

RAFAELA LAZZARIN

EVOLUÇÃO TECNOLÓGICA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AO
LONGO DOS TEMPOS: ESTUDO DE CASO DE UMA PROPRIEDADE
RURAL NO MUNICÍPIO DE CASCAVEL/PR

CASCAVEL – PR
FEVEREIRO – 2023

RAFAELA LAZZARIN

EVOLUÇÃO TECNOLÓGICA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AO
LONGO DOS TEMPOS: ESTUDO DE CASO DE UMA PROPRIEDADE
RURAL NO MUNICÍPIO DE CASCAVEL/PR

Dissertação apresentada à Universidade Estadual do Oeste do Paraná, como parte das exigências do Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Energia na Agricultura, para obtenção do título de mestre.

Orientador: Prof. Dr. Carlos Eduardo Camargo Nogueira

Coorientador: Prof. Dr. Samuel Nelson Melegari de Souza

CASCAVEL – PR
FEVEREIRO – 2023

Ficha de identificação da obra elaborada através do Formulário de Geração Automática do Sistema de Bibliotecas da Unioeste.

Lazzarin, Rafaela

EVOLUÇÃO TECNOLÓGICA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AO LONGO DOS TEMPOS: ESTUDO DE CASO DE UMA PROPRIEDADE RURAL NO MUNICÍPIO DE CASCAVEL/PR. / Rafaela Lazzarin; orientador Carlos Eduardo Camargo Nogueira; coorientador Samuel Nelson Melegari de Souza. -- Cascavel, 2023.

125 p.

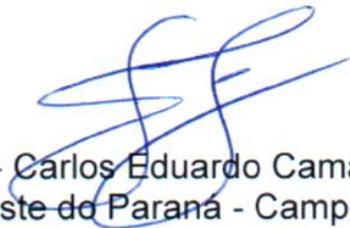
Dissertação (Mestrado Acadêmico Campus de Cascavel) -- Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Centro de Ciências Exatas e Tecnológicas, Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Energia na Agricultura, 2023.

1. Energia Solar. 2. Evolução Tecnológica Fotovoltaica. I. Camargo Nogueira, Carlos Eduardo, orient. II. Melegari de Souza, Samuel Nelson , coorient. III. Título.

RAFAELA LAZZARIN

Evolução tecnológica de sistemas fotovoltaicos ao longo do tempo: estudo de caso de uma propriedade rural no município de Cascavel/PR

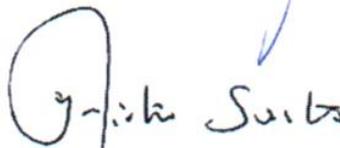
Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Energia na Agricultura em cumprimento parcial aos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia de Energia na Agricultura, área de concentração Agroenergia, linha de pesquisa Fontes renováveis e racionalização de energia na agroindústria e agricultura, APROVADA pela seguinte banca examinadora:



Orientador - Carlos Eduardo Camargo Nogueira
Universidade Estadual do Oeste do Paraná - Campus de Cascavel (UNIOESTE)



Jair Antonio Cruz Siqueira
Universidade Estadual do Oeste do Paraná - Campus de Cascavel (UNIOESTE)



José Airton Azevedo dos Santos
Universidade Tecnológica Federal do Paraná - Campus Medianeira (UTFPR)

Cascavel, 23 de fevereiro de 2023

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradeço a Deus que fez com que meus objetivos fossem alcançados e por ter me dado forças para finalizar esta etapa em minha vida.

A meu orientador, Prof. Dr. Carlos Eduardo Camargo Nogueira, pela paciência em sempre me auxiliar da melhor forma possível; pelas dicas, pelos ensinamentos, pelas inúmeras correções que, sem dúvidas, foram a chave para o encerramento deste trabalho.

A todos os professores que, de alguma forma, compartilharam de seus conhecimentos durante todos os semestres.

Aos meus pais, Lenir e Antônio, e minha irmã, Jaqueline, por sempre acreditarem em mim e não me deixarem desistir dessa caminhada.

A todos os amigos que fiz no Programa de Pós Graduação em Engenharia de Energia na Agricultura (PPGEA) durante essa trajetória, por sempre se mostraram dispostos a me auxiliar com qualquer problema que fosse apresentado.

Agradeço à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) pela bolsa que permitiu dois anos de total dedicação à pesquisa e à realização deste trabalho.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Experimento para comprovação do efeito fotovoltaico no Selênio.	7
Figura 2. Painéis solares instalados por Fritts em Nova York no ano de 1884.	8
Figura 3. Tecnologia Solar até 1940.	8
Figura 4. A primeira aplicação de uma célula solar de silício em uma rede de telefonia.....	9
Figura 05. Rota química de purificação do silício método Siemens	11
Figura 06. Representação do módulo solar padrão	14
Figura 7. Estrutura das células de primeira geração.	14
Figura 8. Estrutura das células m-Si	16
Figura 9. Célula p-Si.....	17
Figura 10. Estrutura de uma célula Power	17
Figura 11. Estrutura em camadas de uma célula fotovoltaica de silício amorfo	20
Figura 12. Estrutura de corte de uma célula de CdTe.....	21
Figura 13. Estrutura de uma célula solar PERC.....	23
Figura 14. Célula solar HJT/HIT	24
Figura 15. Célula Híbrida.....	25
Figura 16. Estrutura de uma célula solar de Perovskita	27
Figura 17. Utilização de Perovskita em vidro	27
Figura 18. Pannel solar orgânico.....	28
Figura 19. Potência elétrica em função da tensão elétrica de uma célula fotovoltaica de silício cristalino com dimensões de 156mm x 156mm.	31
Figura 20. Comparativo de crescimento da energia solar nos 10 mercados FV	32
Figura 21. Distribuição global de instalação solar FV.....	35
Figura 22. Evolução da capacidade global instalada (2000 – 2021)	36
Figura 23. Evolução da produção global de módulos FV (2000 – 2021).....	36
Figura 24. Sistema fotovoltaico conectado à rede (on-grid)	40
Figura 25. Funcionamento de um sistema <i>off-grid</i>	42
Figura 26. Microinversor modelo Sunmaster 130S da empresa holandesa Mastervolt	45
Figura 27. Bateria estacionária.....	47
Figura 28. Controladores de Carga MPPT e PWM respectivamente.	48
Figura 29. Exemplo de perfis de radiação solar diária	50
Figura 30. Local dos dimensionamentos.....	53
Figura 31. Fluxograma com as etapas do trabalho	63
Figura 32. Preço médio de venda de módulos FV (1968 – 2022)	64

