

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CENTRO DE CIÊNCIAS, TECNOLOGIAS E SAÚDE
DEPARTAMENTO DE ENERGIA E SUSTENTABILIDADE
CURSO DE ENGENHARIA DE ENERGIA

Anderson Zimmer

Módulos fotovoltaicos: Fronteiras tecnológicas e um estudo comparativo

Araranguá, SC

2022

Anderson Zimmer

Módulos fotovoltaicos: Fronteiras tecnológicas e um estudo comparativo

Trabalho de Conclusão do Curso de Graduação em Engenharia de Energia do Centro de Ciências, Tecnologias e Saúde da Universidade Federal de Santa Catarina, como requisito para a obtenção do título de Engenheiro de Energia.

Orientador: Prof. Giuliano Arns Rampinelli, Dr.

Araranguá

2022

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Zimmer, Anderson

Módulos fotovoltaicos : Fronteiras tecnológicas e um
estudo comparativo / Anderson Zimmer ; orientador,
Giuliano Arns Rampinelli, 2022.

50 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) -
Universidade Federal de Santa Catarina, Campus Araranguá,
Graduação em Engenharia de Energia, Araranguá, 2022.

Inclui referências.

1. Engenharia de Energia. 2. Células Fotovoltaicas. 3.
PERC. 4. Modelagem e Simulação PV*SOL . 5. Índices de
mérito. I. Arns Rampinelli, Giuliano. II. Universidade
Federal de Santa Catarina. Graduação em Engenharia de
Energia. III. Título.

Anderson Zimmer

Módulos fotovoltaicos: Fronteiras tecnológicas e um estudo comparativo

O presente Trabalho de Conclusão de Curso, do Curso de Engenharia de Energia, foi avaliado e aprovado pela banca examinadora composta pelos seguintes membros:

Giuliano Arns Rampinelli, Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina

Leonardo Elizeire Bremermann, Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina

Letícia Recco Tramontin, Eng.
Norr Energia

Certificamos que essa é a versão original e final do trabalho que foi julgado adequado para obtenção do título de Engenheiro de Energia.

Prof. Luciano Lopes Pfitscher, Dr.
Coordenador do Curso

Prof. Giuliano Arns Rampinelli, Dr.
Orientador

Anderson Zimmer

Autor

Araranguá, 14 de março de 2022

Este trabalho é dedicado aos meus colegas de classe e aos meus queridos pais.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a minha família, pelo amor, incentivo e apoio incondicional, durante esta jornada.

A Universidade Federal de Santa Catarina, seu corpo docente, que oportunizaram essa graduação.

A meus colegas e amigos que estiveram ao meu lado, batalhando por este título.

E a todos que fizeram parte de minha formação, o meu muito obrigado.

RESUMO

O mercado atual de energia solar fotovoltaica é representado pelas tecnologias baseadas em silício cristalino, sendo que nas últimas décadas grandes avanços tecnológicos foram obtidos em seu desenvolvimento. Este trabalho tem como objetivo estudar e apresentar os principais avanços dessa indústria e comparar os índices de mérito e outros parâmetros como energia em corrente contínua, energia em corrente alternada, perdas de captura e de sistema. Para tanto, são abordados alguns temas em seu estado de arte tais como, as tecnologias de passivação do emissor traseiro, células cortadas, células bifaciais, *multi-busbar*, *tiling ribom*. Para análise são considerados os dados obtidos pela modelagem e simulação de sistemas fotovoltaicos em duas condições de albedo sendo uma característica de grama verde e outra de areia seca. Dentre as análises dos índice de méritos nos sistemas modelados e simulados no *software PV*SOL*, destaca-se o desempenho obtido pelo módulo monofacial da *Jinko* (JKM345M 6TL3(V)), também destaca-se o desempenho de módulos bifaciais.

Palavras-chave: Células fotovoltaicas, PERC, Células bifaciais, *Tiling ribom*, MBB, simulação PV*SOL

ABSTRACT

The actual photovoltaic solar energy market is represented by the crystalline silicon based technologies, where several important technological advancements were obtained on its development. This work has as objective study and explain the main improvements on this industrie and compare the merit indices and other parameters as the direct current power, alternating current power, capture and system loss. Therefore, some topics are covered on its art state as, the passivated emitter and rear cells, cutted cells, bifacial cells, multi-busbar and tiling ribom. The data used in the analysis was obtained by a model and system that used two albedo conditions: one was green grass and the other dry sand. Among the merit indices analysis obtained in the modeled systems on PV*SOL software, the Jinko's monofacial module (JKM345M 6TL3(V)) and the bifacial modules stand out.

Keywords: Photovoltaic Cells. PERC. Bifacial Cells. Tiling ribom. MBB. PV*SOL simulation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Estrutura de uma célula fotovoltaica	14
Figura 2 - Estrutura de uma célula fotovoltaica de silício cristalino tipo P e tipo N.....	15
Figura 3 - Curvas características I-V e P-V.....	16
Figura 4 - Representatividade de produção mundial de módulos baseados em silício ..	17
Figura 5 – Crescimento de cristal de silício: a técnica CZ e b técnica FZ.	18
Figura 6 - Tamanhos de lingotes e <i>wafers</i> ao longo do tempo.....	19
Figura 7 - Tendência de participação do mercado global.....	20
Figura 8 - Metalização em células.....	21
Figura 9 - Resistência série em uma célula 3 busbars a esquerda e resistência série em uma célula MBB a direita.....	22
Figura 10 – Estrutura de: célula Al-BSF (a) célula PERC (b).....	23
Figura 11 - Estrutura de uma célula PERC.....	23
Figura 12 - Vista de seção transversal: célula monofacial PERC a esquerda e bifacial PERC a direita	24
Figura 13- Células PERC, PERL e PERT	25
Figura 14 - Modelo de etiqueta dos dados elétricos de um módulo bifacial	26
Figura 15 - Participação no mercado mundial das tecnologias monofacial e bifacial ...	27
Figura 16 -Interconexão de células.....	28
Figura 17 - Distância entre as interconexões.....	29
Figura 18 - Tiling Ribbon.....	30
Figura 19 - Entrada de dados iniciais do software.....	31
Figura 20 - Vista de seleção de dados do Software.....	31
Figura 21 - Vistas do layout do sistema	33
Figura 22 - Divisão das <i>strings</i> nas mesas da estrutura solo	33
Figura 23 - Irradiância média anual com albedos.....	38
Figura 24 - Energia em corrente contínua	39
Figura 25 - Energia em corrente alternada em kWh.....	41
Figura 26 - Fator de capacidade	42
Figura 27 - Desempenho global do sistema e produtividade	44
Figura 28 - Perdas de captura e perdas do sistema.....	45

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Refletância de algumas superfícies	25
Quadro 2 - Principais dados características dos módulos 345 W	36
Quadro 3 - Principais características dos módulos de 440 W	36
Quadro 4 - Principais especificação do inversor	37
Quadro 5 - Comparação da Ecc entre módulos 345 W	40
Quadro 6 – Comparação da Ecc entre módulos 440 W	40
Quadro 7 - Índices de produtividade em kWh/kWp.....	43

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	12
1.1	OBJETIVOS.....	13
1.1.1	Objetivo Geral	13
1.1.2	Objetivos Específicos	13
2	REFERENCIAL TEÓRICO	13
2.1	AS CÉLULAS FOTOVOLTAICAS	14
2.1.1	Tecnologia de crescimento cristal de silício	17
2.1.2	Tecnologia de <i>wafers</i>	19
2.1.3	Tecnologias de metalização	20
2.1.4	Tecnologia PERC	22
2.1.5	Tecnologia bifacial	24
2.1.6	Tecnologia de célula cortada (<i>cut cell</i>)	27
2.1.7	Tecnologia de interconexão	28
3	METODOLOGIA.....	30
3.1	SIMULAÇÃO	30
3.2	INDICADORES E ÍNDICES DE MÉRITO	34
3.3	OBJETOS DO ESTUDO	35
4	RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	37
4.1	MODELAGEM E SIMULAÇÃO	37
4.2	IRRADIÂNCIA MÉDIA ANUAL NO PLANO DO ARRANJO FOTOVOLTAICO	38
4.3	ENERGIA EM CORRENTE CONTÍNUA NA ENTRADA DO INVERSOR..	39
4.4	ENERGIA EM CORRENTE ALTERNADA NA SAÍDA DO INVERSOR	41
4.5	FATOR DE CAPACIDADE	42
4.6	ÍNDICES DE PRODUTIVIDADE E PERDAS.....	43
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	45
6	RECOMENDAÇÕES PARA FUTURAS INVESTIGAÇÕES	46
	REFERÊNCIAS.....	47

INTRODUÇÃO

A energia solar fotovoltaica avançou a um ritmo surpreendente ganhando um papel de protagonista na transição energética mundial. Segundo dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) o Brasil sofreu um grande avanço na sua capacidade instalada chegando na marca de 11,3 GW no ano de 2021, sendo 4 GW em geração centralizada e 7,3 GW de geração distribuída, sendo que no ano de 2017 capacidade instalada era inferior a 1,2 GW, sendo 1 GW para geração centralizada e 0,192 GW para geração distribuída (ANEEL, 2021). À vista disso, é um momento adequado para expor o estado atual da tecnologia fotovoltaica (WILSON *et al.*, 2020).

Dentre os desafios desta tecnologia, encontra-se a célula fotovoltaica sendo uma unidade básica do módulo fotovoltaico que compõe um sistema fotovoltaico totalmente funcional. De modo a formar um módulo fotovoltaico, várias células são interconectadas eletricamente em série/paralelo para formar uma matriz a fim de alcançar um nível de potência de saída significativo. Essa matriz interconectada é encapsulada para proteger o circuito elétrico de danos físicos e do clima (PINHO; GALDINO, 2014).

Existem diferentes tipos de tecnologias de células solares, conforme apresentado por Mesquita *et al.* (2019), atualmente as tecnologias derivadas do silício cristalino, correspondem de 90% a 95% do mercado mundial de energia fotovoltaica.

De acordo com WILSON *et al.*, (2020), a cadeia produtiva destas tecnologias experimenta grandes pesquisas e avanços tecnológicos. Dentre os principais aperfeiçoamentos, tem-se os aumentos nos tamanhos das células, a tecnologia PERC (*Passivated Emitter and Rear Contact*), meia-célula (*Half-Cell*), MBB (*Multi Buss Bar*), interconexões de células, bifacialidade e toda via, portanto existem uma variedade de módulos fotovoltaicos com diferentes tecnologias, eficiências e tamanhos no mercado mundial.

Partindo destes aspectos, o presente trabalho se propôs a estudar os pressupostos teóricos básicos dos diferentes tipos de tecnologias de células baseado em silício cristalino aplicadas aos módulos fotovoltaicos e nas próximas seções serão apresentados os principais avanços das tecnologias como crescimento de cristal, a tecnologia de *wafers*, tecnologias de metalização das células, células PERC, células bifaciais, célula cortada, interconexões de células e nas seções seguintes serão apresentadas a metodologia do estudo sendo evidenciada a modelagem e simulação de sistemas utilizando o software PV*SOL considerando o fator de albedo em duas condições sendo comparado seus índices de

mérito e demais índices relevantes, por conseguinte a apresentação dos resultados seguinte pela conclusão.

A expectativa é que este trabalho possa contribuir para um maior entendimento do tema de energia solar fotovoltaica e contribuir com o estado da arte da temática estudada.

1.1 OBJETIVOS

Nas seções abaixo estão descritos o objetivo geral e os objetivos específicos deste TCC.

1.1.1 Objetivo Geral

O presente trabalho trata do estudo das tecnologias aplicadas nas células fotovoltaicas de base de silício cristalino e analisa os seus desempenhos por meio de indicadores e índices de mérito obtidos por meio de modelagem e simulação em *software* considerando dois fatores de albedo.

1.1.2 Objetivos Específicos

Os objetivos específicos são:

- Descrever os conceitos do estado atual das tecnologias das células fotovoltaicas a base de silício cristalino.
- Modelar e simular sistemas fotovoltaicos com módulos de diferentes tecnologias de células a base de silício cristalino.
- Analisar e comparar os indicadores e índices de mérito dos sistemas fotovoltaicos com módulos de diferentes tecnologias de células a base de silício cristalino em diferentes condições de albedo.

REFERENCIAL TEÓRICO

Nesta seção são descritos os principais pressupostos teóricos relacionados às células fotovoltaicas de base silício cristalino. Além disso, será explanado de forma geral

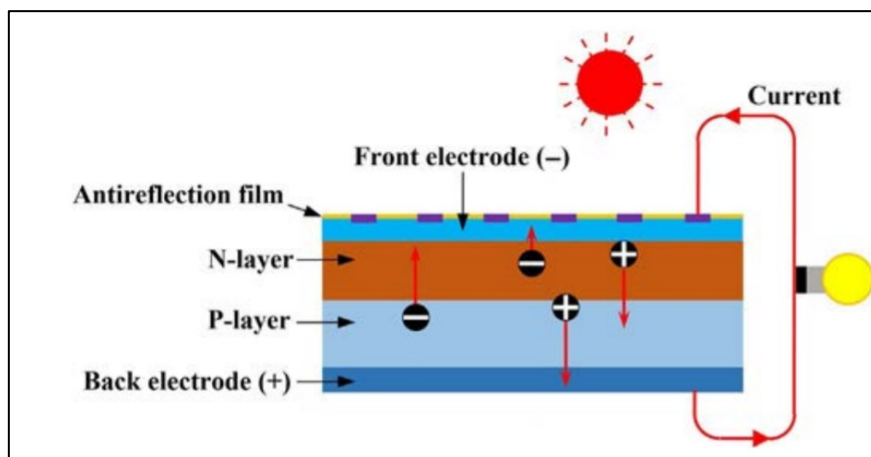
o estado atual da energia solar fotovoltaica, bem como os principais avanços ocorridos o setor produtivo de células solares fotovoltaicas de base silício cristalino.

1.2 AS CÉLULAS FOTOVOLTAICAS

A conversão fotovoltaica é baseada no efeito fotovoltaico, ou seja, na conversão da energia luminosa proveniente do sol em energia elétrica. Esse efeito foi descoberto por Becquerel em 1839. Para realizar essa conversão, são utilizados dispositivos chamados células solares ou células fotovoltaicas. (MERCALDO; DELLI VENERI, 2020)

Esse efeito ocorre dentro das células solares, que são feitas de dois tipos diferentes de semicondutores, um tipo n (tipo negativo) e um tipo p (tipo positivo) recebendo a denominação de efeito fotoelétrico ou efeito fotovoltaico (RICHHARIYA; KUMAR; SAMSHER, 2020). A Figura 1 apresenta uma típica célula fotovoltaica de silício cristalino, que consiste em uma camada muito fina de silício tipo N sobre uma camada mais espessa de silício tipo P. Quando uma camada de silício dopado tipo N é colocada em contato com uma camada de base de silício dopada tipo P, uma junção PN é formada (HERSCH; ZWEIBEL, 1982). Nesta zona PN, um campo elétrico é criado conforme os elétrons se movimentam para o lado P, ocupando os buracos que são deixados no lado N (AQACHMAR *et al.*, 2021).

