múltiplas *strings* em um MPPT. Para isso, é necessário repensar as condições de sombreamento a serem analisadas, pois elas devem ser compatíveis com o objeto de estudo.

REFERÊNCIAS

ABB. **UNO-2.0/3.0/3.6/4.2-TL-OUTD**. 2016. Disponível em: <<https://new.abb.com/br>>. Acesso em: 14 jul. 2020.

ABNT [Associação Brasileira de Normas Técnicas]. **NBR 5410**: Instalações elétricas de baixa tensão. 2. ed. Rio de Janeiro, 2004.

AGUIAR JUNIOR, E. A.; PINTO, V. M. **Breve avaliação do cenário regulamentar da geração distribuída no Brasil**. Simpósio de Excelência em Gestão e Tecnologia, 2017. Disponível em: <<https://www.aedb.br/seget/arquivos/artigos/17/28625363.pdf>>. Acesso em: 26 mai. 2020.

ALTERNATIVE ENERGY TUTORIALS. **Bypass diode for solar panel protection**. 2018. Disponível em: <<https://www.alternative-energy-tutorials.com/energy-articles/bypass-diode.html>>. Acesso em: 27 jul. 2020.

ANEEL [Agência Nacional de Energia Elétrica]. **Resolução Normativa nº 482**, de 17 de abril de 2012. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída [...] e dá outras providências. Brasília: Diário Oficial da União, 2012a. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 31 mar. 2020.

ANEEL [Agência Nacional de Energia Elétrica]. **Resolução Normativa nº 687**, de 24 de novembro de 2015. Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST. Brasília: Diário Oficial da União, 2015. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em: 31 mar. 2020.

ANEEL [Agência Nacional de Energia Elétrica]. **Resolução normativa nº 786**, de 17 de outubro de 2017. Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. Brasília, 2017b. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2017786.pdf>>. Acesso em: 31 mar. 2020.

ANEEL [Agência Nacional de Energia Elétrica]. **Sistema de Informações de Geração da ANEEL – SIGA**. Brasília: SCG, 2020. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/siga>>. Acesso em: 15 abr. 2020.

AURORA SOLAR, Inc. **How Solar Irradiance Is Calculated—and How We Made It 30 Times Faster**. Aurora Blog, 2018. Disponível em: <<https://blog.aurorasolar.com/how-solar-irradiance-is-calculated-and-how-we-made-it-30-times-faster>>. Acesso em: 15 jun. 2020.

BOYLESTAD, R. L. **Introdução à análise de circuitos**. 12. ed. São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2012.

CANADIAN SOLAR, Inc. **Maxpower CS6U-315|320|325|330P**. Guelph, Canadá, 2016a. Disponível em: <https://s3.us-east-2.amazonaws.com/legacy.portalsolar.com.br/Content/EditorImages/files/PT_MaxPower_CS6U-P_pt-v5_54.pdf>. Acesso em: 13 mai. 2020.

CANADIAN SOLAR, INC. **CS6P-260| 265| 270P**. Ontario, Canadá, 2016b. Disponível em: <<https://canadiansolar.com.br/la/>>. Acesso em: 14 jul. 2020.

CLEAN ENERGY REVIEWS. **Solar Panels Construction**. Transfer Solar, 2018. Disponível em: <<https://www.cleanenergyreviews.info/blog/solar-panel-components-construction>>. Acesso em: 13 mai. 2020.

CONFAZ [Conselho Nacional De Política Fazendária]. **Convênio ICMS 16**, de 22 de abril de 2015. Ministério da Fazenda. Diário Oficial da União: Brasília, 2015. Disponível em: <https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2015/CV016_15>. Acesso em: 17 abr. 2020.

DESCHAMPS, E. M. **Otimização do fator de carregamento de inversores para sistemas solares fotovoltaicos conectados à rede elétrica pública**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil), Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2018. 127 p.

DÍAZ-DORADO, E.; SUÁREZ-GARCÍA, A.; CARRILLO, C.; CIDRÁS, J. Influence of the shadows in fotovoltaic systems with different configurations of bypass diodes. Spain: International Symposium on Power Eletronics, **SPEEDAM**, 2010. 134-139 p.