Figura 33. Diagrama para as principais tecnologias de células fotovoltaicas existentes atualmente.....	65
Figura 34. Participação no mercado mundial das tecnologias de 1ª e 2ª geração fotovoltaica.....	67
Figura 35. Eficiências alcançadas para células da 1ª geração FV	69
Figura 36. Eficiências alcançadas para células da 2ª geração FV	70
Figura 37. Eficiências alcançadas para células da 3ª geração FV	71
Figura 38. Média das eficiências encontradas para módulos FV	73
Figura 39. Fluxograma de classificação de inversores.....	74
Figura 40. Inversores string e multi-string	75
Figura 41. Microinversores	76
Figura 42. Três gerações de inversores solares	77
Figura 43. Média de preço de inversores fotovoltaicos (1990 – 2020)	78
Figura 44. Custo do sistema total instalado (1989 – 2022)	80
Figura 45. Custo do sistema total instalado (2010 – 2021)	81
Figura 46. Custo nivelado de eletricidade (2010 – 2021)	81
Figura 47. Evolução dos preços de sistemas Fotovoltaicos residenciais em diferentes países.....	82
Figura 48. Capacidade instalada acumulada mundial de acordo com os três cenários	91
Figura 49. Previsão de LCOE para 2050.....	94

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Níveis de tensão para conexão de micro e minicentraís geradoras	53
Tabela 2. Irradiação solar diária, média mensal.....	54
Tabela 3. Resumo das eficiências alcançadas por diferentes tecnologias fotovoltaicas ao longo dos eventos históricos (1954 – 2022).	66
Tabela 4. Eficiências da 1ª geração de células solares.....	69
Tabela 5. Eficiências da 2ª geração de células solares.....	70
Tabela 6. Eficiências da 3ª geração de células solares.....	71
Tabela 7. Melhores eficiências para módulos FV	72
Tabela 8. Melhores eficiências encontradas para módulos FV de marcas vendidas no mercado internacional (2020-2022).....	73
Tabela 9. Melhores eficiências alcançadas para inversores FV encontradas no mercado atualmente.....	79
Tabela 10. Dados da conta de energia da residência	82
Tabela 14. Dados técnicos do módulo	83
Tabela 15. Dados elétricos de entrada do inversor	83
Tabela 16. Dados elétricos de saída do inversor	84
Tabela 18. Dados técnicos do módulo	85
Tabela 19. Dados técnicos da bateria	86
Tabela 20. Dados técnicos do controlador de cargas	86
Tabela 21. Dados elétricos de entrada do inversor.....	87
Tabela 22. Dados elétricos de saída do inversor	87
Tabela 23. Custos dos materiais, projetos, instalações, para o sistema <i>off-grid</i> (2022)	87
Tabela 24. Dados técnicos do módulo	89
Tabela 25. Barreiras técnicas de células FV	93

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

A	Corrente Elétrica
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
AgCl	Cloreto de Prata
AgBr	Brometo de Prata
ANEEL	Agencia Nacional de Energia Elétrica
a-Si	Silício Amorfo
BOS	<i>Balance of System</i>
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CdTe	Telureto de Cádmio
CdS	Sulfeto de Cádmio
CIGS	Disseleneto de Cobre, Índio e Gálio
CIS	Disseleneto de Cobre e Índio
c-Si	Silício Cristalino
DSSC	Célula Sensibilizada por Corante
FF	Fator de Forma
FZ	Fusão por Zona
FV	Fotovoltaicos
Ga	Gálio
GaAs	Arseneto de Gálio
GD	Geração Distribuída
GTO	<i>Gate Turn-off Thvristor</i>
HIT	Junção Heterogenêa com camada fina intrínseca
HSP	Horas de Sol Pleno
I_{sc}	Corrente de Curto Circuito
IGBT	<i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i>
LCOE	Custo Nivelado de Energia
m-Si	Silício Monocristalino
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
OPV	Células Fotovoltaicas Orgânica
P_{MP}	Ponto de Máxima Potência

PMW	<i>Pulse Width Modulation</i>
p-Si	Silício Policristalino
PSCs	Célula Solar de Perovskita
PBD	<i>Payback Descontado</i>
QE	Eficiência Quântica
SCR	<i>Silicon Controlled Rectifier</i>
SiGE	Silício de Grau Eletrônico
SiGS	Silício de Grau Solar
Si	Silício
SFRC	Sistema Fotovoltaico Conectado à rede
STC	Teste Padrão
TCS	Tetra Cloreto de Silício
TRIAC	<i>Triode for Alternating Current</i>
V_{oc}	Tensão de Circuito Aberto
VPL	Valor Presente Líquido

LAZZARIN, Rafaela. Universidade Estadual do Oeste do Paraná, fevereiro, 2023. **Evolução tecnológica de sistemas Fotovoltaicos ao longo dos tempos: Estudo de caso de uma propriedade rural no município de Cascavel/PR.** Professor Orientador: Dr. Carlos Eduardo Camargo Nogueira.

RESUMO

A evolução tecnológica na área fotovoltaica vem desempenhando um papel fundamental para se alcançar seu objetivo primordial, que é o aumento do rendimento na conversão da luz solar em energia elétrica. Avanços na tecnologia de células solares, módulos fotovoltaicos, inversores e outros equipamentos utilizados estão melhorando o desempenho dos sistemas fotovoltaicos e levaram essa tecnologia a se estabelecer como uma fonte de energia fortemente competitiva. Portanto, este trabalho examina a evolução de materiais fotovoltaicos ao longo do tempo, por meio de uma revisão bibliográfica, apresentando reduções significativas de custos, bem como a evolução do aumento de eficiência, atribuída à inovação tecnológica e melhorias na fabricação. Posteriormente, foram dimensionados dois sistemas fotovoltaicos (*on-grid* e *off-grid*) para uma residência na área rural do município de Cascavel – PR, com consumo médio mensal de 489 kWh, simulando o uso de equipamentos utilizados atualmente. Após os dimensionamentos, foram calculados índices econômicos como: VPL (Valor Presente Líquido), PBD (*Payback* descontado) e LCOE (Custo nivelado de energia), indicando o custo unitário da energia gerada entre os sistemas. O preço total do sistema *on-grid* foi de 27095,50 com período de retorno do investimento em 7 anos e o LCOE de 23426,00, apresentando viabilidade econômica do sistema. O sistema *off-grid* teve um preço total de 65273,00; como não houve tempo de retorno de investimento dentro de 25 anos, o VPL teve um valor negativo e, portanto, o sistema não apresentou viabilidade econômica. Foram feitos comparativos de viabilidade econômica, preços e eficiências entre equipamentos fotovoltaicos utilizados na década de 1990 com equipamentos usados atualmente. Os resultados encontrados mostram que o valor do LCOE para a década de 1990 estava em torno de US\$ 0,60/kWh. Já os valores de LCOE encontrados para os dimensionamentos foram US\$0,353/kWh (*off-grid*) e US\$ 0,0758 (*on-grid*). Com base na bibliografia apresentada, a projeção do LCOE para 2050 é de 0,030/kWh a US\$ 0,010/kWh.