Figura 1 - Estrutura de uma célula fotovoltaica

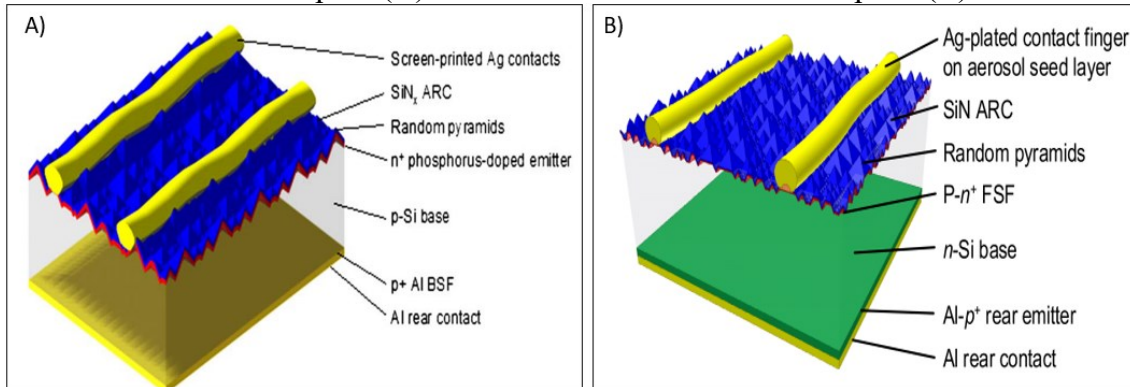


Fonte: (RICHHARIYA; KUMAR; SAMSHER, 2020)

Uma célula comercial é um pouco mais complexa apresentada na Figura 2, na Figura 2 (A) é apresentada uma estrutura da célula fotovoltaica comercial de silício

cristalino tipo P e na Figura 2 (B) é apresentada uma célula de silício cristalino tipo N, em ambas estão presentes os contatos em base de prata (Ag), uma cobertura antirreflexiva (SiN_x), as camadas base do tipo P ou N, os contatos posteriores em alumínio (Al).

Figura 2 - Estrutura de uma célula fotovoltaica de silício cristalino, ao lado esquerdo célula do tipo P (A) e ao lado direito uma célula do tipo N (B)



Fonte: (A) (GLUNZ *et al.*, 2010), (B) (GLUNZ, 2014)

Entretanto, dependendo do material adicionado à mistura do lingote, o silício torna-se tipo N ou tipo P. Os elementos químicos geralmente usados para dopagem são fósforo (P), que cria uma carga positiva e boro (B), que resulta em uma carga negativa, a célula será do tipo P ou do tipo N para o qual ela for usada como base. (HERNÁNDEZ-CALLEJO; GALLARDO-SAAVEDRA; ALONSO-GÓMEZ, 2019)

Os recentes avanços no desenvolvimento de células, apontam a substituição do boro pelo gálio na dopagem do crescimento do cristal (CRABTREE *et al.*, 2005), No ano de 2020, o principal elemento de dopagem para o material de silício monocristalino (m-Si) do tipo P foi o gálio (FISCHER *et al.*, 2021). A maior vantagem da dopagem com gálio é a redução significativa da Degradação Induzida por Luz (LID) do material tipo P (CRABTREE *et al.*, 2005).

O desempenho de uma célula é avaliado com base nas curvas I-V e P-V, onde "I" representa a corrente, "V" representa a tensão, e "P" representa a potência. O traçado das curvas I-V (em vermelho) e P-V(em azul) são apresentados na Figura 3, estas são os principais métodos de análise de desempenho de um dispositivo fotovoltaico (KUMAR *et al.*, 2020).

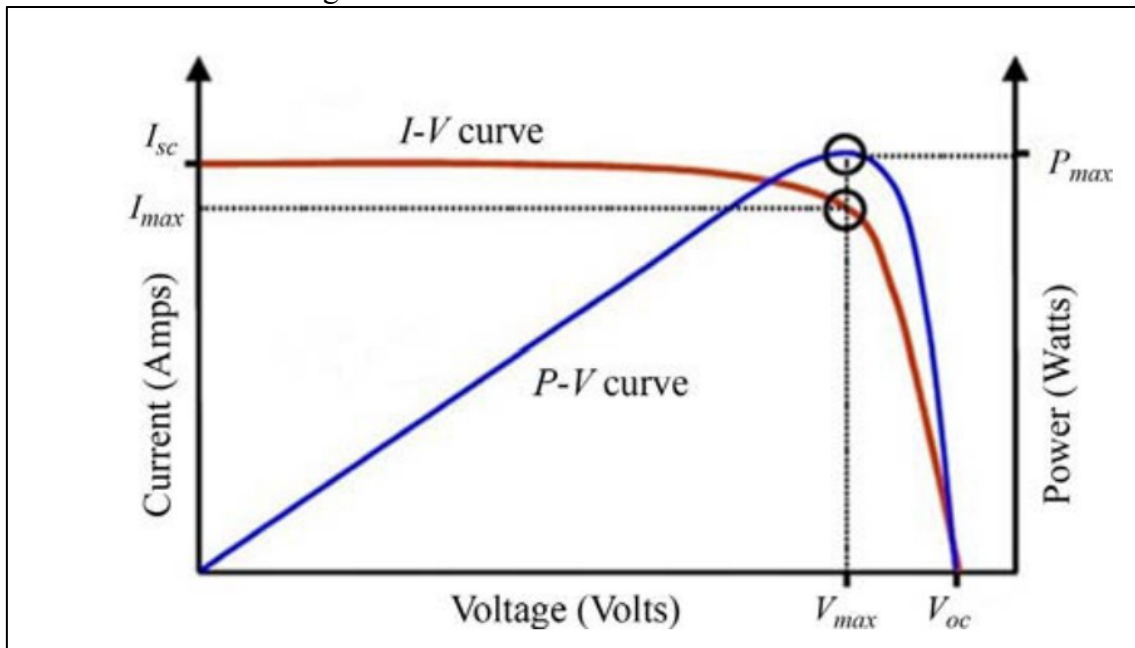
Elas determinam os parâmetros elétricos, como a corrente de curto-circuito (I_{SC}), a tensão de circuito aberto (V_{OC}), o ponto de máxima potência (P_{MAX}), este é determinado pelo produto da corrente máxima (I_{MAX}) e da tensão máxima (V_{MAX}) em um determinado

momento, o fator de preenchimento ou fator de forma (FF) é descrito como a razão entre a máxima potência da célula e o produto da corrente de curto circuito com a tensão de circuito aberto (PINHO; GALDINO, 2014).

A eficiência também é um parâmetro importante, relaciona a potência elétrica produzida pela célula fotovoltaica e a potência da energia solar incidente à área do dispositivo fotovoltaico. No entanto, elas devem ser obtidas em condições padrão de teste (STC).

Os dispositivos fotovoltaicos podem ser associadas em serie e paralelo, de forma a obter os níveis de tensão e corrente desejados, quando associadas as células obtêm-se um módulo, quando associados os módulos obtêm-se arranjos (PINHO; GALDINO, 2014).

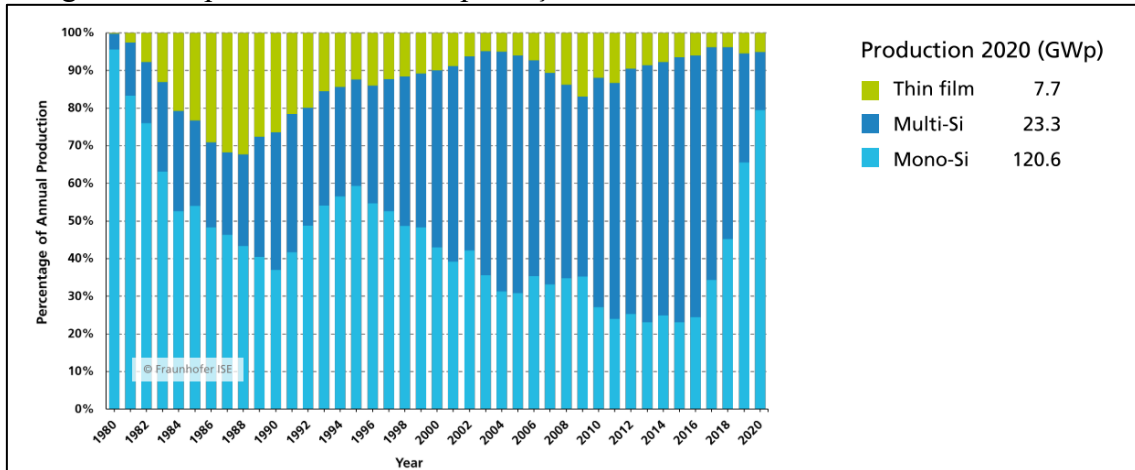
Figura 3 - Curvas características I-V e P-V



Fonte: (KUMAR *et al.*, 2020)

Segundo BURGER *et al.*, 2021, em seu estudo publicado pelo Instituto Fraunhofer para Sistemas de Energia Solar (Fraunhofer ISE), a produção mundial de módulos fotovoltaicos em 2020 foi de aproximadamente 151,6 GWp, sendo que 94,9% da produção mundial de módulos são derivados do silício cristalino, Figura 4. Todas as tecnologias de filme fino representam o restante do mercado fotovoltaico mundial. (MESQUITA *et al.*, 2019).

Figura 4 - Representatividade de produção mundial de módulos baseados em silício



Fonte: (BURGER *et al.*, 2021)

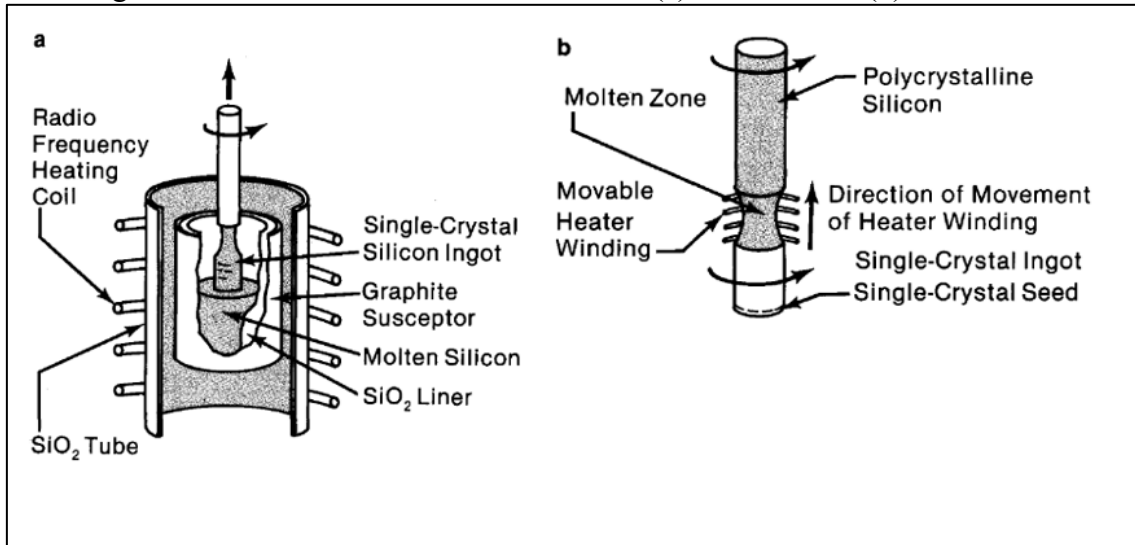
No relatório publicado pelo *International Technology Roadmap for Photovoltaic Results 2020* (ITRPV 2020), é demonstrado que a indústria se movimenta para o desenvolvimento tecnológico sobre *wafers* de silício monocristalino (m-Si), esta tendência pode ser observada na Figura 4 (FISCHER *et al.*, 2021).

O principal objetivo para todas as tecnologias fotovoltaicas emergentes é reduzir o custo por kWh, e existem duas estratégias principais, uma com foco no aumento da eficiência de conversão, outra na redução de custo de produção por unidade de área. (MORGERA; LUGHI, 2015).

1.2.1 Tecnologia de crescimento cristal de silício

Os principais métodos de crescimento de cristal de silício são Czochralski (CZ) e o *Float Zone* (FZ), no entanto, a principal técnica utilizada de crescimento é o CZ, este é apresentado na Figura 5 (a), sendo evidenciado de forma singela seu processo, que consiste no derretimento do Si e sua dopagem, após esta etapa, uma semente de cristal é introduzida no topo de um cadinho e retirado lentamente a uma taxa controlada. O cristal cresce abaixo da semente. A semente e o cristal são frequentemente girados para fornecer um ambiente de crescimento uniforme. A movimentação do silício fundido dentro do fluido é importante porque afeta a qualidade do cristal. (ANTTILA, 2020) (HERSCH; ZWEIBEL, 1982)

Figura 5 – Crescimento de cristal de silício: (a) técnica CZ e (b) técnica FZ.



Fonte: (HERSCH; ZWEIBEL, 1982)

O processo de CZ permaneceu fundamentalmente quase que inalterado desde sua descoberta, com o tempo foi recebendo melhorias em suas etapas, até se tornar um processo contínuo amplamente utilizado nos dias de hoje. Estas melhorias possibilitaram o aumento do peso dos cristais, a aplicação de campos magnéticos para um melhor controle do comportamento do derretimento, todos os requisitos de qualidade imagináveis foram revisados várias vezes e a produtividade experimentou enormes melhorias. (ANTTILA, 2020)

Na técnica de FZ, representado na Figura 5 (b), uma haste de Si é inserida na parte inferior da câmara de indução, durante o processo, a superfície é aquecida até a temperatura de fusão do silício. Então a matéria-prima começa a ser adicionada gradualmente na zona de derretimento, o lingote (cristal) vai sendo formado gradualmente. A contaminação do cristal neste processo é muito baixa, devido ao fato das impurezas se concentrarem na parte externa do cristal. O cristal passa por várias vezes na FZ, obtendo um cristal cada vez mais puro. (FERRAZZA, 2018)

Uma das principais diferenças entre esses processos é o nível de regularidade e a estrutura, que afeta o tamanho dos cristais que compõem esse material, . (MALINOWSKI; LEON; ABU-RUB, 2017).