EL BASRI, Y.; BRESSAN, M.; SEGUIER, L.; ALAWADHI, H.; ALONSO, C. A proposed graphical electrical signatures supervision method to study PV module failures. **Solar Energy**, n. 116, 247-256 p., 2015.

EPE [Empresa De Pesquisa Energética]. **Atlas de eficiência energética**. Ministério de Minas e Energia. Brasília: MME/EPE, 2019.

EPE [Empresa De Pesquisa Energética]. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2029**. Ministério de Minas e Energia. Brasília: MME/EPE, 2020. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/PDE%202029.pdf>>. Acesso em: 17 abr. 2020.

FRAUNHOFER ISE. **Photovoltaics report**. Freiburg: PSE Conferences & Consulting GmbH, 2019. Disponível em: <<https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf>>. Acesso em: 13 mai. 2020.

FREIRE, L. Energias renováveis complementares: benefícios e desafios. **FGV Energia**, Rio de Janeiro, n. 4, p. 6-7, dez. 2015.

FRONIUS, International GmbH. **Normas e Redes**. Wels, Áustria, 2012. Disponível em: <https://download.aldo.com.br/energy/2_Normas_Redes.pdf>. Acesso em: 10 jul. 2020.

GIL, A. C. **Métodos e Técnicas de Pesquisa Social**. 6. ed. São Paulo: Atlas, 2010.

GLOBAL SOLAR ATLAS. **Global horizontal radiation**. World Bank Group, 2019a. Disponível em: <<https://www.globalsolaratlas.info/download/brazil>>. Acesso em: 26 mai. 2020.

GLOBAL SOLAR ATLAS. **Global horizontal radiation**. World Bank Group, 2019b. Disponível em: <<https://www.globalsolaratlas.info/download/germany>>. Acesso em: 23 abr. 2020.

GOOGLE, LLC. **Google Maps**: Paraná. Mountain View (US), 2020. Disponível em: <<https://goo.gl/maps/LCAB1s1dNsGDDsiX8>>. Acesso em: 17 jun. 2020.

GOSWAMI, D. Y. **Principles of solar engineering**. 3ª ed. Boca Raton: CRC Press, 2015.

HALLIDAY, D. **Fundamentos de física**. Tradução de: BIASI, R. S. 4. v. Rio de Janeiro: LTC, 2011. Título original: Fundamentals of physics, 8. ed.

HINRICHS, R. A. **Energia e meio ambiente**. São Paulo: Cengage Learning, 2010.

INPE [Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais]. **Atlas Brasileiro de Energia Solar ganha nova edição após dez anos**. Informativo INPE, n. 8, nota 3, 5 jan. 2017. Disponível em: <<http://www3.inpe.br/informativo/08/nota03>>. Acesso em: 27 abr. 2019.

LOPEZ, R. A. **Energia solar para produção de eletricidade**. São Paulo: Artliber Editora, 2012.

MARCONI, M. A.; LAKATOS, E. M. **Técnicas de pesquisa**: planejamento e execução de pesquisas, amostragens e técnicas de pesquisas, elaboração, análise e interpretação de dados. 7. ed. São Paulo: Atlas, 2008.

MAUAD, F. F.; FERREIRA, L. C.; TRINDADE, T. C. G. **Energia renovável no Brasil**. São Carlos: EESC/USP, 2017.

MICHELETTI, D. H. Energia solar fotovoltaica e projeto de microgeração residencial. **Revista Lumière Electric**, Editora Lumière, São Paulo, n. 234., p. 72-6, 2017.

MOHAMMEDI, A.; MEZZAI, N.; REKIOUA, D.; REKIOUA, T. Impact of shadow on the performances of a domestic photovoltaic pumping system incorporating an MPPT control: a case study in Bédjâia, North Algeria. **Energy Conversion and Management**, Bédjâia, Algeria, n. 84, p. 20-29, 2014.

MORRIS, N. **Should you oversize Solar Panels to your Inverter? Pros and Cons explained**. Solar Choice, 2017. Disponível em: <<https://www.solarchoice.net.au/blog/oversizing-solar-panel-arrays>>. Acesso em: 13 jul. 2020.

NELSON J. **The physics of solar cells**. London: Imperial College Press, 2003.