PALAVRAS-CHAVE: Energia Solar, Sistema *On-grid*, Sistema *Off-grid*, Evolução Tecnológica Fotovoltaica, Viabilidade Econômica.

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES)

ABSTRACT

Technological developments in the photovoltaic area have played a fundamental role in achieving the primary objective, which is to increase the efficiency of converting sunlight into electrical energy. Advances in solar cell technology, photovoltaic modules, inverters and other equipment used are improving the performance of photovoltaic systems, and have led this technology to establish itself as a strongly competitive energy source. Therefore, this work examines the evolution of photovoltaic materials over time, through a literature review, showing significant cost reductions, as well as the evolution of increased efficiency, attributed to technological innovation and improvements in manufacturing. Subsequently, two photovoltaic systems (on-grid and off-grid) were designed for a residence in the rural area of the municipality of Cascavel - PR with an average monthly consumption of 489 kWh, simulating the use of equipment currently used. After the sizing, economic indices were calculated such as: NPV (Net Present Value), PBD (Discounted Payback) and LCOE (Levelized cost of energy), indicating the unit cost of energy generated between the systems. The total price of the on-grid system was 27095.50 with a payback period of 7 years and the LCOE of 23426.00, showing the economic viability of the system. The off-grid system had a total price of 65273.00, there was no payback time within 25 years, and the NPV had a negative value, therefore, the system did not show economic viability. Comparisons of economic viability, prices, efficiencies were made between photovoltaic equipment used in the 1990s with equipment currently used. The results found show that the value of the LCOE for the 1990s was around US\$ 0.60/kWh. The LCOE values found for the sizing were: US\$0.353/kWh (off-grid) and US\$0.0758 (on-grid). Based on the presented bibliography, the LCOE projection for 2050 is from 0.030/kWh to US\$ 0.010/kWh.

KEYWORDS: Solar Energy, *On-grid* System, *Off-grid* System, Photovoltaic Technological Evolution, Economic Viability

The present work was carried out with the support of the Coordination for the Improvement of Higher Education Personnel – Brazil (CAPES)

ÍNDICE

1. INTRODUÇÃO	1
1.1. Objetivos	2
1.1.1. Objetivo geral	2
1.1.2. Objetivos específicos.....	2
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	4
2.1. Energia solar fotovoltaica	4
2.2. Descoberta do efeito fotovoltaico	5
2.3. Descoberta do efeito fotoelétrico	5
2.4. Desenvolvimento das células solares de selênio	6
2.5. Desenvolvimento das células solares de silício.....	9
2.6. Produção e purificação do silício.....	10
2.6.1. Processo Siemens.....	11
2.7. Tecnologias de geração fotovoltaica	12
2.8. Células solares da primeira geração	13
2.8.1. Células de silício monocristalino (m-Si).....	15
2.8.2. Células de silício policristalino (p-Si)	16
2.8.3. Células de silício policristalino tipo POWER.....	17
2.8.4. Células de silício cristalino laminadas e de película fina.....	34
2.8.5. Células fotovoltaicas alternativas	18
2.9. Células solares da segunda geração	19
2.9.1. Células de Silício amorfo (a-Si)	20
2.9.2. Disseleneto de cobre índio e gálio (CIGS)	20
2.9.3. Células de telureto de cádmio (CdTe).....	21
2.9.4. Célula de arsenieto de gálio (GaAs).....	22
2.10. Nova geração de células fotovoltaicas	22
2.10.1. Célula solar PERC.....	22
2.10.2. Célula fotovoltaica híbrida de heterojunção (HJT/HIT)	23
2.10.3. Células Híbridas	24
2.10.4. Célula solar de Perovskita (PSCs)	26
2.10.5. Célula fotovoltaica orgânica (OPV).....	27
2.10.6. Célula solar sensibilizada por corante (Dye-sensitized solar cell – DSSC) ...	28
2.11. Eficiência de Conversão de uma Célula FV	29
2.12. O mercado da Energia Solar Fotovoltaica no mundo	32

2.13. Queda dos custos de produção de módulos Fotovoltaicos	36
2.14. Sistemas Fotovoltaicos On-grid.....	39
2.15. Sistemas Fotovoltaicos isolados da rede (off-grid)	41
2.16. Equipamentos BOS (Balance-of-system)	42
2.16.1. Estrutura mecânica de suporte.....	43
2.16.2. Instalação elétrica.....	44
2.17. Inversores.....	44
2.17.1. Princípio básico dos inversores solares	44
2.18. Microinversores	45
2.19. Baterias para sistemas <i>off-grid</i>	46
2.20. Controladores de Carga para sistemas <i>off-grid</i>	47
2.21. Projeto de Sistemas Fotovoltaicos	48
2.21.1. Avaliação do recurso solar	49
2.21.2. Localização	50
3. MATERIAL E MÉTODOS.....	52
3.1. Procedimentos metodológicos	52
3.2. Local da residência.....	52
3.3. Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico <i>on-grid</i>	53
3.3.1. Análise da Conta	53
3.3.2. Consumo Diário.....	54
3.3.3. Horas de sol pico.....	54
3.3.4. Potência do Painel FV	55
3.3.5. Número de Módulos	55
3.3.6. Dimensionamento do Inversor.....	56
3.3.7. Número máximo de fileiras das séries FV	57
3.4. Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico <i>off-grid</i>	57
3.4.1. Levantamento da Demanda e consumo de energia elétrica	58
3.4.2. Dimensionamento do painel fotovoltaico	58
3.4.3. Determinação das horas equivalentes de sol pleno	58
3.4.4. Determinação da quantidade de módulos	59
3.4.5. Dimensionamento do banco de baterias	59
3.4.6. Dimensionamento do controlador de carga.....	60
3.4.7. Dimensionamento do inversor	60
3.5. Custo do Sistema Fotovoltaico	60
3.6. Avaliação da Viabilidade Econômica para os Sistemas <i>On-grid</i> e <i>Off-grid</i>	60