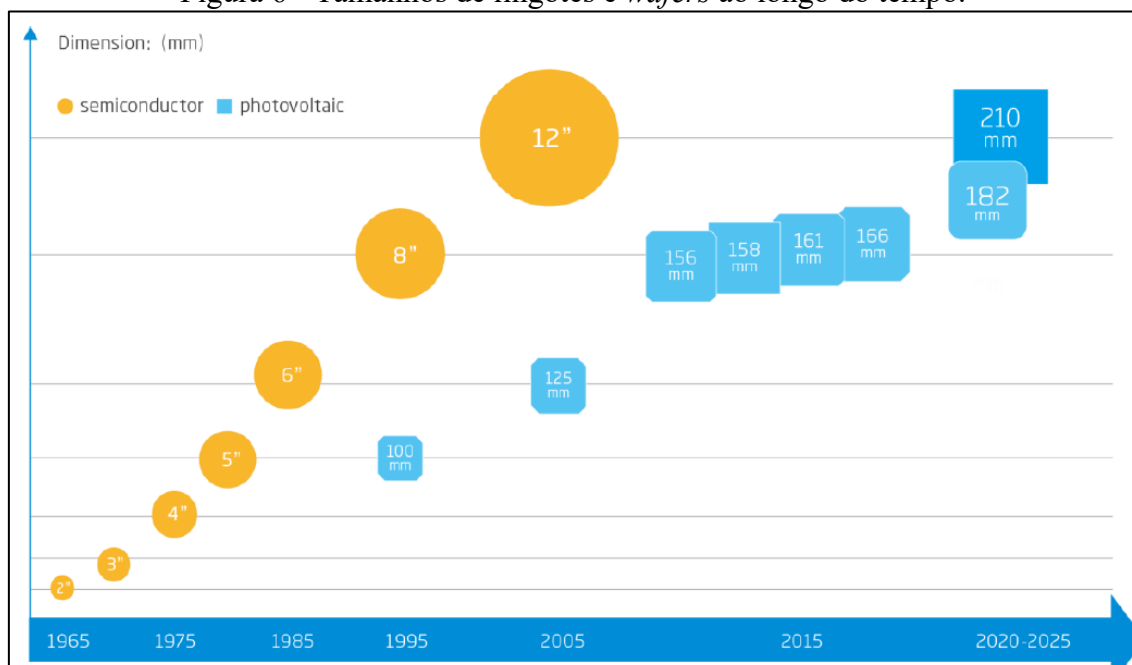
1.2.2 Tecnologia de *wafers*

Uma vez que os lingotes de cristal único estejam formados, eles recebem uma limpeza, sendo removidas suas extremidades, ondulações e demais imperfeições. Os lingotes de silício têm uma seção transversal determinada pelo tamanho final do *wafer* (FERRAZZA, 2018).

O panorama da tecnologia de *wafering* mudou completamente nos últimos anos, a introdução da serração com fio diamantado (*diamond wire sawing* DWS), proporcionou uma melhoria significativa em termos de estabilidade do processo de *wafer* e redução de custos, juntamente com a redução de perdas por corte (FISCHER *et al.*, 2021).

Por sua vez, as dimensões do lingote crescem conforme o desenvolvimento das suas tecnologias de produção. Na Figura 6 é evidenciada o crescimento do tamanho dos lingotes e *wafers* com o passar do tempo. Conseqüentemente, há uma variedade de tamanhos de *wafer*, assim como tamanhos de células. Como resultado vários tamanhos surgiram no mercado com dimensões como M2 (156,75 mm), M6 (166 mm), G1 (158,75 mm), M10 (182 mm) (FISCHER *et al.*, 2021).

Figura 6 - Tamanhos de lingotes e *wafers* ao longo do tempo.

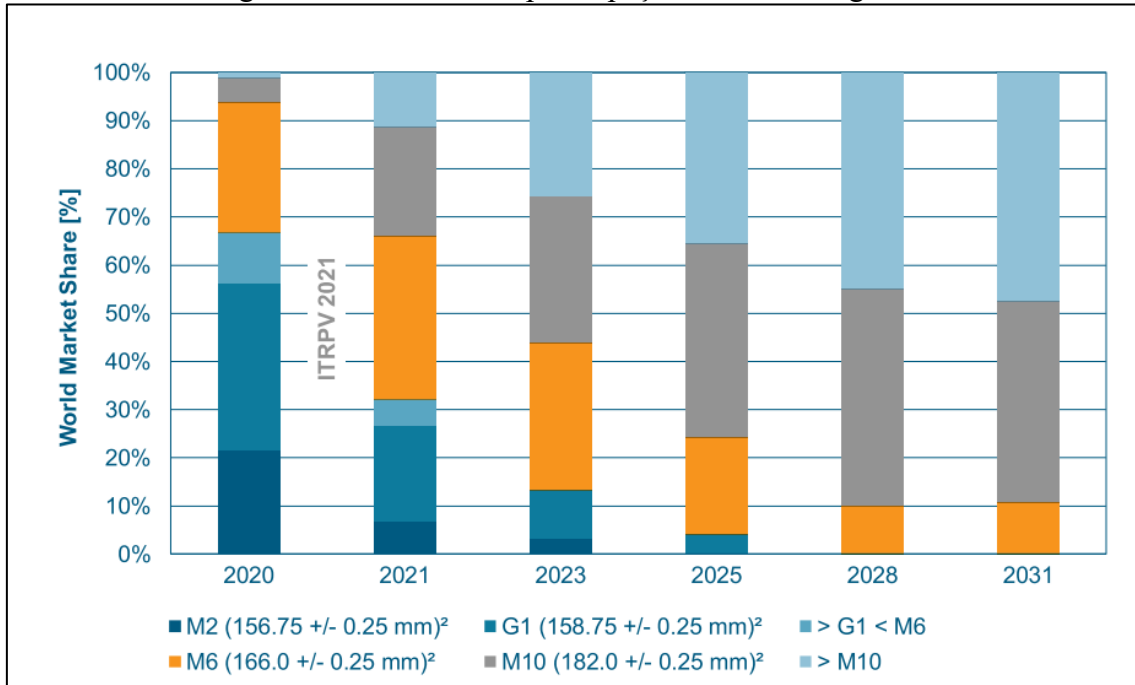


Fonte: (TRINA SOLAR CO. LTDA, 2020)

Segundo o relatório do ITRPV *results 2020*, existe a expectativa de padronização do tamanho de *wafers* no modelo de M12 (210 mm). Outro ponto a ser observado é

desaparecimento nos próximos anos dos tamanhos M2 e G1, conforme apresentado na Figura 7.

Figura 7 - Tendência de participação do mercado global

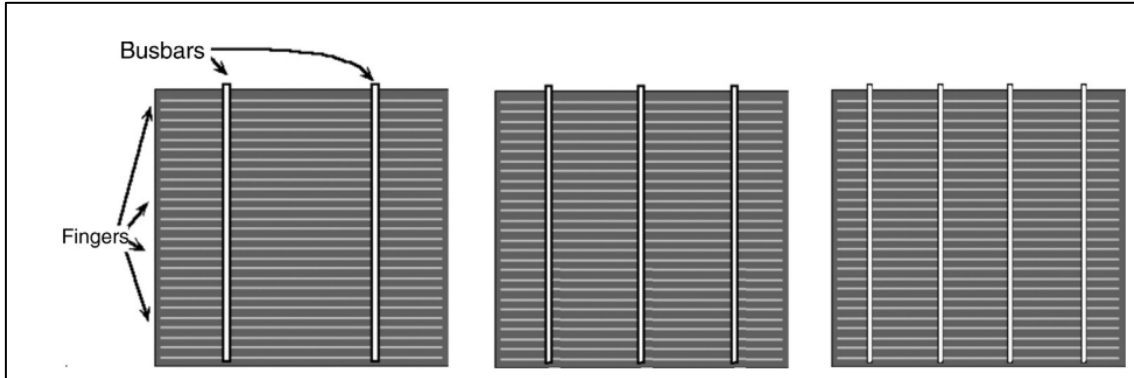


Fonte: (FISCHER *et al.*, 2021)

1.2.3 Tecnologias de metalização

A metalização consiste no processo de impressão de contatos nas células, elas são metalizadas na parte frontal com tiras de contato finas, as chamadas linhas de grade (*fingers*), coletando a corrente gerada na junção PN que flui lateralmente através da camada emissora n + para o contato, perpendiculares às linhas de grade largas tiras de forma retangular, os chamados barramentos (Busbars) coletam a corrente dos dedos permitindo conexões de saída. Os barramentos frontais são observados na Figura 8 (BENDA, 2018).

Figura 8 - Metalização em células



Fonte: (BENDA, 2018)

Após a deposição do revestimento antirreflexo, um laser é usado para a abertura local nas camadas dielétricas traseiras. Após a remoção a laser, a impressão da tela de pasta de prata (Ag) na frente e pasta alumínio (Al) na parte traseira (BENDA, 2018). Os contatos de metal são então definidos por meio da impressão subsequente de diferentes pastas de Ag e Al. O lado frontal é impresso com padrões tipo H, consistindo em linhas de grade conectadas por barramentos mais largos. Na parte traseira, os blocos em forma de linha contínua ou interrompida são impressos em primeiro lugar, seguidos de cobertura total de Al, comumente denominada *back surface field* (Al-BSF). (MERCALDO; DELLI VENERI, 2020)

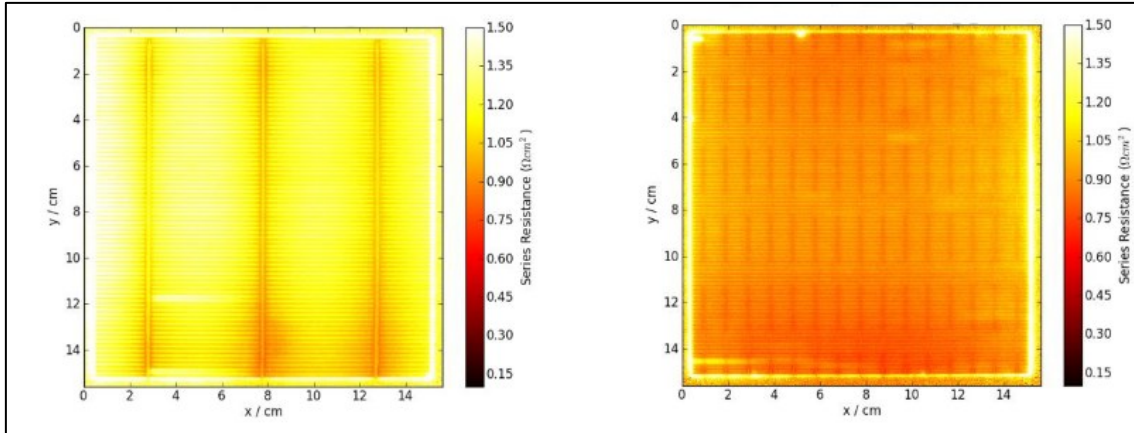
Na etapa final é realizado isolamento da borda, ou seja, a remoção a laser da camada difusa de fósforo indesejada em torno do perímetro do *wafers*, para evitar corrente parasita. (MERCALDO; DELLI VENERI, 2020)

Na busca de uma solução otimizada entre as perdas por resistências elétricas e melhoria da utilização óptica, novos designs de grades e barramentos foram desenvolvidos. Atualmente houve um acréscimo no número de *busbars*. segundo os resultados de 2020 da ITRPV, a utilização dessa quantia de 6 *busbars* foram as mais comercializadas no mundo, no entanto há a indicação que para os próximos anos sejam utilizados multi-*busbar* (MBB), no qual será incrementado para mais de 10 *busbars*.

O aumento do número de barramentos reduz a lacuna entre os barramentos, o que também encurta o comprimento do *finger*. Assim, a corrente transportada pela seção dos dedos entre os barramentos diminui com um maior número de barramentos. (CHUNDURI; SCHMELA, 2021). A tecnologia MBB apresenta uma resistência em série mais homogênea e menor, devido ao aumento no número de caminhos de corrente resultando em uma distribuição de corrente mais uniforme (WALTER *et al.*, 2014), esse

efeito pode ser observado na Figura 9 onde a resistência série espacial nas células é apresentada

Figura 9 - Resistencia série em uma célula 3 busbars a esquerda e resistencia série em uma célula MBB a direita



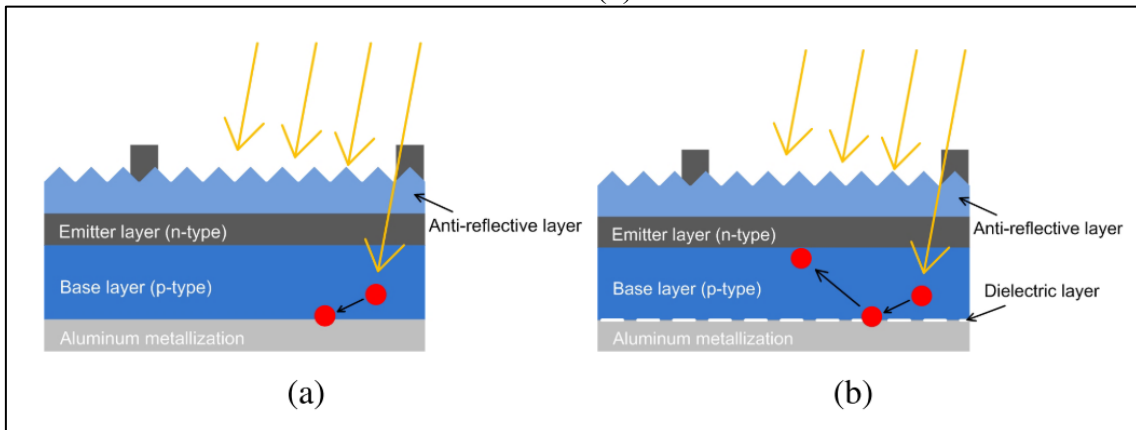
Fonte: (WALTER *et al.*, 2014)

1.2.4 Tecnologia PERC

Segundo MESQUITA *et al.*, 2019, uma célula de silício cristalino convencional não absorve parte da radiação que chega à superfície da célula, em virtude de não absorver todos os comprimentos de onda. Como resultado, alguns comprimentos de onda ultrapassam todas as camadas do silício até atingirem a parte traseira metalizada, desperdiçando energia.

De modo a melhorar a absorção a camada da parte traseira foi revestida com uma camada dielétrica evitando o desperdício de energia ao refletir a irradiância, tal efeito pode ser observado na Figura 10 (a) e (b), sendo a uma célula AL-BSF e a uma célula PERC respectivamente (MESQUITA *et al.*, 2019).

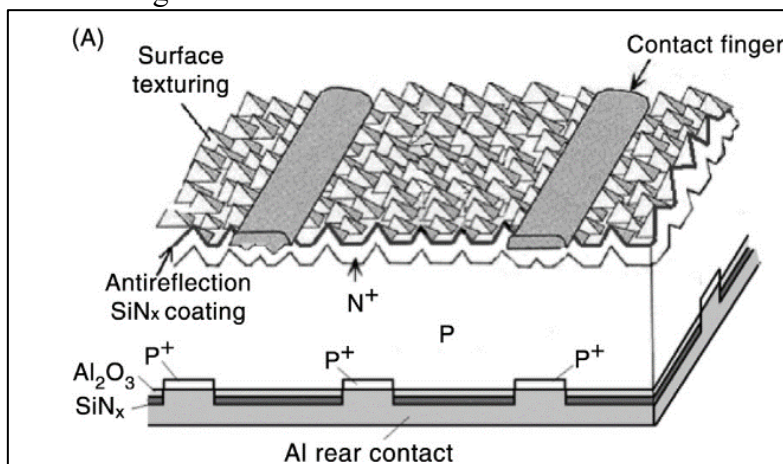
Figura 10 – Estrutura de: célula Al-BSF, a esquerda (a), e estrutura célula PERC, a direita (b)



Fonte: (MESQUITA *et al.*, 2019)

Na Figura 11, é evidenciada uma célula PERC com a utilização da camada dielétrica, geralmente de SiO_2 ou Al_2O_3 , denominada *passivated emitter and rear cell* (PERC) (BLAKERS, 2019). Uma camada fina de Al_2O_3 é depositada na superfície posterior do tipo P e um revestimento antirreflexo (SiN_x) é depositado na superfície traseira, após a deposição, um laser é usado para a abertura local nas camadas dielétricas traseiras recebendo assim os contatos (BENDA, 2018).