OCTAVIANO, E. S.; LEVADA, C. L.; MISSIATO, O.; SEMENZATO, M. J.; SILVA, R. A.; ANDREETA, J. P. Crescimento de fibras monocristalinas puras e dopadas, e

cristais gradientes de compostos $REMO_4$ (Re= terras raras e M= Nb e Ta). **Revista Eletrônica de Materiais e Processos**, v. 4, n. 1, p. 45-50, 2009.

OLIVEIRA FILHO, K. S.; SARAIVA, M. F. O. **Astronomia e Astrofísica**. Porto Alegre: UFRGS, 2014.

OLIVEIRA, C. N. N. **Isenção de IPI para painéis de energia solar fotovoltaica**. In: CAVALCANTE, D. L.; CALIENDO, P. (coord.). Políticas públicas, tributação e energia solar. Curitiba: CRV, 2017. p. 115-132.

ONS [OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO]. **O que é ONS**. 2020. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/o-que-e-ons>>. Acesso em: 9 abr. 2020.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. (org.). **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: CEPEL-CRESESB, 2014.

PORTAL SOLAR. **Tipos de Pannel Solar Fotovoltaico**. [20--]. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/tipos-de-pannel-solar-fotovoltaico.html>>. Acesso em: 10 jul. 2020.

RAMOS FILHO, C. A. M. Políticas públicas de incentivos fiscais de ICMS à utilização de energia solar: tributação ambiental como instrumento indutor ao desenvolvimento sustentável. In: CAVALCANTE, D. L.; CALIENDO, P. (coord.). **Políticas públicas, tributação e energia solar**. Curitiba: CRV, 2017. p. 133-50.

RÜTHER, R. et al. **Mercado de geração distribuída fotovoltaica no Brasil**. São Paulo: Fotovolt, v. 3, n. 17, p. 20-9, 2018.

SAMPAIO, J. A.; AMADO, R. S.; MARQUES, P. S. G.; SOARES, L. G. L. **Silício grau solar: uma revisão das tecnologias de produção**. Rio de Janeiro: CETEM/MCTIC, 2019. 101 p.

SHARE ENERGY. **Como funciona a célula fotovoltaica**. 1 out. 2017. Disponível em: <<https://shareenergy.com.br/como-funciona-celula-fotovoltaica/>>. Acesso em: 27 abr. 2020.

SMA SOLAR TECHNOLOGY AG. **Oversizing whitepaper**. Niestal, 2020. Disponível em: <https://www.sma.de/fileadmin/content/global/specials/documents/oversizing/Whitepaper_Oversizing_EN_180530_01.pdf>. Acesso em: 17 mai. 2020.

SOLCAST. **API Toolkit - Solar Radiation Data**. Sidney, 2020. Disponível em: <<https://toolkit.solcast.com.au/weather-sites/>>. Acesso em: 25 jul. 2020.

TOLMASQUIM, M. T. (org.). **Fontes renováveis de energia no Brasil**. Rio de Janeiro: Interciência CENERGIA, 2003.

TOLMASQUIM, M. T. (coord.). **Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica**. EPE: Rio de Janeiro, 2016.

TWC [The Weather Channel]. **Today's Forecast for Iporã, Paraná, Brazil**. Armonk, US: IBM, 2020. Disponível em: <<https://weather.com/weather/today// -24.00,-53.71>>. Acesso em: 23 jun. 2020.

VILLALVA, M. G. **Módulos fotovoltaicos half-cell**. Canal Solar, 2019. Disponível em: <<https://canalsolar.com.br/artigos/artigos-tecnicos/item/167-modulos-fotovoltaicos-half-cell>>. Acesso em: 13 jul. 2020.

VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R. **Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações**. 1ª ed. São Paulo: Érica, 2012.

VINTURINI, M. **Diodos de bypass e hotspots dos módulos fotovoltaicos**. Canal Solar, 2019. Disponível em: <<https://www.canalsolar.com.br/index.php/artigos/item/176-diodo-de-bypass-e-hotspot-modulos-fv>>. Acesso em: 13 jul. 2020.

APÊNDICE 1 –EQUAÇÃO DE PERDA DE POTÊNCIA ESTIMADA

Este apêndice apresenta a dedução da Equação 2 apresentada neste trabalho, que foi deduzida a partir de Alternative Energy Tutorials (2018), Villalva e Gazoli (2012) e Pinho e Galdino (2014).