3.6.1. Cálculo do UR (custo evitado anual ou receita anual).....	60
3.6.2. Valor Presente Líquido	61
3.6.3. <i>Payback</i> Descontado.....	61
3.6.4. Custo Nivelado da Energia.....	62
4. RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	64
4.1. Evolução dos preços de venda de Painéis Fotovoltaicos (1968 – 2022) para o mercado Internacional	64
4.2. Evolução de eficiência de Células Fotovoltaicas (Testes laboratoriais)	65
4.3. Melhores eficiências para painéis FV	72
4.4. Evolução tecnológica de inversores Fotovoltaicos	74
4.4.1. Inversores conectados à rede	74
4.4.2. Inversores autocomutados	76
4.5. Gerações de Inversores Fotovoltaicos	76
4.5.1. Inversores da 1ª geração	77
4.5.2. Inversores da 2ª geração	77
4.5.3. Inversores da 3ª geração	77
4.6. Queda dos preços de inversores.....	78
4.7. Eficiências alcançadas (1990 – 2022).....	78
4.8. Custos totais médios Globais e LCOE	80
4.9. Dimensionamentos.....	82
4.9.1. Dimensionamento on-grid (Equipamentos utilizados para 2022	83
4.9.1. Dimensionamento off-grid (Equipamentos utilizados para 2022)	85
4.10. Comparativo entre sistemas	88
4.11. Tendências Futuras.....	89
4.11.1. Inversores Fotovoltaicos.....	91
4.11.2. Módulos Fotovoltaicos.....	92
4.11.3. Previsão do LCOE para 2050.....	93
5. CONCLUSÕES	95
6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	98

1. INTRODUÇÃO

A busca por fontes energéticas mais sustentáveis ganhou importância em meados da década de 1970 devido à crise dos combustíveis fósseis, que afetou grandes potências econômicas da época. Portanto, foi colocado em evidência a necessidade da busca por alternativas na produção de energia que pudessem suprir as necessidades e demanda da sociedade moderna (GAIL; NULL, 1991).

Desde o início do século XVIII, a sociedade desenvolveu-se por meio de uma matriz energética extremamente poluente (o petróleo, carvão e gás natural), que por muitos anos foi a pedra angular da sociedade industrializada. Nesse cenário, o surgimento de energias renováveis acontece como uma alternativa ao uso racional da energia (RIBEIRO, 2020).

Dentre as fontes renováveis de energia, a geração de energia elétrica a partir de sistemas fotovoltaicos destacou-se em razão da elevada taxa de crescimento nos últimos anos (PEREIRA, 2019). A energia solar fotovoltaica proporcionou diversos benefícios como a redução da poluição e das taxas de carbono, baixa necessidade de manutenção e economia para os usuários (PEREIRA, 2019).

Na década de noventa, alguns países entenderam que a criação de um verdadeiro mercado fotovoltaico não deveria basear-se apenas em desenvolvimento tecnológico, mas também em uma economia de escala, uma vez que quanto mais células forem fabricadas menor será o seu custo unitário (VALLÊRA; BRITO, 2006). Portanto, de 2000 até os dias atuais, a adoção de escalas maciças de produção e políticas de incentivo tornaram a energia solar fotovoltaica uma das fontes energéticas mais promissoras e convenientes para a humanidade (VALLÊRA; BRITO, 2006).

De acordo com Rüter (2004), são vários os parâmetros que influenciam o rendimento de módulos solares fotovoltaicos, sendo a radiação solar o principal deles, já que depende da localização geográfica da instalação, da inclinação e orientação. A temperatura dos painéis, o sombreamento parcial, as resistências dos condutores e a limpeza dos painéis também afetam o desempenho do sistema gerador fotovoltaico.

Ao longo das últimas décadas, cientistas, pesquisadores e até mesmo as próprias empresas do setor energético estudaram e conseguiram desenvolver produtos que permitiram modernizar ainda mais os equipamentos utilizados na geração de energia solar (MACHADO; MIRANDA, 2014). Grande parte das pesquisas

envolveram o desenvolvimento de materiais ou produtos que pudessem garantir uma maior eficiência das células solares, com custos de produção mais acessíveis, ao mesmo tempo visando à utilização de materiais mais abundantes e de menor toxicidade (MACHADO; MIRANDA, 2014).

Hoje já é possível encontrar opções como células de multijunção (silício amorfo, disseleneto de cobre e índio; telureto de cádmio; disseleneto de cobre, índio e gálio), módulos de filme fino e células sensibilizadas por corante (*dye-sensitized solar cell*, ou DSSC). Porém, os modelos dominantes de mercado ainda são os módulos de silício cristalino (MONTEIRO, 2016).

A energia solar fotovoltaica é uma tecnologia que demonstrou aprendizado ao longo de décadas, em termos de custos de fabricação reduzidos e desempenho aprimorado. No último decênio, os custos de produção da FV experimentaram aumentos, seguidos de reduções rápidas, mostrando que os preços da FV foram cada vez mais voláteis (NEMET, 2005).

Existe uma ampla gama de contribuições para a literatura de redução de preços de FV. As curvas de experiência (ou curvas de aprendizado) são reduções de preços analisadas em função da expansão do mercado e da capacidade de produção (BARKER, 2004).

Portanto, este trabalho detalha as mudanças tecnológicas na indústria fotovoltaica, em particular em inversores e módulos fotovoltaicos. Além disso, apresenta a queda dos preços de módulos FV e inversores, bem como o aumento da eficiência adquiridos até os dias atuais, por meio de métodos de curvas de aprendizado, tabelas e gráficos.

1.1 Objetivos

1.1.1 Objetivo geral

Avaliar a evolução técnica e econômica de sistemas fotovoltaicos *on-grid* e *off-grid*, da década de 1990 até a atualidade.