Figura 11 - Estrutura de uma célula PERC



Fonte: (BENDA, 2018)

As células PERC alcançam valores mais altos de corrente e potência. Além disso, eles têm melhor desempenho em ocasiões de baixa irradiância e coeficientes de temperatura mais baixos devido a essa recuperação dos elétrons (BLAKERS, 2019).

Quando comparada uma célula PERC com a convencional (Al-BSF), a célula PERC resulta em um aumento da eficiência da célula de aproximadamente 1% (BENDA,

2018). No entanto, segundo WILSON et al., 2020, o ganho de potência foi maior com *wafers* silício monocristalino (m-Si) do que com *wafers* de silício policristalino (p-Si).

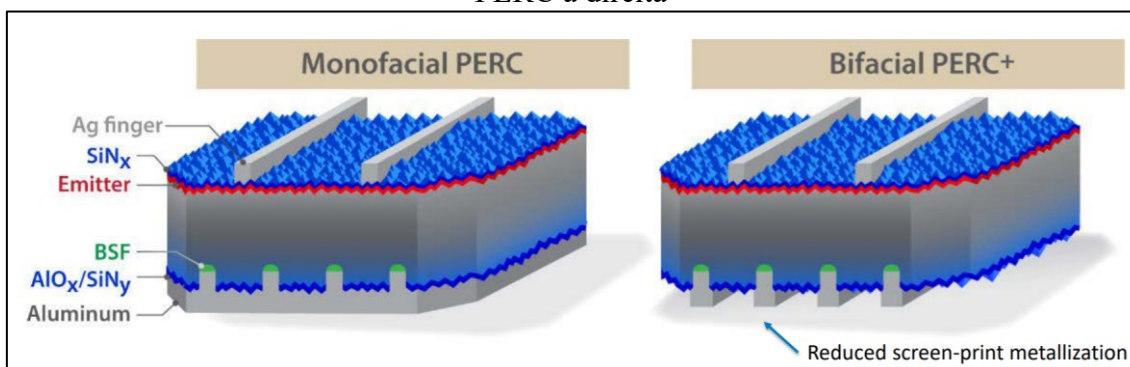
Durante décadas, cerca de 90% da produção global de células solares foi de Al-BSF (BLAKERS, 2019). Nos últimos anos a comercialização de módulos com essa tecnologia cresceu significativamente, no ano de 2020 os módulos com PERC contabilizaram mais de 50% do mercado nacional (GREENER, 2021). Segundo FISCHER et al., 2021, no ano de 2020 essa tecnologia PERC representou cerca de 80% da produção mundial e para os próximos anos ela será dominante perante as demais.

1.2.5 Tecnologia bifacial

As células solares bifaciais (bPV) têm a capacidade de gerar eletricidade de ambos os lados, inclusive são capazes de coletar luz difusa da superfície posterior, aumentando assim a eficiência total (BENDA, 2018).

Uma célula bifacial é bem similar a uma célula monofacial PERC, demonstrada na Figura 12, sendo sua principal diferença a utilização de *fingers* ao invés de cobrir toda a superfície na parte posterior da célula (BENDA, 2018).

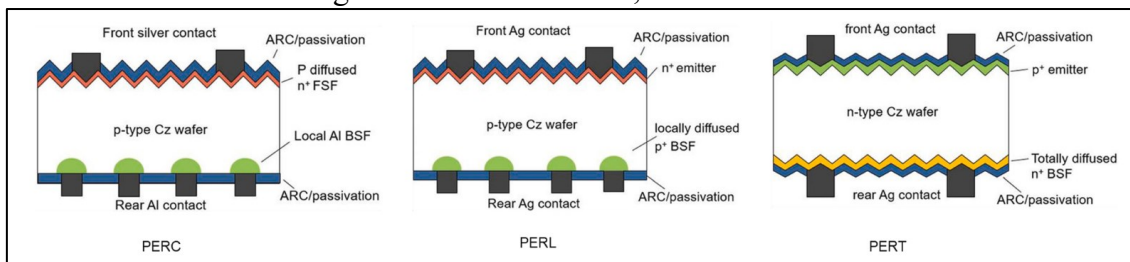
Figura 12 - Vista de seção transversal: célula monofacial PERC a esquerda e bifacial PERC a direita



Fonte: (DELINE et al., 2020)

Com a crescente demanda de células fotovoltaicas altamente eficientes, vários módulos bifaciais baseados na tecnologia bPV com diferentes processos de fabricação estão disponíveis no mercado. Estes incluem contato traseiro do emissor passivado (PERC), parte traseira do emissor passivado localmente difuso (PERL), parte traseira do emissor passivado totalmente difusa (PERT) (GU et al., 2020).

Figura 13- Células PERC, PERL e PERT



Fonte: Adaptado (GU *et al.*, 2020)

As diferenças de estrutura resultam em várias faixas de coeficientes de bifacialidade para essas células fotovoltaicas: 70–80% (PERC), 80–85% (PERL e PERT)(GU *et al.*, 2020), valores maiores serão obtidos em células de multifunções (STEIN *et al.*, 2021), não abordadas neste trabalho.

O fator de bifacialidade é descrito como uma razão entre a potência posterior (P_{rear}) pela potência frontal (P_{front}) descrito pela Eq. 1.

$$Fator\ bifacial = \frac{P_{rear}}{P_{front}} \quad (1)$$

A potência extra obtida na parte traseira do módulo permite um ganho de 5 a 30% quando comparado a um módulo equivalente convencional, dependendo de como e onde o módulo é instalado, o ganho varia dependendo da superfície onde os módulos foram instalados (MESQUITA *et al.*, 2019).

No Quadro 1 são apresentadas algumas faixas de albedo e ganhos esperados para módulos bifaciais.

Quadro 1 - Refletância de algumas superfícies

Superfície	Albedo	Rendimento de ganho esperado
Água	5-8%	4-6%
Solo nu	10-20%	6-8%
Pastagem verde / cascalho	15-25%	7-9%
Terreno concretado / cascalho branco	25-35%	8-10%
Terra seca / duna de areia	35-45%	10-15%
Revestimentos refletivos	80-90%	23-25%
Neve fresca	80-95%	25-30%

Fonte: Adaptado (MESQUITA *et al.*, 2019)

Embora os módulos fotovoltaicos bifaciais possam converter à irradiância tanto pela parte frontal quanto pela parte posterior em energia elétrica, com o intuito de obter

maiores índices de energia, os módulos são dispostos com a sua melhor face para a frente, no sentido de que as eficiências frontais são maiores do que as eficiências posteriores, seja devido às propriedades do semicondutor ou à quantidade de metalização de contato reverso (DELINE *et al.*, 2020).

No entanto, a maioria dos fabricantes relaciona a classificação de potência da saída *Standard Test Condition* (STC) comumente usada potência do lado frontal, e alguns adicionam uma contribuição presumida da parte traseira. Logo, não há condições de referência claramente definidas para a potência de saída nominal dos módulos fotovoltaicos bifaciais e nenhum requisito sobre como incorporar os aspectos bifaciais na placa de identificação do módulo PV (STEIN *et al.*, 2021).

Contudo, a norma IEC/TS 60904-1-2 de 2019, inclui procedimentos para determinar a potência de saída bifacial sob luz natural ou com um simulador solar. A caracterização da potência de saída para módulos fotovoltaicos bifaciais com um simulador solar (comumente utilizado pela indústria) requer três etapas principais:

1. Medindo o fator de bifacialidade em condições de teste padrão (STC).
2. Determinação do rendimento de ganho de potência impulsionado pela irradiância traseira, BiFi.
3. Determinação da potência de saída em irradiâncias traseiras de 100 W/m² e 200 W/m².

Como exemplo a *TÜV Rheinland* desenvolveu um padrão de etiqueta, Figura 14, para um módulo fotovoltaico bifacial utilizado para demonstração, classificado em STC e BSTC (*Bifacial Standart Test Conditions*), maiores detalhes podem ser encontrados (STEIN *et al.*, 2021)

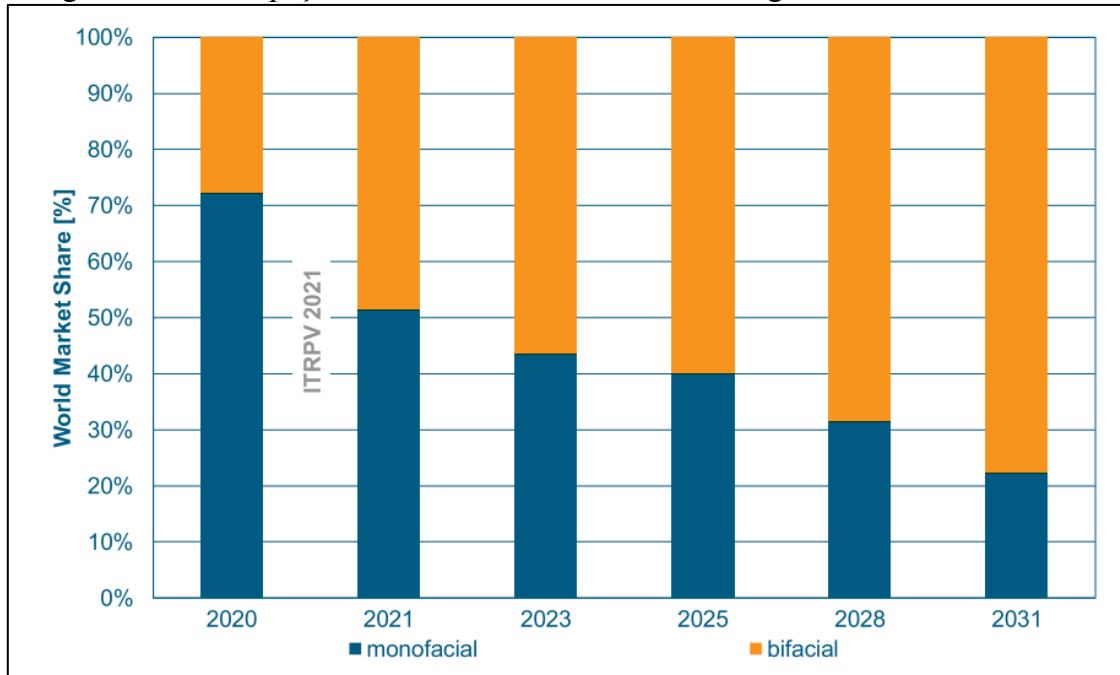
Figura 14 - Modelo de etiqueta dos dados elétricos de um módulo bifacial

Electrical Data		
	STC	BSTC
Nominal Power	300 W (±3%, k=2)	330 W (± 3.5%, k=2)
Open-Circuit Voltage (V_{oc})	38.5 V (± 1%, k=2)	39 V (± 1.2%, k=2)
Short-Circuit Current (I_{sc})	9.4 A (± 2.8%, k=2)	10.2 A (± 3%, k=2)
Bifaciality (ϕ)	0.7 (± 0.05, k=2)	
Maximum System Voltage	1000 V IEC	
Maximum OC Protection Rating	20 A	
Power Temp Coef. (P_{mpp})	-0.4% / K (±0.05%, k=2)	
Voltage Temp Coef. (V_{oc})	-0.31% / K (±0.02%, k=2)	
Current Temp Coef. (I_{sc})	0.05% / K (±0.01%, k=2)	
STC: AM1.5G; Temp. = 25°C; Irradiance = 1000 W/m ²		
BSTC: AM1.5G; Temp. = 25°C; Irradiance = 1000+ ϕ 135 W/m ²		

Fonte: (STEIN *et al.*, 2021)

Segundo o relatório, ITRPV *results 2020*, esta tecnologia teve aproximadamente 30% de participação no mercado mundial no ano de 2020 e está previsto um aumento na sua participação no mercado mundial para os próximos anos. Conforme apresentado na Figura 15, para o ano de 2023, pode-se ter a tecnologia bifacial com mais de 50% de participação do mercado (FISCHER *et al.*, 2021).

Figura 15 - Participação no mercado mundial das tecnologias monofacial e bifacial



Fonte: (FISCHER *et al.*, 2021)

1.2.6 Tecnologia de célula cortada (*cut cell*)

Células solares cortadas podem ser fabricadas por meio de corte a laser da célula inteira (*Full cell*) em demais partes. As células cortadas ao meio são denominadas (*half-cut* ou *half-cell*)(JOSHI; KHAN; SP, 2019), no entanto elas podem ser cortadas em três partes denominadas (*third-cut*)(TRINA SOLAR CO. LTDA, 2020).

Quando a célula é cortada ao meio, esta meia célula será capaz de gerar uma corrente equivalente à metade do valor atual de uma célula completa. (MESQUITA *et al.*, 2019). Com uma corrente mais baixa também resulta em temperaturas operacionais de célula mais baixas, reduzindo a gravidade de pontos quentes devido a sombras localizadas, sujeira ou danos às células (QIAN *et al.*, 2018).

Quando as células cortadas são comparadas com as células tradicionais, os fabricantes estimam que o ganho de eficiência ao utilizar as células cortadas pode chegar a 3% (MESQUITA *et al.*, 2019).

No ano de 2020, segundo o ITRPV *results 2020*, a participação de módulos de meia-célula foi próxima a 80%. Contudo, a participação de módulos *full-cell* está decrescendo, e deve desaparecer do mercado em 5 anos.

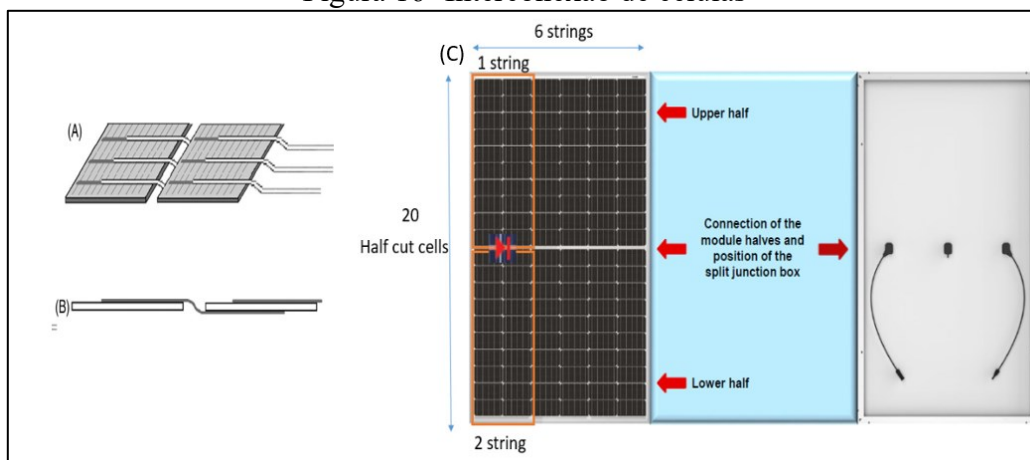
1.2.7 Tecnologia de interconexão

A interconexão nada mais é do que estabelecer uma conexão em série entre as células. O número de células presentes em um módulo, entretanto, é opcional. Tradicionalmente, os módulos consistiam em 60 ou 72 células (CHUNDURI; SCHMELA, 2021).