O total de perdas de sombreamento (Pd_{somb}), avaliando a ativação dos diodos de by-pass, é equivalente a soma das perdas correspondentes às seções de módulos que ficaram inativos (Pd_{mi}) com as perdas correspondentes à queda de tensão na ativação dos diodos (Pd_{ad}), conforme a Equação 4.

$$Pd_{somb} (\%) = Pd_{mi} + Pd_{ad} \quad (4)$$

Então, a Pd_{mi} corresponde a razão entre as células de uma seção (n_{cs}) e o total de células de um módulo (n_c), multiplicada pela razão de diodos ativados (n_{da}) e o número de módulos (n_{mod}) que estão conectados no sistema fotovoltaico, conforme definido na Equação 5.

$$Pd_{mi} (\%) = \frac{\frac{n_{cs}}{n_c} \cdot n_{da}}{n_{mod}} \cdot 100 \quad (5)$$

Da mesma forma, a Pd_{ad} pode ser expressa pela Equação 6, onde é considerada a queda de tensão causada pela ativação do diodo de *by-pass*, a qual é a razão entre a tensão de ativação do diodo (V_{diodo}) e a tensão do módulo em máxima potência (V_{mp}), multiplicada pela razão de diodos ativos ($n_{diodos\ ativos}$) e o número de módulos (n_{mod}) que estão conectados no sistema fotovoltaico.

$$Pd_{ad} (\%) = \frac{\frac{V_{diodo}}{V_{mp}} \cdot n_{da}}{n_{mod}} \cdot 100 \quad (6)$$

Unindo a Equação 5 e a Equação 6, tem-se a Equação 7.

$$Pd_{somb} (\%) = \frac{\frac{n_{cs}}{n_c} \cdot n_{da}}{n_{mod}} \cdot 100 + \frac{\frac{V_{diodo}}{V_{mp}} \cdot n_{da}}{n_{mod}} \cdot 100 \quad (7)$$

Colocando em evidência os termos matemáticos, tem-se a Equação 8, equivalente à Equação 2 apresentada no tópico 3.3 do presente trabalho.

$$Pd_{somb} = \left(\frac{n_{cs}}{n_c} + \frac{V_{diodo}}{V_{mp}} \right) \frac{n_{da}}{n_{mod}} \cdot 100 \quad (8)$$

APÊNDICE 2 – FICHA DA COLETA DE DADOS

Sombreamento A	Dia 1	Dia 2	Dia 3	Dia 4	Dia 5	Média
Data	19/jun	20/jun	21/jun	22/jun	23/jun	-
Horário (h)	13:28	13:28	13:25	13:26	13:14	-
Irradiância (W/m ²)	646,0	650,0	657,0	659,0	664,0	655,2±7,2
Temperatura (°C)	28,0	29,0	29,0	29,0	28,0	28,6±0,5
Tensão s/omb. (V)	385,0	380,0	380,0	383,0	395,0	384,6±6,2
Corrente s/omb. (A)	6,8	6,9	7,0	6,9	7,0	6,9±0,1
Potência s/omb. (W)	2618,0	2622,0	2660,0	2642,7	2765,0	2661,5±60,3
Tensão c/omb. (V)	375,0	368,0	370,0	372,0	376,0	372,2±3,3
Corrente c/omb. (A)	6,8	6,9	7,0	6,9	7,0	6,9±0,1
Potência c/omb. (W)	2550,0	2539,2	2590,0	2566,8	2632,0	2575,6±36,9
Diferença de potência (W)	68,0	82,8	70,0	75,9	133,0	85,9±26,9
Diferença de potência (%)	2,6	3,2	2,6	2,9	4,8	3,2±0,9

Sombreamento B	Dia 1	Dia 2	Dia 3	Dia 4	Dia 5	Média
Data	19/jun	20/jun	21/jun	22/jun	23/jun	-
Horário (h)	13:29	13:29	13:27	13:27	13:18	-
Irradiância (W/m ²)	646,0	650,0	657,0	659,0	664,0	655,2±7,19
Temperatura (°C)	28,0	29,0	29,0	29,0	28,0	28,6±0,5
Tensão s/omb. (V)	385,0	380,0	380,0	383,0	392,0	384,0±4,9
Corrente s/omb. (A)	6,8	6,9	7,0	6,9	7,0	6,9±0,1
Potência s/omb. (W)	2618,0	2622,0	2660,0	2642,7	2744,0	2657,3±51,3
Tensão c/omb. (V)	365,0	358,0	361,0	362,0	372,0	363,6±5,3
Corrente c/omb. (A)	6,8	6,9	7,0	6,9	6,9	6,9±0,1
Potência c/omb. (W)	2482,0	2470,2	2527,0	2497,8	2566,8	2508,8±38,8
Diferença de potência (W)	136,0	151,8	133,0	144,9	177,2	148,6±17,6
Diferença de potência (%)	5,2	5,8	5,0	5,5	6,5	5,6±0,6