1.1.2 Objetivos específicos

- 1) Fazer um levantamento do desenvolvimento de tecnologias fotovoltaicas, bem como inversores e módulos ao longo dos últimos 30 anos, apresentando os resultados em forma de tabelas e gráficos, visando a demonstrar os ganhos de eficiência em inversores e módulos fotovoltaicos;
- 2) Apresentar a evolução dos custos dos equipamentos ao longo dos últimos 30 anos;
- 3) Comparar dois dimensionamentos de sistemas solares, *on-grid* e *off-grid*, com equipamentos utilizados no ano de 2022. A residência em que foram realizados os dimensionamentos está localizada na área rural em Cascavel-PR, com um consumo médio mensal aproximado de 489 kWh;
- 4) Calcular os índices “Valor Presente Líquido”, “*Payback* Descontado” e “Custo Nivelado de Energia” para os dimensionamentos realizados;
- 5) Realizar análises e comparativos dos resultados obtidos para os diferentes períodos estudados e projetar uma possível evolução dos custos e do desenvolvimento tecnológico dos sistemas FV para 2050.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Energia solar fotovoltaica

O princípio de funcionamento da energia solar fotovoltaica é embasado na conversão de energia solar em energia elétrica por meio dos efeitos da radiação em materiais semicondutores. A conversão pode ocorrer a partir de dois efeitos físicos denominados de efeito fotoelétrico e o efeito fotovoltaico (BAGNALL; BORELAND, 2008).

O efeito fotoelétrico é determinado pelo surgimento de uma diferença de potencial, que ocorre pela junção de dois metais. Já no efeito fotovoltaico, os fótons contidos na luz solar são convertidos em energia elétrica através do uso de células solares (NEMET, 2006).

Na atualidade, a maioria das células fotovoltaicas existentes em placas e painéis fotovoltaicos comercializadas apresenta em sua composição de base a presença do elemento químico Silício (Si) e podem ser constituídas de cristais monocristalinos, policristalinos ou de silício amorfo (CRESESB, 2006). Após ocorrer a conversão da energia solar em energia elétrica, duas configurações de equipamentos são possíveis, de acordo com o tipo de configuração do sistema (MASON; MILLER, 2016).

Em sistemas isolados da rede, a energia elétrica é transportada para um controlador de carga, no qual se realiza o controle de tensão e corrente; em seguida, essa energia é conduzida e processada no inversor, onde a energia elétrica no estado de corrente contínua é convertida em corrente alternada (MASON; MILLER, 2016). Posteriormente, a energia é utilizada para alimentar aparelhos eletroeletrônicos, a energia em excesso pode ser armazenada em baterias (SILVA, 2022).

Em sistemas conectados à rede, a energia elétrica é transportada até o inversor, que converte a corrente contínua em alternada, facilitando a utilização dessa energia pelo consumidor (SILVA, 2022). Quando a energia produzida não é armazenada, ela é mensurada em um segundo relógio de geração ou em um relógio bidirecional, que normalmente é instalado na residência pela concessionária de energia (CRESESB, 2006).

2.2. Descoberta do efeito fotovoltaico

O efeito fotovoltaico ocorre no interior das células solares e pode ser descrito como o processo físico pelo qual uma célula fotovoltaica transforma luz solar em eletricidade (RODRIGUES, 2017). A luz solar é formada por fótons, que possuem uma grande quantidade de energia. Quando há o encontro do fóton com a célula fotovoltaica, eles podem ser refletidos, absorvidos e podem atravessar a célula (RODRIGUES, 2017). Porém, apenas os fótons que são absorvidos têm a capacidade de produzir eletricidade, cuja energia é transferida a um elétron de um átomo da célula; já o restante, não têm energia convertida (PEREIRA, 2006).

Através dessa nova energia, o elétron sai de sua posição original no átomo para se tornar parte da corrente, em um circuito elétrico; ao deixar sua posição inicial, o elétron abre uma “lacuna” para que outro elétron possa ocupar. Por meio de um campo elétrico embutido nas células fotovoltaicas, a corrente produz uma d.d.p (diferença de potencial) para que exista corrente em uma carga externa (PEREIRA, 2006).

O efeito fotovoltaico foi observado pela primeira vez em 1839 por Edmond Becquerel, um físico e cientista francês. Becquerel acabou utilizando o primeiro componente eletrônico da história, por conta da similaridade chegou a ser confundido com o efeito fotoelétrico (VALLÊRA; BRITO, 2006).

O físico também verificou que placas metálicas, de prata ou platina, quando mergulhadas em eletrólito, produziam uma diferença de potencial na exposição à luz. Iluminando eletrodos de platina cobertos de Cloreto de prata (AgCl), ele pôde observar o mesmo efeito utilizando o Brometo de prata (AgBr) na solução (VALLÊRA; BRITO, 2006).

2.3 Descoberta do efeito fotoelétrico

A descoberta do efeito fotoelétrico ocorreu por acaso pelo físico alemão Heinrich Hertz, em 1887, quando ele estava estudando a produção de descargas elétricas entre duas superfícies de metal em potenciais diferentes (SILVA, 2000). Ao utilizar duas placas metálicas para seu estudo, ele acabou observando que uma faísca

oriunda de uma superfície gerava uma faísca secundária na outra. Como esta era de difícil visualização, Hertz construiu uma proteção para o sistema, a fim de evitar a dispersão da luz. O efeito também é conhecido por “efeito Hertz”, embora não seja um termo de uso comum (SET, 2002).

Após muitos experimentos, Hertz confirmou o seu palpite de que a luz poderia gerar faíscas. Além disso, chegou à conclusão de que o fenômeno deveria ser devido apenas à luz ultravioleta (SILVA, 2000).

Em 1888, estimulado pelo trabalho de Hertz, um físico alemão chamado Wilhelm Hallwachs comprovou, por meio de experimentos, que corpos metálicos irradiados com luz ultravioleta adquiriam carga positiva (SILVA, 2000).

Dois anos após a descoberta de Hertz, Thomson declarou que o efeito fotoelétrico consistia na emissão de elétrons. Para provar sua teoria, ele demonstrou com experimentos que o valor de E/m (Energia/massa) das partículas emitidas no efeito fotoelétrico era o mesmo que para os elétrons associados aos raios catódicos (GREEN, 2005).

Philipp Lenard (1902; 1906) forneceu importantes contribuições para a descoberta do efeito fotoelétrico, determinando que a velocidade dos fotoelétrons ejetados não depende da intensidade da luz e que a intensidade da corrente desses fotoelétrons aumenta com a frequência. O pensamento de Lenard foi aceito e considerado a sugestão mais correta para a explicação do fenômeno (GREEN, 2005).