Hoje, no entanto, devido a gama de tamanhos de *wafers* (M6, G1, M10, M12) e adicionando o corte as células (*half-cell e third-cell*), existem uma gama de módulos com diferentes quantidades de células em sua composição. No mercado global, encontramos módulos com 120, 144, 156, 252 células (CHUNDURI; SCHMELA, 2021).

Dependendo do número de células em um módulo, n células são conectadas com tiras de cobre estanhado, conhecidas como fitas solares, passando-as da parte frontal da célula para a parte traseira das células adjacentes, este processo pode ser observado na Figura 16 (A) e (B). Tradicionalmente, 6 strings são conectadas para formar uma matriz celular interconectada (C). (BENDA, 2018)

Figura 16 -Interconexão de células

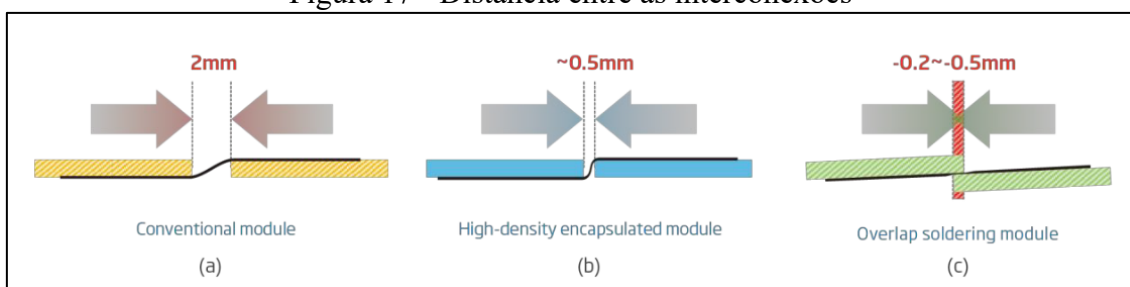


Fonte: Adaptado, (A) e (B) (BENDA, 2018), (C) (JOSHI; KHAN; SP, 2019)

Este método também se aplica a módulos de meia célula, mas a diferença é que duas dessas matrizes são construídas ocupando a parte superior e inferior do módulo, que são conectadas em paralelo, a Figura 16 (C) é evidenciada a conexão das *strings*, onde a *string* 1 da metade superior do módulo e a *string* 2 da metade inferior do módulo é conectada a um único diodo de by-pass, no entanto as *strings* são independentes uma da outra, em caso de sombreamento em uma delas a outra se mantém operacional (JOSHI; KHAN; SP, 2019).

As células em um módulo são mantidas à distância para fornecer proteção ao meio de interconexão, contudo essas lacunas são um fardo no desempenho do módulo na forma de áreas inativas, a partir desse pressuposto as pesquisas em interconexão de células se desenvolveram para alcançar densidades de potências mais altas (CHUNDURI; SCHMELA, 2021). Com inovações no desenvolvimento de materiais, os produtores de módulos têm tentado reduzir essa lacuna, a Figura 17 (A) apresenta a distância de interconexão de um módulo convencional, já na Figura 17 (B) é apresentada a redução de distância ocorrida nos últimos anos (CHUNDURI; SCHMELA, 2021).

Figura 17 - Distância entre as interconexões



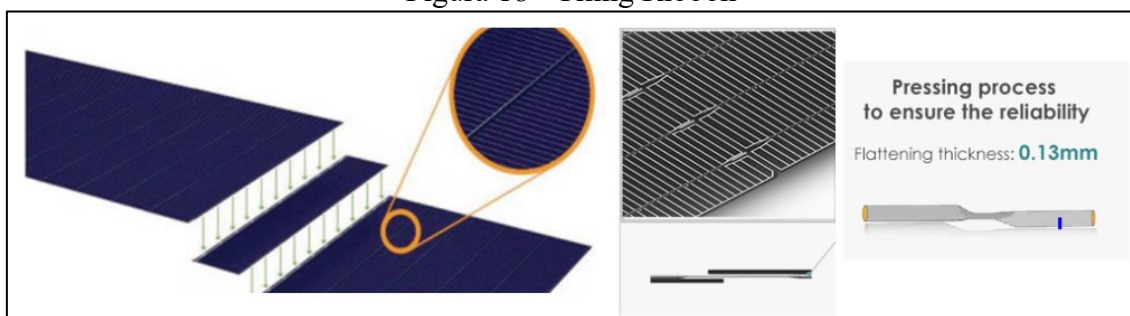
Fonte: (TRINA SOLAR CO. LTDA, 2020)

Na Figura 17 (C) é apresentada a tecnologia *shingled*, essas células são geralmente retangulares, com o lado mais longo tendo o comprimento de módulo e o lado mais curto com apenas alguns centímetros de comprimento (OH *et al.*, 2020), entretanto esta tecnologia não tem uma participação expressiva no mercado global (FISCHER *et al.*, 2021).

Além destes desenvolvimentos tecnológicos, encontra-se a técnica de interconexão denominada *Tiling Ribbon*, desenvolvida pela *Jinko Solar*, Figura 18, consiste em utilizar uma fita equipada com uma funcionalidade de prensar o fio redondo de modo a torná-lo plano com uma espessura inferior a 0,1 mm. A fita é prensada no comprimento onde se dobraria para ligar a parte superior da célula seguinte. Em vez de colocar as células lado a lado, as células sobrepõem-se ligeiramente nas extremidades

com uma área sobreposta de menos de 0,1 mm. A fim de amortecer a região de sobreposição de células durante o processo de laminação, a *Tiling Ribbons* utiliza EVA estruturado que compensaria as inconsistências que surgem devido à sobreposição (CHUNDURI; SCHMELA, 2021)(JINKO SOLAR, 2021).

Figura 18 - Tiling Ribbon



Fonte: Adaptado (CHUNDURI; SCHMELA, 2021) (JINKO SOLAR, 2021)

METODOLOGIA

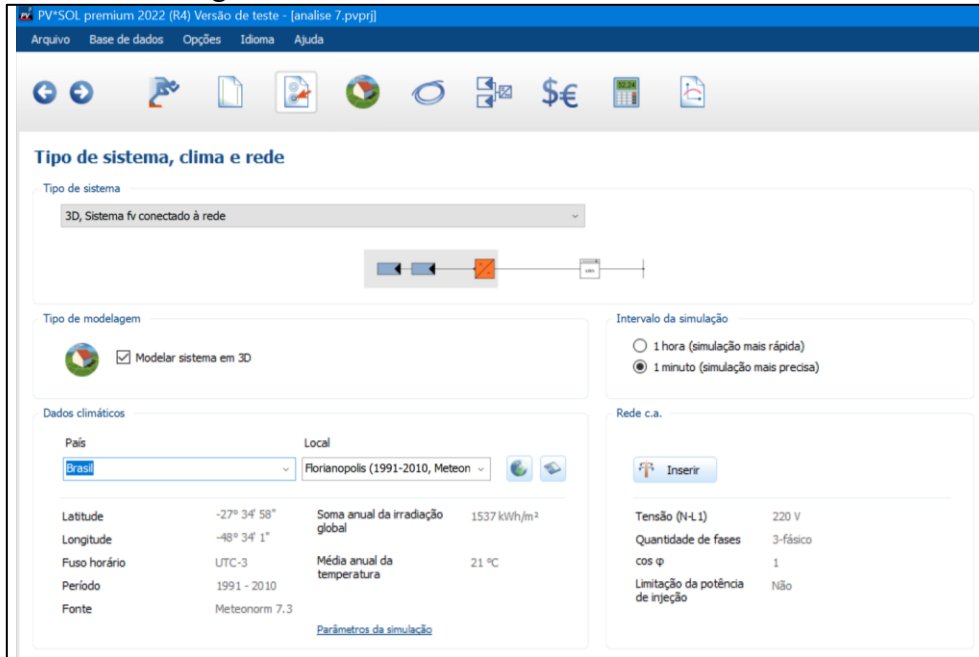
Os procedimentos metodológicos utilizados neste trabalho são descritos nas subseções que seguem, justificando a modelagem e simulação e relatando as principais análises realizadas.

1.3 SIMULAÇÃO

Com o objetivo de comparar o desempenho das diferentes tecnologias de módulos de silício cristalino, foram modelados e simulados sistemas fotovoltaicos no software PV*SOL premium 2022 (R4) versão de teste, pertencente a *Valentin Energy Software*.

A simulação tem como entrada alguns parâmetros básicos como a localização do sistema, dados meteorológicos do local de instalação, intervalo da simulação, tipo de rede elétrica ao qual o sistema será conectada, além do tipo de modelagem, estes parâmetros são evidenciados na Figura 19.

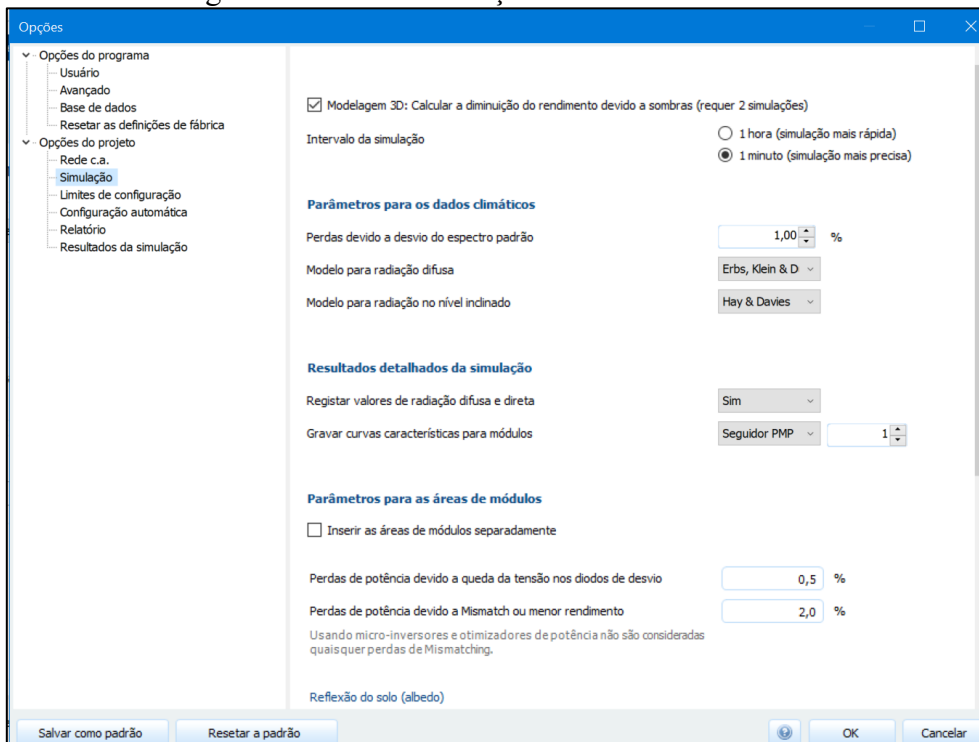
Figura 19 - Entrada de dados iniciais do software



Fonte: Autor adaptado PV*SOL

No entanto, outros parâmetros são necessários, estes podem ser configurados acessando o menu opções e clicando no submenu opções de projeto.

Figura 20 - Vista de seleção de dados do Software



Fonte: Autor adaptado PV*SOL

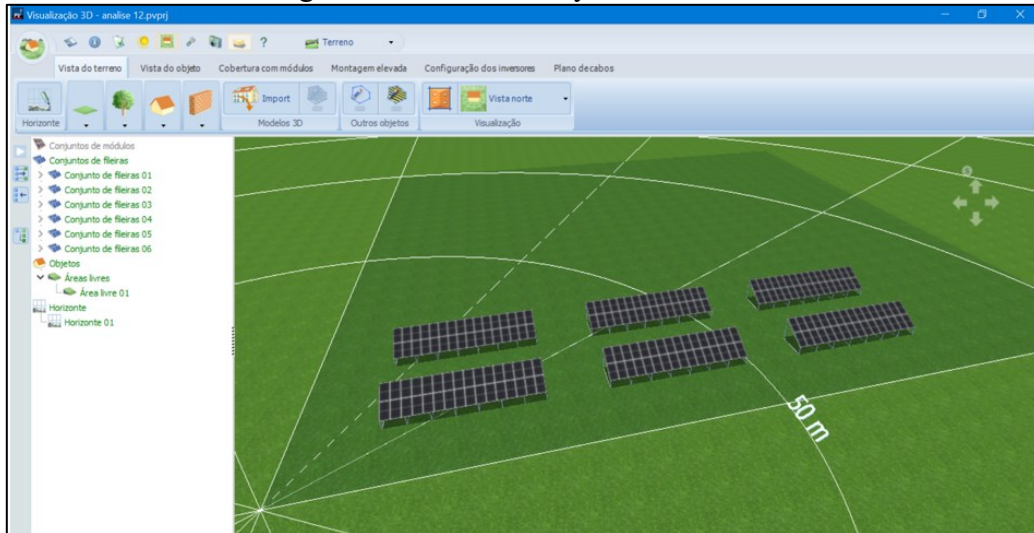
Algumas considerações foram necessárias serem realizadas, perdas de potência devido à queda de tensão nos diodos de desvio mantidos 0,5 %, perdas de potência devido a *mismatch* ou menor rendimento definido em 2%, perdas nos cabos fixados em 3 %. perdas por sombras de outros objetos, exceto a própria estrutura, considerada nula e perdas por sujidade ao longo do ano em 1%, essas considerações podem ser verificadas no estudo da Sociedade Alemã de Energia Solar, (DGS, (2013)) onde esses fatores de perdas foram quantificados

As simulações seguiram as seguintes etapas no ambiente de software:

1. Selecionar os dados climáticos para país **Brasil**, local **Florianópolis (1991-2010, Meteonorm 7.3)**
2. Configurar a rede CA, tensão (**220 V**) e número de fases (**3-fásico**)
3. Configurar o intervalo de simulação para escala de **1 minuto**
4. Configurar o modelo de radiação difusa para **Erbs, Klein & Duffie**
5. Configurar o modelo de radiação no nível inclinado de para **Hay e Davies**
6. Configurar o albedo médio anual de **20% e 40%** (albedo característicos de grama verde e areia seca, respectivamente)
7. Seleção de sistema de montagem (Tipo de estrutura, inclinação e orientação azimutal, distâncias)
8. Seleção de módulos
9. Seleção do inversor
10. Configuração de strings

O layout do sistema simulado pode ser observado na Figura 21. Os módulos foram dispostos na orientação vertical em estruturas solo fixo, em mesas de 2 x 16, totalizando 6 mesas, as mesas possuem ângulo de inclinação de 27° e ângulo de azimute 0° (N).