Sombreamento C	Dia 1	Dia 2	Dia 3	Dia 4	Dia 5	Média
Data	19/jun	20/jun	21/jun	22/jun	23/jun	-
Horário (h)	13:31	13:32	13:28	13:29	13:21	-
Irradiância (W/m ²)	646,0	650,0	657,0	659,0	661,0	654,6±6,3
Temperatura (°C)	28,0	29,0	29,0	29,0	28,0	28,6±0,5
Tensão s/omb. (V)	385,0	380,0	381,0	383,0	392,0	384,2±4,8
Corrente s/omb. (A)	6,8	6,9	7,0	6,9	6,9	6,9±0,1
Potência s/omb. (W)	2618,0	2622,0	2667,0	2642,7	2704,8	2650,9±35,9
Tensão c/omb. (V)	355,0	359,0	361,0	355,0	363,0	358,6±3,6
Corrente c/omb. (A)	6,8	6,6	6,7	6,8	6,9	6,8±0,1
Potência c/omb. (W)	2414,0	2369,4	2418,7	2414,0	2504,7	2424,2±49,3
Diferença de potência (W)	204,0	252,6	248,3	228,7	200,1	226,7±24,3
Diferença de potência (%)	7,8	9,6	9,3	8,7	7,4	8,6±1,0

Sombreamento D	Dia 1	Dia 2	Dia 3	Dia 4	Dia 5	Média
Data	19/jun	20/jun	21/jun	22/jun	23/jun	-
Horário (h)	13:33	13:33	13:30	13:30	13:22	-
Irradiância (W/m ²)	646,0	650,0	657,0	659,0	661,0	654,6±6,3
Temperatura (°C)	28,0	29,0	29,0	29,0	28,0	28,6±0,5
Tensão s/omb. (V)	385,0	379,0	382,0	383,0	392,0	384,2±4,9
Corrente s/omb. (A)	6,8	6,9	7,0	6,9	6,9	6,9±0,1
Potência s/omb. (W)	2618,0	2615,1	2674,0	2642,7	2704,8	2650,9±38,3
Tensão c/omb. (V)	356,0	357,0	361,0	353,0	362,0	357,8±3,7
Corrente c/omb. (A)	6,8	6,6	6,9	6,8	6,9	6,8±0,1
Potência c/omb. (W)	2420,8	2356,2	2490,9	2400,4	2497,8	2433,2±60,5
Diferença de potência (W)	197,2	258,9	183,1	242,3	207,0	217,7±31,8
Diferença de potência (%)	7,5	9,9	6,8	9,2	7,7	8,2±1,3

Sombreamento E	Dia 1	Dia 2	Dia 3	Dia 4	Dia 5	Média
Data	19/jun	20/jun	21/jun	22/jun	23/jun	-
Horário (h)	13:36	13:36	13:32	13:32	13:23	-
Irradiância (W/m ²)	646,0	638,0	657,0	659,0	661,0	652,2±9,8
Temperatura (°C)	28,0	29,0	29,0	29,0	28,0	28,6±0,5
Tensão s/omb. (V)	385,0	380,0	380,0	383,0	390,0	383,6±4,2
Corrente s/omb. (A)	6,6	6,9	7,0	6,9	6,9	6,9±0,2
Potência s/omb. (W)	2541,0	2622,0	2660,0	2642,7	2691,0	2631,3±56,5
Tensão c/omb. (V)	350,0	360,0	361,0	352,0	360,0	356,6±5,2
Corrente c/omb. (A)	6,6	6,6	6,7	6,9	6,9	6,7±0,2
Potência c/omb. (W)	2310,0	2376,0	2418,7	2428,8	2484,0	2403,5±64,9
Diferença de potência (W)	231,0	246,0	241,3	213,9	207,0	227,8±17,0
Diferença de potência (%)	9,1	9,4	9,1	8,1	7,7	8,7±0,7