Enfim, o efeito fotovoltaico intrigou a mente humana e foi pesquisado por vários cientistas, mas foi somente em 1905, 18 anos depois de Hertz, que Albert Einstein apresentou a sua teoria sobre o assunto (SILVA, 2000). Segundo ele, o efeito referia a mecânica quântica sobre a teoria das bandas de energia, física dos condutores com os processos de purificação e dopagem aplicadas aos transmissores. Essa equação levou Einstein a ganhar o prêmio Nobel em física no ano de 1921 (SILVA, 2000).

2.4 Desenvolvimento das células solares de selênio

No ano de 1873, o professor inglês Willoughby Smith (1828 - 1891) observou a fotocondutividade do elemento Selênio. Em 1876, William Adams (1836 - 1915) aluno de Willoughby, em um de seus experimentos utilizando o Selênio, acabou

notando algumas anomalias quando os eletrodos de Platina eram empurrados próximo do Selênio vítreo (SILVA 2015).

Após esse experimento, pôde ser constatado que era possível iniciar uma corrente elétrica no Selênio pela ação da luz (SILVA, 2015). A Figura 1 demonstra o experimento de William e Adams.

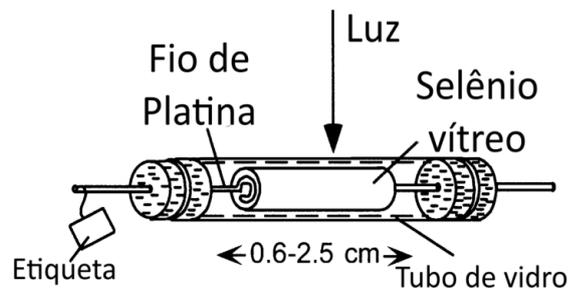


Figura 1 – Experimento para comprovação do efeito fotovoltaico no Selênio.
Fonte: GREEN (2002).

Em 1877, dois cientistas ingleses, Adams e Day, observaram um efeito similar no selênio sólido, outro tipo de semicondutor, por meio da utilização de propriedades fotocondutoras do selênio para desenvolver o primeiro dispositivo sólido de produção de eletricidade por exposição à luz. Contudo, a eficiência dos ensaios teóricos realizados era reduzida (FADIGAS, 2011).

Em 1883, Charles Fritts, um inventor americano creditado pela primeira célula de selênio, revestiu o selênio do material semicondutor com uma fina camada de ouro. A conversão de energia atingida pela célula era de 1 a 2% – como comparativo, a maioria das células solares modernas funciona com uma eficiência de 15 a 20% (CUNHA, 2013). O módulo de selênio produzia uma corrente contínua, constante e de força considerável. Fritts na realidade criou uma célula solar de baixo impacto, dando início à inovação do painel solar fotovoltaico na América (BERTOLLI, 2008).

A Figura 2 apresenta o primeiro painel solar de telhado do mundo instalado em Nova York, em 1884, utilizando as células de selênio de Fritts; o painel apresentava eficiência de conversão de 1% (CUNHA, 2013).



Figura 2 – Painéis solares instalados por Fritts em Nova York no ano de 1884.
Fonte: SMITHSONIAN MAGAZINE (2018).

Até meados de 1940, os sistemas fotovoltaicos utilizavam o Selênio, Óxido de Cobre ou Sulfeto de Tálcio como camada de absorção, junto a um metal retificando a saída (BERTOLLI, 2008) conforme a Figura 3.

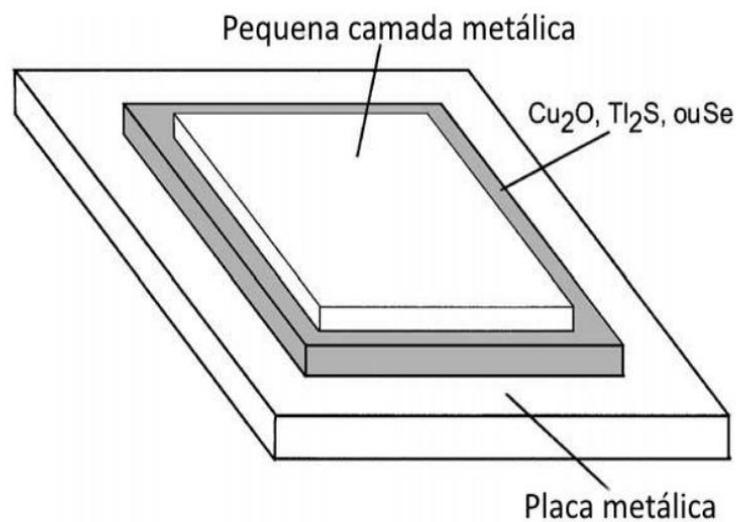


Figura 3 – Tecnologia Solar até 1940.
Fonte: GREEN (2002).

2.5. Desenvolvimento das células solares de silício

A modernização da tecnologia das células solares iniciou-se nos anos 1940 e 1950, quando o pesquisador polonês Czochralski desenvolveu um método para fabricação de cristais de silício (SAMPAIO et al, 2019). As células de silício são usadas hoje na indústria de semicondutores para células fotovoltaicas e componentes eletrônicos. A continuação das pesquisas por outros cientistas levou ao desenvolvimento de células fotovoltaicas que, inicialmente, tinham eficiências muito pequenas (SAMPAIO et al, 2019).

No ano de 1954, CHAPIN e alguns colaboradores dos laboratórios Bell reportaram uma eficiência de 6% para células de silício monocristalino. A primeira aplicação de uma célula solar de silício foi em uma rede de telefonia nos Estados Unidos, no ano de 1955 (GREEN, 2005), conforme a Figura 4.



Figura 4 – A primeira aplicação de uma célula solar de silício em uma rede de telefonia
Fonte: GREEN (2005).

Já em 1958, o satélite Vanguard foi lançado pela NASA e nele foi utilizada energia das células de Silício; devido ao interesse gerado e o investimento, no ano de 1959 estava sendo apresentada a célula com rendimento de 14%. Em 1963, os primeiros módulos já estavam disponíveis para comercialização no Japão (BARUEL; VEISSID, 2012).

Houve uma nova consciência em relação à produção de células solares, porque o investimento tecnológico para alcançar métodos mais econômicos de

produção era suficiente, também considerando o aumento de produção das células, pois o custo de produção cairia devido à produção em massa (GREEN, 2005). Todavia, foi apenas no período de 1970 que iniciou a produção de células com silício monocristalino, material mais utilizado nas produções de painéis solares, que possui um custo de produção menor em relação aos cristais de silício das primeiras células (GREEN, 2005).