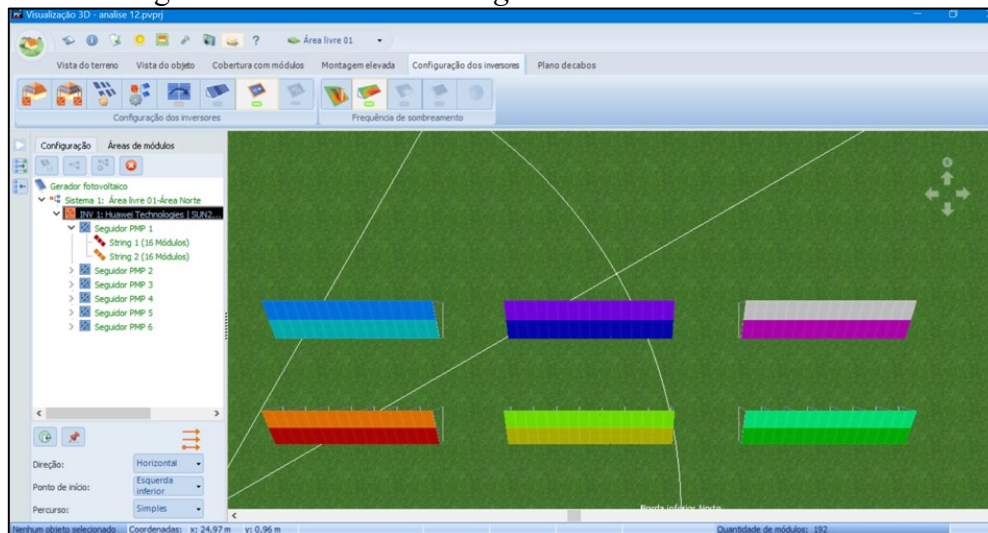
Figura 21 - Vistas do layout do sistema



Fonte: Autor, adaptado de PV*SOL

As conexões dos módulos em arranjos (*strings*) foram determinadas para que cada entrada do inversor recebesse uma *string* de 16 módulos, em detalhe na Figura 22, desta forma cada seguidor (MPPT) recebe 2 *strings* conforme descrito no Quadro 4.

Figura 22 - Divisão das *strings* nas mesas da estrutura solo



Fonte: Autor, adaptado de PV*SOL

O *software* PV*SOL *premium* 2022 (R4) versão de teste possibilita ao usuário a obtenção dos dados gerados pela simulação no formato de arquivo .csv, esse arquivo pode ser em detalhamento de intervalo por hora ou por minuto.

1.4 INDICADORES E ÍNDICES DE MÉRITO

Contudo, alguns indicadores de mérito são necessários serem definidos:

- Irradiância média no plano do arranjo fotovoltaico ($H(\gamma,\beta)$) para o desvio azimutal (γ) e inclinação do arranjo (β) (Eq. (2)) (RAMPINELLI, 2010),

$$H(\gamma, \beta) = \frac{1}{\Gamma} \int_{\Gamma} G(t). dt \quad (2)$$

onde:

G é a irradiância no plano do arranjo fotovoltaico.

Γ é o período de operação avaliado.

- Energia em corrente contínua na entrada do inversor (E_{CC}) em kWh descrito na Eq. (3) (RAMPINELLI, 2010),

$$E_{CC} = \int_{\Gamma} P_{CC}(t). dt \quad (3)$$

onde:

P_{CC} é a potência elétrica na entrada do inversor, em kWp.

- Energia em corrente alternada entregue na rede (E_{CA}) (Eq. (4)) (RAMPINELLI, 2010)

$$E_{CA} = \int_{\Gamma} P_{CA}(t). dt \quad (4)$$

onde:

P_{CA} é a potência elétrica na saída do inversor, em kW.

- Fator de Capacidade (FC) representa a razão entre a energia de fato entregue pelo sistema, no período considerado, e a energia que ele entregaria se operasse 100% do tempo na sua potência nominal (CRUZ *et al.*, 2018), definida pela Eq. (5) (RAMPINELLI, 2010),

$$FC = \frac{E_{CA}}{E_{STD}} = \frac{\int_{\Gamma} P_{CA}(t). dt}{\int_{\Gamma} P_{STD}(t). dt} \quad (5)$$

onde:

E_{CA} é a energia elétrica entregue à rede em kWh.

E_{STD} é a energia elétrica que seria entregue à rede se o sistema operasse 24 h por dia na potência do sistema em condição padrão em kWh.

P_{CA} é a potência elétrica entregue à rede, em kW.

P_{STD} é a potência do sistema na condição padrão, em kW.

- A produtividade é definida pela razão entre a energia elétrica convertida por cada kWp instalado e pode ser

determinada para o arranjo fotovoltaico e para o sistema fotovoltaico. O índice de produtividade indica o número de horas que o sistema deveria operar em sua potência em condição padrão para converter a mesma quantidade de energia convertida no período considerado (RAMPINELLI, 2010).

Sendo que a produtividade é apresentada em três formas, a produtividade do arranjo (Y_A) Eq. (6), produtividade do sistema (Y_F) Eq. (7) e produtividade de referência (Y_R) ambas as produtividades tem unidades de medida em kWh/kWp ou horas (Eq. (8)) (RAMPINELLI, 2010).

$$Y_A = \frac{1}{P_{STD}} \left[\frac{1}{T} \int_T P_{CC}(t) \cdot dt \right] \quad (6)$$

$$Y_F = \frac{1}{P_{STD}} \left[\frac{1}{T} \int_T P_{CA}(t) \cdot dt \right] \quad (7)$$

$$Y_R = \frac{H(\gamma, \beta)}{G_{STD}} \quad (8)$$

onde:

G_{STD} é irradiância de 1kW/m².

- Desempenho global do sistema denominado (PR - *Performance Ratio*) relaciona a produtividade do sistema com a energia disponibilizada para este, representada pela Eq. (9) expressa em %. (NARIMATU; CRIBARI; GUIMARÃES, 2018).

$$PR = \frac{Y_F}{Y_R} \quad (9)$$

De acordo com Rampinelli 2010, pode-se calcular as perdas de captura do arranjo pela diferença dos índices de produtividade de referência e produtividade do arranjo, conforme apresentado na Eq. (10)

$$L_C = Y_R - Y_A \quad (10)$$

e as perdas do sistema pela diferença dos índices de produtividade do arranjo pela produtividade do sistema, descritas na Eq. (11)

$$L_S = Y_A - Y_F \quad (11)$$

1.5 OBJETOS DO ESTUDO

Os sistemas fotovoltaicos, objetos de estudo deste trabalho, possuem 10 modelos de módulos fotovoltaicos e suas principais características são apresentadas nos Quadros 2 e 3. No Quadro 2 são apresentadas as principais características de módulos 345 W selecionados, no Quadro 3 são exibidas as principais características e dados do

módulos de potência 440W selecionadas, maiores informações técnicas podem ser obtidas nas referências.

Quadro 2 - Principais dados características dos módulos 345 W

Fabricante	Chint	Jinko	Canadian	Canadian	Risen
Modelo	CHSM6612 M	JKM345M 6TL3(V)	CS3U 345P	CS3L 345P	RSM144-6- 345P
Potência (W)	345	345	345	345	345
Eficiência (%)	17,77	19,81	17,39	18,7	17,3
Área (m²)	1,94	1,74	1,984	1,85	1,99
Tipo de célula	<i>Full-Cell</i>	<i>TR + Half-cell</i>	<i>Half-cell</i>	<i>Half-cell</i>	<i>Half-cell</i>
Nº de células	72	120	144	120	144
Tecnologia	Monofacial	Monofacial	Monofacial	Monofacial	Monofacial
Bi	0%	0%	0%	0%	0%

Fonte: Adaptado de (CHINT, 2022), (JINKO SOLAR, 2022), (CANADIAN SOLAR, 2022), (RISEN ENERGY, 2022).

Quadro 3 - Principais características dos módulos de 440 W

Fabricante	Risen	Canadian	Canadian	Trina	Trina
Modelo	RSM144-7- 440	CS3W 440MS	CS3W- 440MB-AG	TSM-440- DEG17MC. 20(II)	TSM-440- DE17MC
Potência (W)	440	440	440	440	440
Eficiência (%)	19,92	19,93	19,70	19,90	20,10
Área (m²)	2,21	2,21	2,21	2,21	2,18
Tipo de célula	<i>Half-cell</i>	<i>Half-cell</i>	<i>Half-cell</i>	<i>Half-cell</i>	<i>Half-cell</i>
Nº de células	144	144	144	144	144
Tecnologia	Monofacial	Monofacial	Bifacial	Bifacial	Monofacial
Bi	0%	0%	70%	70%	0%

Fonte: Autor, adaptado de (RISEN ENERGY, 2022), (CANADIAN SOLAR, 2022), (TRINA SOLAR, 2022)

Para realizar as simulações um inversor com potência de 60 kW foi selecionado, seus principais dados técnicos estão descritos no Quadro 4. Os sistemas simulados contaram com 192 módulos de cada modelo apresentados nos Quadros 2 e 3.

Quadro 4 - Principais especificação do inversor

Dados de entrada	
Tensão de entrada máxima	1.100 V
Faixa de tensão de operação do MPPT	200 V ~ 1.000 V
Tensão de entrada nominal	600 V
Número máximo de entradas	12
Número de MPPTs	6
Tensão de partida	200 V
Dados de saída	
Potência ativa nominal CA	60.000 W
Tensão de saída nominal	220 V / 380 V, 230 V / 400 V, padrão 3 W+N+PE; 3 W+PE opcional nos ajustes
Distorção harmônica total máxima	≤3%
Topologia	Sem transformador
Grau de proteção	IP65
Eficiência máxima	98,7%
Resfriamento	Convecção natural
Fabricante	WEG
Modelo	SIW500H - ST060

Fonte: Autor, adaptado de (WEG EQUIPAMENTOS ELÉTRICOS S.A., 2021)

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Nesta seção, são discutidos os resultados dos sistemas modelados e simulados, a comparação e análise do desempenho entre os sistemas fotovoltaicos podem ser realizadas mediante análise de um conjunto de índices, denominados de índices de mérito técnico de sistemas fotovoltaicos apresentadas na seção anterior.

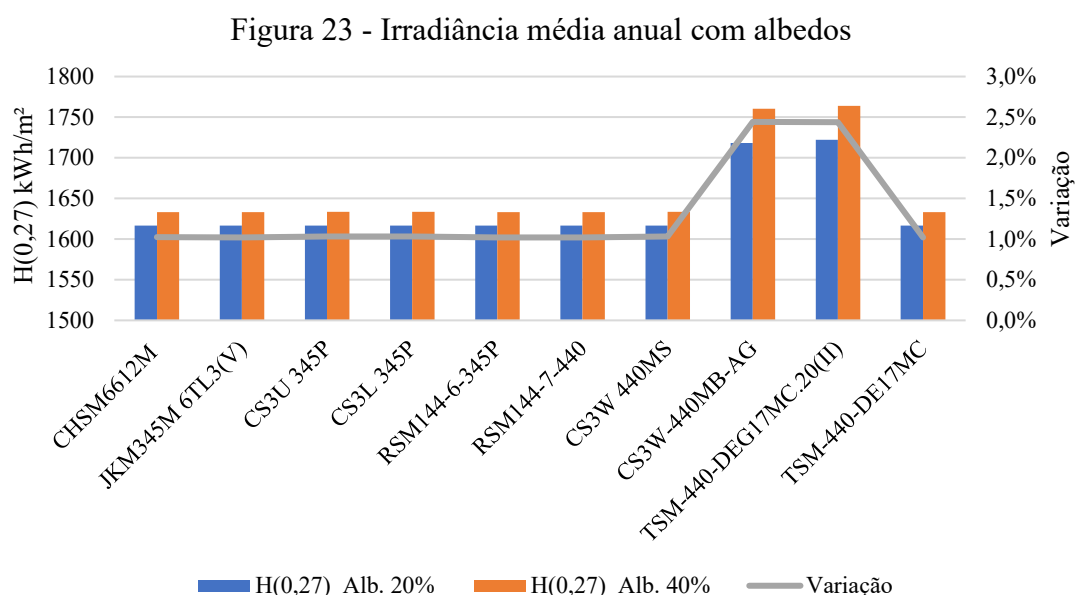
1.6 MODELAGEM E SIMULAÇÃO

As simulações ocorreram em duas distintas condições, sendo uma na condição onde o fator albedo considerado é de 20%, característico de grama verde, e outra com condição do fator albedo de 40%, característico de areia. Ao todo, foram realizadas 20 simulações com os parâmetros definidos na seção anterior, sendo 2 simulações para cada modelo de módulos nas condições de albedo supracitadas. Posteriormente realizados os

cálculos para determinação dos índices de mérito e demais dados comparativos, com base anual.

1.7 IRRADIÂNCIA MÉDIA ANUAL NO PLANO DO ARRANJO FOTOVOLTAICO

De acordo, com a Eq. 2, é apresentada na Figura 23 a irradiância média anual no plano com orientação $0^\circ(N)$ e inclinação de 27° , as colunas à representam, também é apresentada a variação da irradiância (linha cinza) quando realizada a alteração do fator de albedo de 20% e 40%, característicos de grama verde e areia seca, respectivamente.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2022.

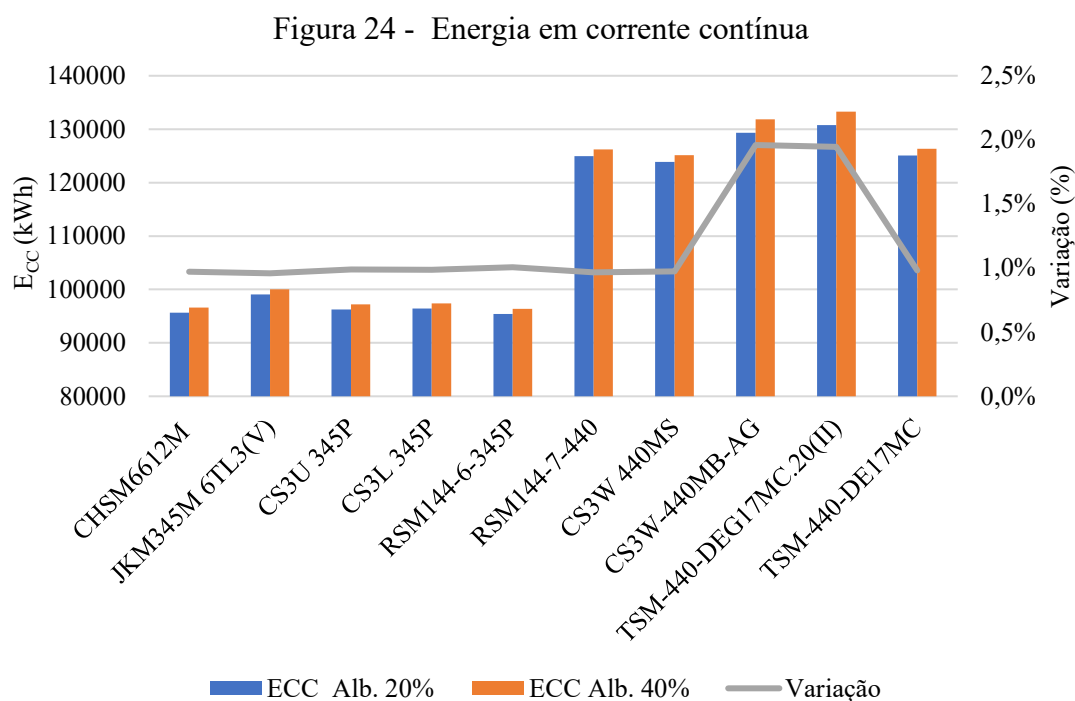
Os valores médios obtidos para os módulos monofaciais são de 1617 kWh/m^2 para albedo de 20% (coluna cor azul) e para albedo de 40% (coluna cor laranja) o valor médio da irradiância é de 1633 kWh/m^2 . O pico observado na Figura 23 referente aos modelos de módulos *Canadian CS3W-440MB-AG* e *Trina TSM-440-DEG17MC.20(II)* se devem, devido aos mesmos possuírem tecnologia bifacial, ao qual seus valores médios de irradiância se aproximam de 1718 kWh/m^2 para albedo de 20%, e 1760 kWh/m^2 para albedo 40%.