Sombreamento F	Dia 1	Dia 2	Dia 3	Dia 4	Dia 5	Média
Data	19/jun	20/jun	21/jun	22/jun	23/jun	-
Horário (h)	13:58	13:41	13:33	13:34	13:26	-
Irradiância (W/m ²)	612,0	638,0	657,0	659,0	658,0	644,8±20,3
Temperatura (°C)	28,0	29,0	29,0	29,0	28,0	28,6±0,5
Tensão s/omb. (V)	386,0	377,0	381,0	383,0	387,0	382,8±4,0
Corrente s/omb. (A)	7,0	6,9	7,0	6,9	6,9	6,9±1,0
Potência s/omb. (W)	2702,0	2601,3	2667,0	2642,7	2670,3	2656,7±37,4
Tensão c/omb. (V)	356,0	360,0	356,0	355,0	350,0	355,4±3,6
Corrente c/omb. (A)	6,0	5,0	5,3	5,5	6,3	5,6±0,5
Potência c/omb. (W)	2136,0	1800,0	1886,8	1952,5	2205,0	1996,1±169,9
Diferença de potência (W)	566,0	801,3	780,2	690,2	465,3	660,6±143,2
Diferença de potência (%)	20,9	30,8	29,3	26,1	17,4	24,9±5,6

Sombreamento G	Dia 1	Dia 2	Dia 3	Dia 4	Dia 5	Média
Data	19/jun	20/jun	21/jun	22/jun	23/jun	-
Horário (h)	14:00	13:42	13:36	13:37	13:27	-
Irradiância (W/m ²)	612,0	638,0	657,0	659,0	658,0	644,8±20,3
Temperatura (°C)	28,0	29,0	29,0	29,0	28,0	28,6±0,5
Tensão s/omb. (V)	385,0	380,0	381,0	383,0	390,0	383,8±4,0
Corrente s/omb. (A)	7,2	6,9	7,0	6,9	6,9	7,0±0,1
Potência s/omb. (W)	2772,0	2622,0	2667,0	2642,7	2691,0	2678,9±58,1
Tensão c/omb. (V)	356,0	360,0	356,0	355,0	350,0	355,4±3,6
Corrente c/omb. (A)	6,0	5,0	5,3	5,5	6,3	5,6±0,5
Potência c/omb. (W)	2136,0	1800,0	1886,8	1952,5	2205,0	1996,1±169,9
Diferença de potência (W)	636,0	822,0	780,2	690,2	486,0	682,9±132,1
Diferença de potência (%)	22,9	31,4	29,3	26,1	18,1	25,5±5,3

Sombreamento H	Dia 1	Dia 2	Dia 3	Dia 4	Dia 5	Média
Data	19/jun	20/jun	21/jun	22/jun	23/jun	-
Horário (h)	14:06	13:44	13:38	13:38	13:28	-
Irradiância (W/m ²)	612,0	638,0	657,0	659,0	658,0	644,8±20,3
Temperatura (°C)	28,0	29,0	29,0	29,0	28,0	28,6±0,5
Tensão s/omb. (V)	383,0	380,0	381,0	383,0	393,0	384,0±5,2
Corrente s/omb. (A)	7,2	6,9	7,0	6,9	6,9	7,0±0,1
Potência s/omb. (W)	2757,6	2622,0	2667,0	2642,7	2711,7	2680,2±54,7
Tensão c/omb. (V)	355,0	357,0	358,0	355,0	350,0	355,0±3,1
Corrente c/omb. (A)	6,0	5,0	5,1	5,5	6,3	5,6±0,6
Potência c/omb. (W)	2130,0	1785,0	1825,8	1952,5	2205,0	1979,7±184,2
Diferença de potência (W)	627,6	837,0	841,2	690,2	506,7	700,5±142,7
Diferença de potência (%)	22,8	31,9	31,5	26,1	18,7	26,2±5,7

ANEXO 1 – DATASHEET DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS



CS6P-260 | 265 | 270P

The high quality and reliability of Canadian Solar's modules is ensured by 15 years of experience in module manufacturing, well-engineered module design, stringent BOM quality testing, an automated manufacturing process and 100% EL testing.