Dispositivos com silício cristalino apresentaram grande avanço. Contudo, vários outros materiais, como silício amorfo, telureto de cádmio (CdTe), disseleneto de cobre e índio (CIS) e arseneto de gálio (GaAs), apresentaram-se como promissores, com a grande vantagem de ser possível utilizá-los em forma de filmes finos, reduzindo a quantidade de material a ser usado e, conseqüentemente, o custo (BARUEL; VEISSID, 2012).

2.6. Produção e purificação do silício

A purificação do silício (Si) pode acontecer por diferentes processos, os quais lhe conferem distintos graus de pureza, que são requeridos para as suas variadas aplicações (SAMPAIO et al, 2019). Para a produção de dispositivos eletrônicos e de geração fotovoltaica, é necessário que o Si empregado apresente um índice de pureza muito mais elevado que os obtidos para outras aplicações, requerendo tratamentos mais apurados (SAMPAIO et al, 2019). A pureza necessária para os dispositivos eletrônicos recebe a denominação de Silício de Grau Eletrônico (SiGE); para aplicações fotovoltaicas, a pureza requerida é designada de Silício Grau Solar (SiGS), com 99,99% (RANJAN et al, 2011; MUÑIZ et al, 2012).

Os problemas inerentes aos processos para a produção específica para o mercado solar, normalmente, conduzem os fabricantes de células FV lançarem mão do subproduto gerado para a indústria eletrônica (LUO et al, 2011). Quando o processo de produção não atinge o nível de pureza necessária para a classificação SiGE, a indústria de equipamentos solar esbarra na dependência de uma oferta estável desse material (LUO et al, 2011).

A pureza do silício pode ser obtida por métodos e técnicas específicas, como Método da Fusão por Zona (FZ), que tem início com a fusão do extremo de um lingote de silício, seguido da movimentação da zona de calor de fusão no sentido longitudinal

do lingote (MCCANDLESS et al, 2004). Esse processo de purificação é realizado quantas vezes for necessário para elevar o grau de pureza. O método possui a vantagem de obter um elevado grau de pureza com rápida produção, mas requer uma barra de forma cilíndrica uniforme e sem defeitos, encarecendo o processo (MCCANDLESS et al, 2004).

Outra técnica utilizada são os Métodos Químicos de Purificação, em que é realizada a ação de um composto resultante da reação do gás clorídrico anidro sob o silício de grau metalúrgico moído (RODRIGUES, 2017). O processo com métodos químicos acontece a uma temperatura entre 300°C e 400°C, dando origem a compostos de triclorosilano (HSiCl_3) ou (TCS), o tetracloreto de silício, que são submetidos a uma sequência de processos de destilação, que tem por objetivo a purificação (RODRIGUES, 2017).

2.6.1 Processo Siemens

Esse método é realizado por meio da CVD (*Chemical Vapor Deposition*), deposição química a partir do valor do TCS com hidrogênio, que é obtido através de um arco voltaico de carbono em reatores do tipo U, conforme apresenta a Figura 05, resultando no SiGE policristalino sob forma de barras finas (RODRIGUES, 2017). Esse processo é intensivo e apresenta uma grande perda pelo arrefecimento motivada para evitar deposição sobre as superfícies internas da parede da câmara de reação, normalmente 90% da energia é desperdiçada (RODRIGUES, 2017).

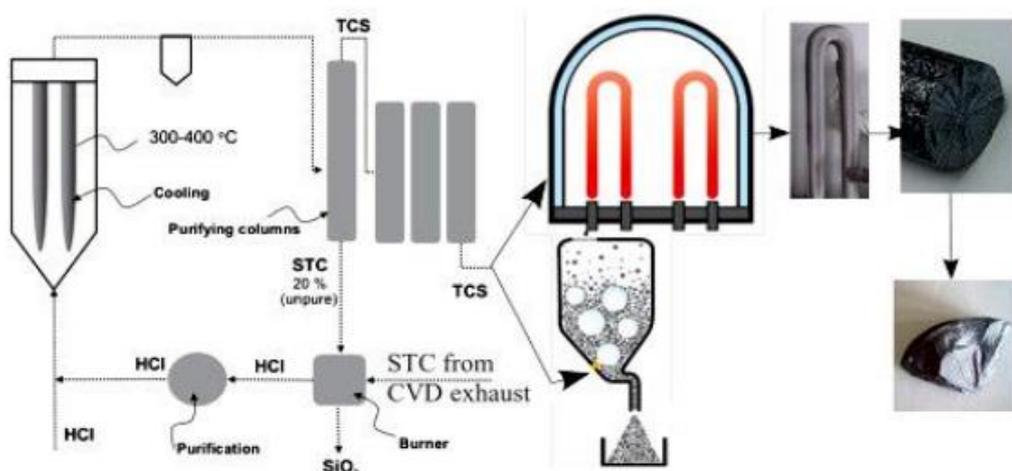


Figura 05 – Rota química de purificação do silício método Siemens
Fonte: DELANNOY, Yves (2012).

O desenvolvimento acelerado de alternativas ao tradicional processo Siemens para produzir silício puro aconteceu por conta da demanda pela energia solar e pelos altos custos de produção do SiGE. A fabricação de silício policristalino pelo método Siemens ainda é a forma de obtenção mais utilizada para a fabricação das células Solares (WILSON et al, 2020)

Com o objetivo de reduzir as necessidades energéticas do processo, a indústria do SiGS começou a utilizar o método de separação reativa em substituição ao de destilação simples, da mesma forma que substituiu os reatores originais pelo leito fluidizado (WILSON et al, 2020)

Atualmente, o silício de grau solar é considerado como a primeira escolha para fabricação das células fotovoltaicas. De acordo com isso, várias pesquisas vêm sendo realizadas com objetivo de aprimorar as formas de produção do SiGS, assim como outros métodos para substituir o processo Siemens (GURUSTHAL et al, 2019)

2.7. Tecnologias de geração fotovoltaica

Diferentes tecnologias fotovoltaicas são encontradas no mercado e podem apresentar particularidades que variam na forma, desempenho energético e detalhes construtivos para um determinado tipo de aplicação. As características dos diferentes materiais semicondutores das células fotovoltaicas podem se distinguir na cristalinidade, coeficiente de absorção da luz e custo (DIAS, 2017).