De maneira geral, quando realizada a mudança do ambiente do entorno dos sistemas a variação da irradiância no plano quando realizada a mudança do fator de

albedo, foi de 1% para módulos monofaciais e de 2,5% para módulos bifaciais, essas variações irão refletir no aumento de E_{CC} , em consequentemente numa maior geração de E_{CA} .

1.8 ENERGIA EM CORRENTE CONTÍNUA NA ENTRADA DO INVERSOR

Conforme descrito na Eq. 3 na Figura 24 apresenta os valores obtidos da E_{CC} obtidas das simulações, nas colunas em azul tem-se os dados referente ao albedo característico de grama verde (20%) e nas colunas em laranja tem-se o albedo característico de areia seca (40%) e a linha cinza representa a variação da E_{CC} quando alterado o valores do fator de albedo de 20% para 40%.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2022.

Observa-se que os módulos com 345 W de potência, conforme apresentadas no Quadro 2, possuem uma E_{CC} menor quando comparado com os módulos de 440 W conforme descrito no Quadro 3, resultado que já era esperado, pois a potência do sistema de ambos os sistemas são diferentes, já que todos os sistemas possuem 192 módulos, desta forma os sistemas com módulos de 345 W possuem potência de 66,24 kWp, e os módulos com potência de 440 W possuem potência pico de 84,48 kWp. No Quadro 5 é apresentado a comparação da E_{CC} entre os módulos de potência 345 W, tendo como módulo de

referência o módulo da Chint CHSM6612M (monofacial) (suas características podem ser observadas no Quadro 2), observa-se que o módulo da Jinko modelo JKM345M 6TL3(V) (monofacial) teve a produção de 3,5% e 3,4% maior acima do módulo de referência para os albedos correspondentes. Nota-se que o módulo da Risen modelo RSM144-6-345P (monofacial) teve uma produção 0,3% e 0,2% menor que o módulo de referência.

Quadro 5 - Comparação da Ecc entre módulos 345 W

Modelo	CHSM6612M	JKM345M 6TL3(V)	CS3U 345P	CS3L 345P	RSM144- 6-345P
Ecc (kWh) Alb 20%	95666	3,5%	0,6%	0,8%	-0,3%
Ecc (kWh) Alb 40%	96595	3,4%	0,6%	0,8%	-0,2%

Fonte: Elaborado pelo autor, 2022.

No Quadro 6, a variação da Ecc entre os módulos de 440 W, tendo como módulo monofacial da *Risen* modelo *RSM144-7-440* de referência, observa-se que os módulos que possuem a tecnologia de bifacial obtiveram maiores valores de Ecc quando comparados com os módulos monofaciais de mesma potência.

Quadro 6 – Comparação da produção Ecc entre módulos 440 W

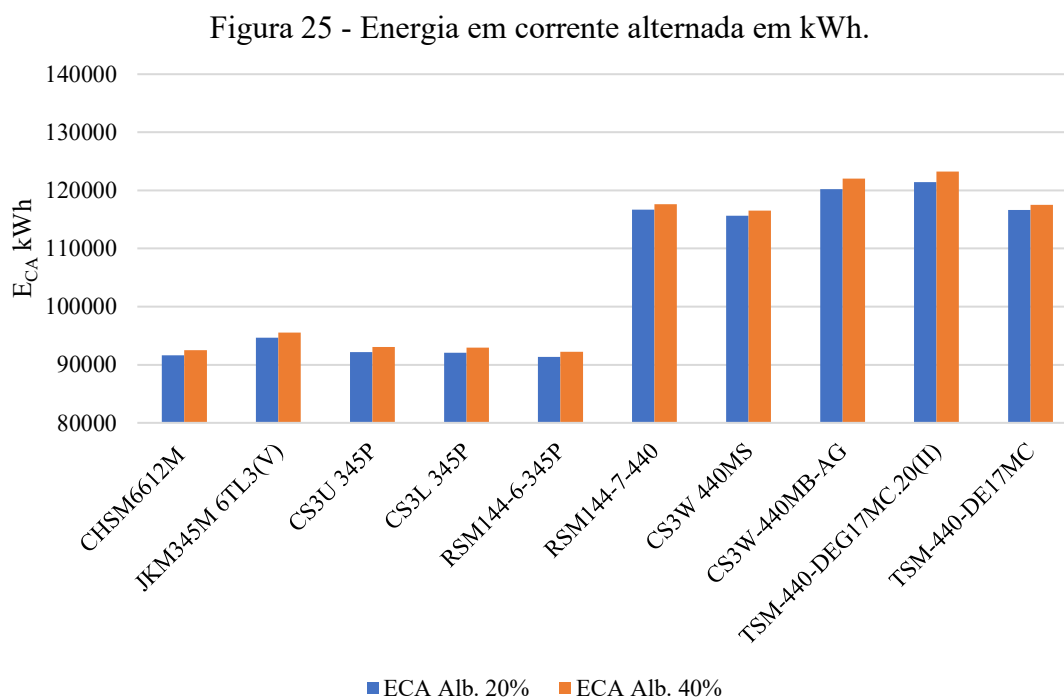
Modelo	RSM144 -7-440	CS3W 440M S	CS3W- 440MB -AG	TSM-440- DEG17MC.20 (II)	TSM-440- DE17MC
Ecc (kWh) Alb 20%	124978	-0,9%	3,4%	4,4%	0,1%
Ecc (kWh) Alb 40%	126185	-0,9%	4,3%	5,3%	0,1%

Fonte: Elaborado pelo autor, 2022.

Os valores observados no Quadro 5 e Quadro 6 tornam-se relevantes quando verificamos que os módulos possuem mesma potência e essa variação para mais ou para menos de Ecc é devido suas características construtivas e suas eficiências em realizar o efeito fotovoltaico, ressalta-se que os módulos fotovoltaicos bifaciais tiveram um ganho de entre de 3,4% e 4,4% com fator de albedo de 20% e de 4,3% e 5,3% para fator de albedo de 40% na condição de azimute 0° e inclinação de 27°, no entanto, conforme descrito no Quadro 1 o ganho esperado para esses fatores seriam de 7% a 9% e 10% a 15% para os fatores de albedos correspondentes, entretanto os valores obtidos foram menores, para maiores valores se considera a necessidade de realizar mais estudos sobre a orientação e inclinação, juntamente com a altura de instalação desses sistemas bifaciais, de forma a maximizar o ganho de Ecc.

1.9 ENERGIA EM CORRENTE ALTERNADA NA SAÍDA DO INVERSOR

A energia em corrente alternada (E_{CA}) gerada pelos sistemas simulados é apresentada na Figura 25. Observando-a e analisando os resultados obtidos referente modelos apresentados no Quadro 2, nota-se que o modelo JKM345M 6TL3(V) (monofacial) teve uma E_{CA} um pouco superior aos demais módulos de 345 W, esta energia gerada foi de aproximadamente 94667 kWh e 95549 kWh para os albedos de 20% e 40% respectivamente. O menor valor de E_{CA} gerada foi obtido no modelo RSM144-6-345P (monofacial) de 91348 kWh e 92242 kWh para os albedos de 20% e 40% respectivamente, sendo um pouco menor que o módulo de referência modelo CHSM6612M (monofacial) no qual obteve 91647 kWh e 92516 kWh, para os albedos de 20% e 40% respectivamente.



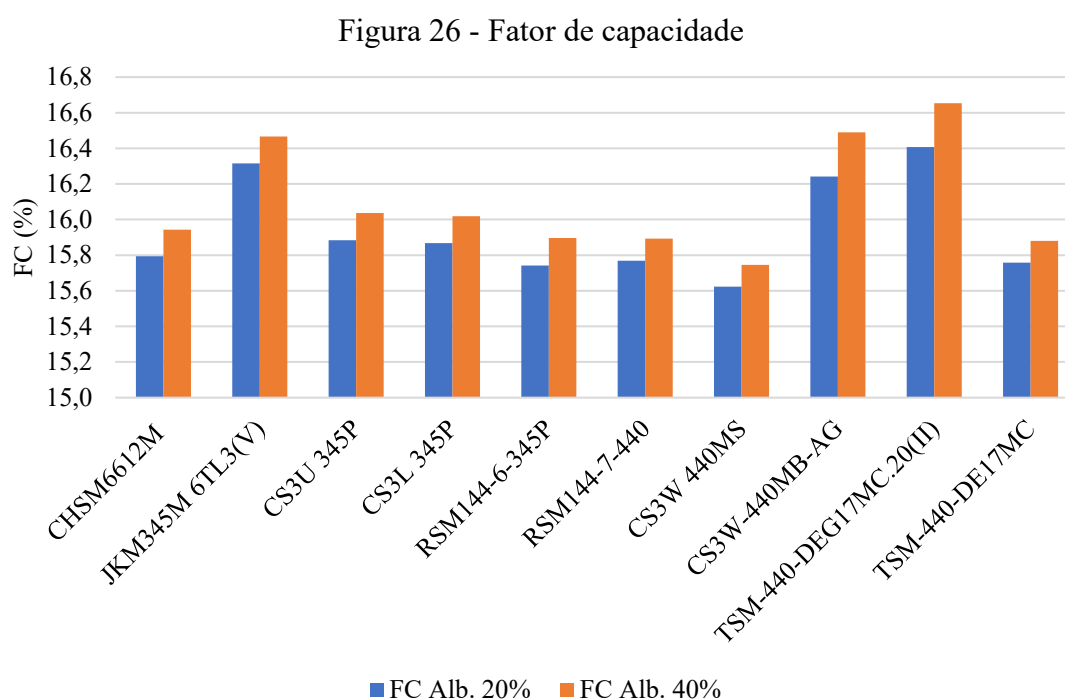
Fonte: Elaborado pelo autor, 2022.

Realizando a análise da Figura 25 dos modelos descritos no Quadro 3, observa-se os maiores valores de E_{CA} nos modelos bifaciais, de 120202 kWh (albedo de 20%) e 122026 kWh (albedo de 40%) para o modelo CS3W-440MB-AG e o modelo TSM-440-DEG17MC.20(II) obteve E_{CA} de 121415 kWh e 123239 kWh para os albedos de 20% e 40% respectivamente e o menor valor obtido de E_{CA} foi de 116623 kWh e 117525 kWh

para os albedos de 20% e 40% respectivamente, no modelo TSM-440-DE17MC (monofacial).

1.10 FATOR DE CAPACIDADE

Uma vez conhecida os valores de E_{CA} dos sistemas simulados, juntamente com suas potências, são possíveis descrever os fatores de capacidade (FC) calculados conforme a Eq. 5, estes valores são apresentados na Figura 26.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2022.

De acordo com Figura 26, o sistema com o módulo monofacial de modelo CS3W 440MS obteve os menores valores de FC 15,6% e 15,7% para os albedos de 20% e 40%, respectivamente. No entanto, os maiores valores de FC, foram obtidos pelo sistema com o módulo bifacial de modelo TSM-440-DEG17MC.20(II) 16,4% e 16,7% para os albedos de 20% e 40%, respectivamente.

Nota-se que o sistema com o módulo monofacial de modelo JKM345M 6TL3(V) obteve valores próximos aos sistemas de maior FC com valores de 16,3% (Alb. 20%) e 16,5% (Alb. 40%).

1.11 ÍNDICES DE PRODUTIVIDADE E PERDAS

O Quadro 7 apresenta resultados obtidos a partir das equações 6, 7 e 8. A variável Y_R representa radiação solar total no plano em kWh/kW ou um número equivalente de horas na irradiância de referência, seu comportamento é similar a Figura 23, conforme apresentado na Eq. 8 os valores de irradiância são divididos pela G_{STD} sendo 1kW/m^2 .

Ao analisar a variável que representa a produtividade do arranjo (Y_A), observa-se que os maiores valores são obtidos pelos modelos bifaciais CS3W-440MB-AG e TSM-440-DEG17MC.20(II).

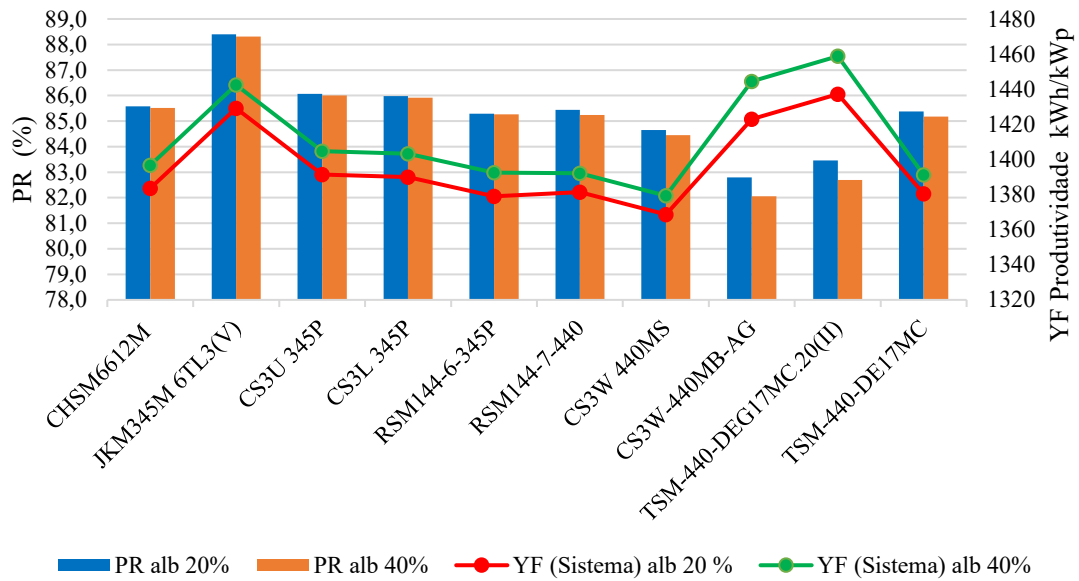
Quadro 7 - Índices de produtividade em kWh/kWp

Modelo	CHSM6612M	JKM345M 6TL3(V)	CS3U 345P	CS3L 345P	RSM144-6-345P	RSM144-7-440	CS3W 440MS	CS3W-440MB-AG	TSM-440-DEG17MC.20(II)	TSM-440-DE17MC
Y_A Alb 20%	1444	1496	1453	1456	1440	1479	1467	1531	1548	1481
Y_A Alb 40%	1458	1510	1467	1470	1455	1494	1481	1561	1578	1495
Y_F Alb 20%	1384	1429	1391	1390	1379	1381	1369	1423	1437	1380
Y_F Alb 40%	1397	1442	1405	1403	1393	1392	1379	1444	1459	1391
Y_R Alb 20%	1617	1617	1617	1617	1617	1617	1617	1718	1722	1617
Y_R Alb 40%	1633	1633	1633	1633	1633	1633	1633	1760	1764	1633

Fonte: Elaborado pelo autor, 2022.