ELECTRICAL DATA | STC*

CS6P	260P	265P	270P
Nominal Max. Power (Pmax)	260 W	265 W	270 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	30.4 V	30.6 V	30.8 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.56 A	8.66 A	8.75 A
Open Circuit Voltage (Voc)	37.5 V	37.7 V	37.9 V
Short Circuit Current (Isc)	9.12 A	9.23 A	9.32 A
Module Efficiency	16.16%	16.47%	16.79%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C		
Max. System Voltage	1000 V (IEC) or 1000 V (UL)		
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)		
Max. Series Fuse Rating	15 A		
Application Classification	Class A		
Power Tolerance	0 ~ + 5 W		

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE

Outstanding performance at low irradiance, with an average relative efficiency of 96.5 % from irradiances, between 1000 W/m² and 200 W/m² (AM 1.5, 25°C).

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline, 6 inch
Cell Arrangement	60 (6×10)
Dimensions	1638×982×40 mm (64.5×38.7×1.57 in)
Weight	18 kg (39.7 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame Material	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP67, 3 diodes
Cable	4 mm ² (IEC) or 4 mm ² & 12 AWG 1000 V (UL), 1000 mm (39.4 in) (650 mm (25.6 in) is optional)
Connectors	T4 series or PV2 series
Per Pallet	26 pieces, 515 kg (1135.4 lbs)
Per Container (40' HQ)	728 pieces

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.41 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.31 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.053 % / °C
Nominal Operating Cell Temperature	45±2 °C

ANEXO 2 – DATASHEET DO INVERSOR DE FREQUÊNCIA GRID-TIE



Technical data and types

Type code	UNO-2.0-TL-OUTD	UNO-3.0-TL-OUTD	UNO-3.6-TL-OUTD	UNO-4.2-TL-OUTD
Input side				
Absolute maximum DC input voltage ($V_{max,abs}$)	600 V		850 V	
Start-up DC input voltage (V_{start})	100...300 V (default 150 V)		380 V	
Operating DC input voltage range ($V_{dmin}...V_{dmax}$)	0.7x V_{start} ...580 V (min 80 V)		350...820 V	
Rated DC input voltage (V_{dcr})	400 V		500 V	600 V
Rated DC input power (P_{dcr})	2200 W	3200 W	3900 W	4500 W
Number of independent MPPT	1			
MPPT input DC voltage range ($V_{MPPTmin}...V_{MPPTmax}$) at P_{dcr}	180...500 V	200...500 V	380...700 V	
Maximum DC input current ($I_{dcr,max}$)	12.5 A	16 A	12.5 A	
Number of DC inputs pairs	1			
DC connection type	PV quick fit connector ³⁾			
Input protection				
Reverse polarity protection	Yes, from limited current source			
Input over voltage protection - varistor	Yes			
Photovoltaic array isolation control	According to local standard			
DC switch rating (version with DC switch)	600 V, 25 A		1000 V, 16 A	
Output side				
AC Grid connection type	Single-phase			
Rated AC power (P_{acr} @cos ϕ =1)	2000 W	3000 W	3600 W	4200 W
Maximum AC output power ($P_{acr,max}$ @cos ϕ =1)	2000 W	3000 W	3600 W	4200 W
Maximum apparent power (S_{max})	2000 VA	3000 VA	3600 VA	4200 VA
Rated AC grid voltage (V_{acr})	230 V			
AC voltage range	180...264 V ¹⁾			
Maximum AC output current ($I_{acr,max}$)	10 A	15 A	16 A	20 A
Contributory fault current	12 A	17 A	18 A	22 A
Rated output frequency (f _r)	50 Hz / 60 Hz			
Output frequency range (f _{min} ...f _{max})	47...53 Hz / 57...63 Hz ²⁾			
Nominal power factor and adjustable range	> 0.995, adj. $\pm$ 0.8 with max S_{max}			
Total current harmonic distortion	< 3%			
AC connection type	Panel female connector			
Output protection				
Anti-islanding protection	According to local standard			
Maximum external AC overcurrent protection	16 A	20 A	20 A	25 A
Output overvoltage protection - varistor	2 (L - N / L - PE)			

FONTE: ABB (2016).