Os resultados das simulações para a produtividade do sistema representado pela variável Y_F podem ser observados no Quadro 7 e Figura 27 na linha verde e na linha vermelha para os fatores de albedo denominados respectivamente, nota-se que maiores valores foram obtidos pelos módulos bifaciais TSM-440-DEG17MC.20(II), CS3W-440MB-AG seguidos pelo módulo monofacial JKM345M 6TL3(V), sendo que estes entregaram mais energia para cada kWp instalado. Já o menor valor de Y_F sendo de 1381 kWh/kWp e 1392 kWh/kWp para os fatores de albedos 20% e 40% respectivamente, para o sistema com o modelo monofacial CS3W 440MS.

Figura 27 - Desempenho global do sistema e produtividade



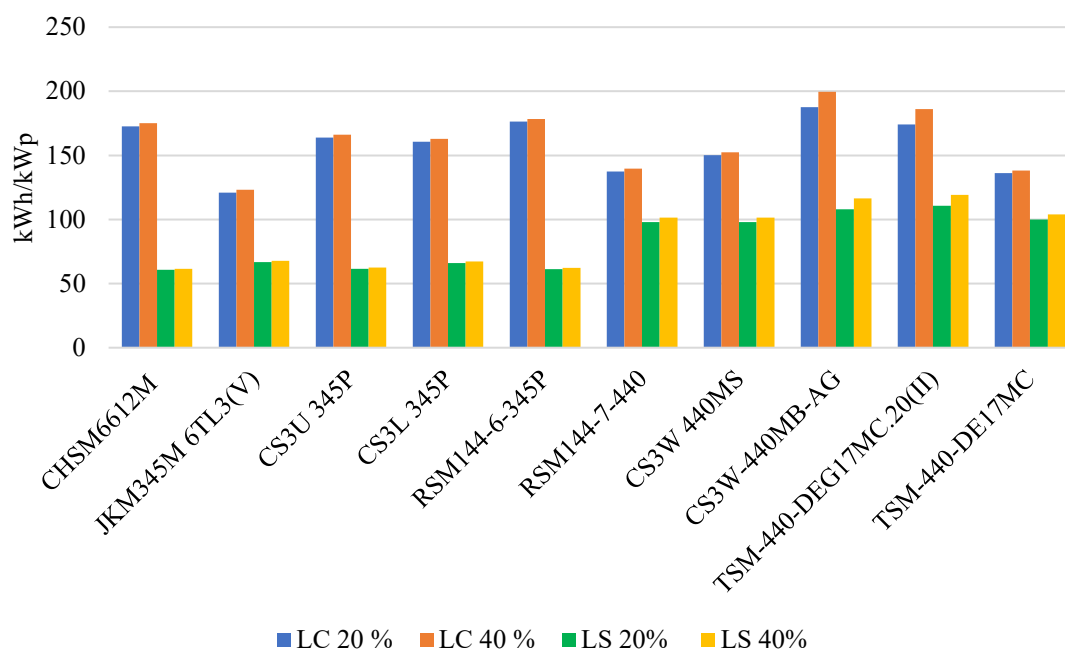
Fonte: Elaborado pelo autor, 2022.

Na Figura 27 é apresentada os valores de PR nas colunas na cor azul e na cor laranja, observa-se que os maiores percentuais obtidos foram do sistema do módulo monofacial JKM345M 6TL3(V), valores de aproximadamente 88,4% e 88,3%. Observa-se que os menores valores de 82,8% e 82,1% foram obtidos pelos modelos bifaciais CS3W-440MB-AG e 83,5% e 82,7% e TSM-440-DEG17MC.20(II), para os fatores de albedos de 20% e 40% respectivamente, esses valores menores podem ser ocasionados pelo do índice de produtividade referência (Y_R) no qual o sistema é exposto, porém esse aumento de não reflete um ganho significativo de Y_F , fazendo com que o PR seja menor.

Os valores de PR na condição de albedo característico de grama verde são um pouco maiores quando comparados com a condição de albedo característico de areia seca, tal fato é explicado pelo aumento de perdas por captura, estes podem ser observados na Figura 28.

Na Figura 28 é apresentado o um gráfico no qual demonstra as perdas de captura e perdas do sistema calculadas conforme as equações 10 e 11. As perdas de captura são representadas pelas colunas em azul e laranja, as perdas do sistema são representadas pelas colunas em verde e amarelo.

Figura 28 - Perdas de captura e perdas do sistema



Fonte: Elaborado pelo autor, 2022.

Conforme apresentado na Figura 28 as menores perdas de captura (colunas azul e laranja) foram obtidas pelo sistema do modelo JKM345M 6TL3(V) valores de 121 kWh/kWp e 123 kWh/kWp e os maiores valores sendo de 188 kWh/kWp e 200 kWh/kWp para o sistema de modelo CS3W-440MB-AG.

As perdas do sistema podem ser observadas nas colunas verde e amarelo da Figura 28, observa-se que as maiores perdas foram obtidas pelos módulos ao qual possuem a tecnologia bifacial, com valores médios de 110 kWh/kWp e 118 kWh/kWp. para os modelos CS3W-440MB-AG e TSM-440-DEG17MC.20(II).

CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este trabalho apresentou de forma compilada o estado atual da tecnologia de módulos fotovoltaicos e forneceu uma visão abrangente deste setor vital, abordando os fatos, desafios e soluções, do passado, presente e projeções futuras.

A tecnologia bifacial possui um grande potencial de crescimento de participação no mercado, no entanto, está ainda requer mais pesquisas, desde sua apresentação de características dos dados técnicos de fabricantes à avaliação final de seu desempenho.

Constatou-se que os sistemas bifaciais tiveram maiores perdas por captura, quando comparados com os sistemas monofaciais, no entanto, eles obtiveram um ganho

na produção de E_{CC} pelas suas características bifaciais. Em todos, os parâmetros e índices analisados sofreram um aumento, quando aumentado o fator de albedo, exceto no índice de mérito PR no qual o aumento do fator de albedo demonstrou uma leve redução em seu índice.

Observou-se que o sistema em que possuía um conjunto de avanços tecnológicos (JKM345M 6TL3(V)) obteve um bom desempenho nos índices de mérito, com FC médio de 16,3% e 16,5%, PR médios de 88,3% e 88,3% e Y_F 1429 kWh/kWp e 1442 kWh/kWp, juntamente com os parâmetros de perdas, L_C de 121 kWh/kWp e 123 kWh/kWp L_S de 67 kWh/kWp e 68 kWh/kWp, para os fatores de albedo característicos de grama verde e areia seca, respectivamente.

Para tanto, os esforços em pesquisa e desenvolvimento nesse ramo ajudam a elevar as eficiências dos módulos fotovoltaicos, tornando cada vez esta fonte de energia um pilar significativo do fornecimento mundial de energia elétrica.

RECOMENDAÇÕES PARA FUTURAS INVESTIGAÇÕES

Para investigações futuras recomenda-se os seguintes temas:

- *Mismatch* em sistemas fotovoltaicos bifaciais,
- Altura e inclinação da instalação de sistemas fotovoltaicos bifaciais.
- Análise de curvas características de sistemas fotovoltaicos bifaciais.
- Utilização de otimizadores em módulos bifaciais.

REFERÊNCIAS

- Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), 2021. Outorgas e Registros de Geração: Unidades Consumidoras com Geração Distribuída. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/outorgas/geracao>
- ANTTILA, Olli. **Czochralski growth of silicon crystals**. In: Handbook of Silicon Based MEMS Materials and Technologies.: Elsevier, 2020. p. 19–60. E-book. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-817786-0.00002-5>
- AQACHMAR, Zineb et al. **Solar technologies for electricity production: An updated review**. International Journal of Hydrogen Energy, v. 46, n. 60, p. 30790–30817, 2021. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.06.190>
- BAYOD-RÚJULA, Angel Antonio. **Solar photovoltaics (PV)**. In: Solar Hydrogen Production. Elsevier, 2019. p. 237–295. E-book. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-814853-2.00008-4>
- BENDA, Vítězslav. **Crystalline Silicon Solar Cell and Module Technology**. In: A Comprehensive Guide to Solar Energy Systems. Elsevier, 2018. p. 181–213. E-book. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-811479-7.00009-9>
- BLAKERS, Andrew. **Development of the PERC Solar Cell**. IEEE Journal of Photovoltaics, v. 9, n. 3, p. 629–635, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2019.2899460>
- BURGER, Bruno et al. **Photovoltaics Report. 2021**. Disponível em: www.ise.fraunhofer.de
- CHUNDURI, Shravan K.; SCHMELA, Michael. **Advanced Module Technologies 2021** Edition. [S. l.: s. n.]. Disponível em: <http://taiyangnews.info/>
- CRABTREE, Geoffrey et al. **Production viability of gallium doped mono-crystalline solar cells**. Conference Record of the Thirty-first IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 2005. Atlanta: IEEE, 2005. p. 935–938. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/PVSC.2005.1488285>
- CRUZ, Alex Dias da et al. **Análise de Desempenho de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede no Estado do Tocantins sob Diferentes Orientações**. VII Congresso Brasileiro de Energia Solar - CBENS 2018, , p. 2–10, 2018.
- DELINE, Chris et al. **Understanding Bifacial Photovoltaics Potential : Field Performance PERC Cell Technology – Easily Bifacial**, 2020. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy20osti/75532.pdf>
- DEUTSCHE GESELLSCHAFT FUR SONNENE (DGS) *et al.* **Planning and Installing Photovoltaic Systems: A Guide for Installers, Architects and Engineers**. 3. ed. Abingdom: Routledge, 2013. 521 p. Tradução de: Maycon Klann.

FERRAZZA, Francesca. **Crystalline Silicon. In: McEvoy's Handbook of Photovoltaic**: Elsevier, 2018. p. 75–93. E-book. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-809921-6.00004-5>

FISCHER, Markus *et al.* **International Technology Roadmap for Photovoltaic (ITRPV) 2020 Results**. Frankfurt am Main: VDMA e. V., 2021. Disponível em: <http://itrpv.vdma.org/documents/27094228/29066965/20210ITRPV/08ccda3a-585e-6a58-6afa-6c20e436cf41>

GLUNZ, S. W. *et al.* **n-type silicon - enabling efficiencies > 20% in industrial production**. In: 2010, 2010 35th IEEE Photovoltaic Specialists Conference. : IEEE, 2010. p. 000050–000056. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/PVSC.2010.5614203>

GLUNZ, Stefan W. **Crystalline silicon solar cells with high efficiency**. RSC Energy and Environment Series, v. 2014-Janua, n. 11, p. 1–29, 2014. Disponível em: <https://doi.org/10.1039/9781849739955-00001>

GU, Wenbo *et al.* **A comprehensive review and outlook of bifacial photovoltaic (bPV) technology**. *Energy Conversion and Management*, v. 223, p. 113283, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/J.ENCONMAN.2020.113283>

GREENER. **Estudo Estratégico Geração Distribuída 2021**. Disponível em: <https://greener.com.br/estudo/estudo-estrategico-mercado-fotovoltaico-de-geracao-distribuida-1-semester-de-2021/>

HERNÁNDEZ-CALLEJO, Luis; GALLARDO-SAAVEDRA, Sara; ALONSO-GÓMEZ, Víctor. **A review of photovoltaic systems: Design, operation and maintenance**. Pergamon, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.06.017>

HERSCH, Paul; ZWEIBEL, Kenneth. **Basic photovoltaic principles and methods**. Solar Energy Research Inst., Golden, CO (EUA). Golden, CO, 1982. Disponível em: <https://doi.org/10.2172/5191389>

Jinko Solar., 2021. Disponível em: <https://www.jinkosolar.com/en/site/welding>

JOSHI, Arati; KHAN, Afrah; SP, Afra. **Comparison of half cut solar cells with standard solar cells**. In: Advances in Science and Engineering Technology International Conferences, ASET 2019. : IEEE, 2019. p. 1–3. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/ICASET.2019.8714488>

KUMAR, Nallapaneni Manoj *et al.* **Solar PV module technologies. In: Photovoltaic Solar Energy Conversion**. Elsevier, 2020. p. 51–78. E-book. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-819610-6.00003-X>

MALINOWSKI, Mariusz; LEON, Jose I.; ABU-RUB, Haitham. **Solar Photovoltaic and Thermal Energy Systems: Current Technology and Future Trends**. Proceedings of the IEEE, [S. l.], v. 105, n. 11, p. 2132–2146, 2017. Disponível em: <https://doi.org/10.1109 / JPROC.2017.2690343>

MERCALDO, Lucia V.; DELLI VENERI, Paola. **Silicon solar cells: materials, technologies, architectures**. In: Solar Cells and Light Management. [S. l.]: Elsevier, 2020. p. 35–57. E-book. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-102762-2.00002-1>

MESQUITA, Daniel De B. *et al.* **A review and analysis of technologies applied in PV modules**. In: IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America). IEEE, 2019. p. 1–6. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/ISGT-LA.2019.8895369>

MORGERA, A. Fraleoni; LUGHI, V. **Frontiers of photovoltaic technology: A review**. In: International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP). : IEEE, 2015. p. 115–121. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/ICCEP.2015.7177610>

NARIMATU, Beatrice Rye Shimoura; CRIBARI, Felipe Alvim; GUIMARÃES, Warley Teixeira. **Avaliação de desempenho de um sistema fotovoltaico comercial de 14,56 kwp no município de serra**. VII Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2018.

OH, Wonje *et al.* **Design of a solar cell electrode for a shingled photovoltaic module application**. Applied Surface Science, v. 510, p. 145420, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.apsusc.2020.145420>

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

QIAN, Jiadong *et al.* **Comparison of Half-Cell and Full-Cell Module Hotspot-Induced Temperature by Simulation**. IEEE Journal of Photovoltaics, [S. l.], v. 8, n. 3, p. 834–839, 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2018.2817692>

RAMPINELLI, Giuliano Ams. **Estudo De Características Elétricas E Térmicas De Inversores Para Sistemas Fotovoltaicos Conectados À Rede**. 2010. 285 f. Tese – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2010.

RICHHARIYA, Geetam; KUMAR, Anil; SAMSHER. **Solar cell technologies. In: Photovoltaic Solar Energy Conversion**. Elsevier, 2020. p. 27–50. E-book. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-819610-6.00002-8>

STEIN, Joshua S. *et al.* **Bifacial Photovoltaic Modules and Systems: Experience and Results from International Research and Pilot Applications 2021**. Disponível em: www.iea-pvps.org

TRINA SOLAR CO. LTDA. Trina Solar 210 Vertex white paper 2.0. Disponível em: https://static.trinasolar.com/sites/default/files/210_Vertex_Whitepaper_2.0.pdf

WALTER, Johann et al. **Multi-wire Interconnection of Busbar-free Solar Cells**. Energy Procedia, v. 55, p. 380–388, 2014. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.08.109>

WEG EQUIPAMENTOS ELÉTRICOS S.A. **Catalogo SIW-INVERSORES STRING** - WEG, 2021. Disponível em: www.weg.net.

WILSON, Gregory M. et al. **The 2020 photovoltaic technologies roadmap**. **Journal of Physics D: Applied Physics**, v. 53, n. 49, p. 493001, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1088/1361-6463/ab9c6a>