Estudos envolvendo o aprimoramento das células FV têm sido expressivos, com questões relacionadas ao rendimento, durabilidade, flexibilidade, potência, tamanho, peso, preço, etc. O silício tem um grande destaque, devido à sua abundância na natureza, propriedades semicondutoras e maturidade alcançada na produção de componentes para esse tipo de indústria (DIAS, 2017).

Em 1961, por conta de estudos desenvolvidos, foi possível calcular a eficiência máxima de conversão de uma célula FV sob iluminação referente à emissão do espectro solar próximo de um corpo negro com temperatura superficial de 6000K. Isso apresentou um marco no limite de rendimento termodinâmico próximo a 31% para uma única célula solar “clássica” de silício com apenas uma junção (RÜHLE, 2016).

A partir da década de 1960, compostos semicondutores que pertencem aos elementos III-V e II-VI da tabela periódica começaram a ser estudados para aplicações em células FV. Posteriormente, foi desenvolvido o silício policristalino, as tecnologias de células solares de películas finas, assim como os processos de manufatura por deposição (QUEISSER, 2009).

Por meio desses avanços na tecnologia de células, foi possível elevar a capacidade de produção, reduzir o consumo de material e energia requerida no processo de fabricação. Esses fatores auxiliaram no decréscimo dos preços das células FV para aplicações terrestres (RAZYKOV et al, 2011).

2.8 Células solares da primeira geração

As células da primeira geração são representadas por tecnologias de silício cristalino, que podem ser de vários tipos, dependendo de como as bolachas de silício são produzidas. De acordo com (BÜHLER et al, 2018), os principais tipos são:

- a) Monocristalino (m-Si), também conhecido por único cristalino;
- b) Policristalino (p-Si), também conhecido por multicristalino;
- c) Célula de silício laminadas e Película Fina;
- d) Células FV alternativas.

Um módulo solar de c-Si padrão, conforme a Figura 06, é composto de 60 a 72 células solares, com potência nominal entre 120 a 300W, dependendo do tamanho e da eficiência (BÜHLER et al, 2018).

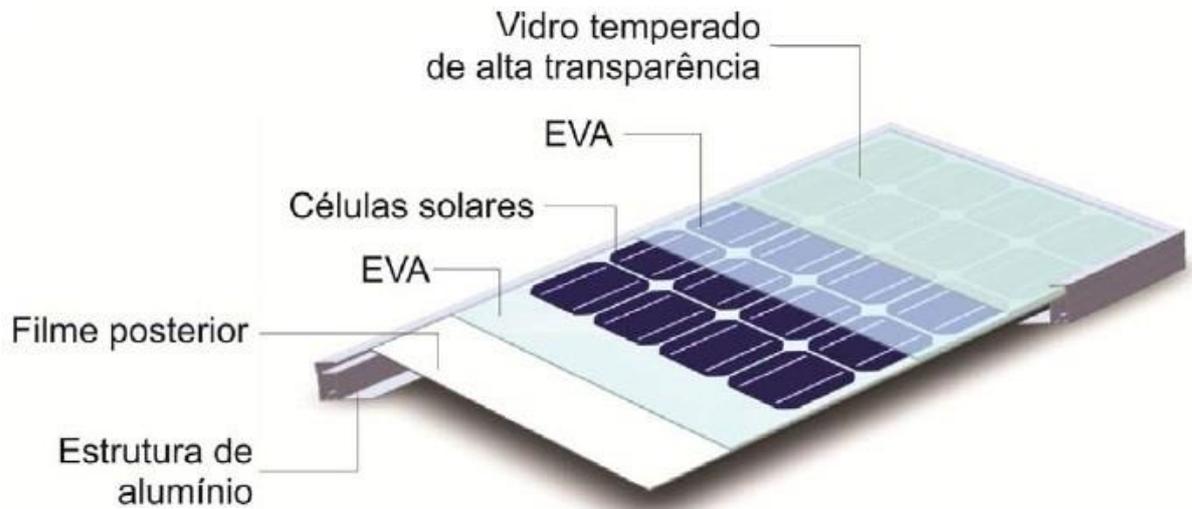


Figura 06 – Representação do módulo solar padrão
Fonte: RODRIGUES (2017).

As células da primeira geração são as tecnologias mais utilizadas, que representam cerca de 85% do mercado, devido à sua eficiência, pois atingem uma performance de 15-20%. Porém, esses tipos de células necessitam de uma grande quantidade de energia durante o processo de fabricação.

A estrutura dessas células pode ser vista na Figura 7 (RATHORE et al, 2019).

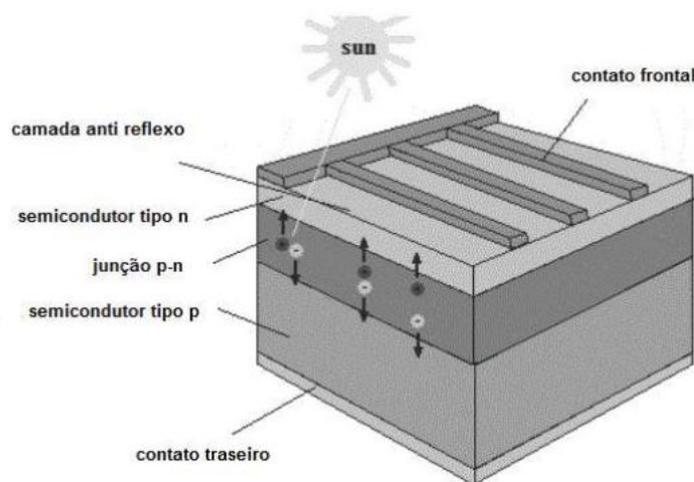


Figura 7 - Estrutura das células de primeira geração.
Fonte: SOBRINHO (2016).

A camada de silício, que pode ser do tipo cristalino ou policristalino, possui junções do tipo p-n na superfície. Há um contato frontal e traseiro, sendo que o

primeiro deve possuir um formato que melhore a incidência de luz na célula. A camada antirreflexo reveste a superfície frontal aumentando a absorção de luz que incide sobre a junção p-n.

2.8.1 Células de silício monocristalino (m-Si)

Este tipo de tecnologia é fabricado a partir do cristal de silício. Essas células normalmente são mais eficientes, porém mais caras, quando comparadas com outras células de silício. O monocristal é feito a partir do silício fundido de alta pureza em reatores sob atmosfera controlada e velocidades de crescimento do cristal bastante lentas – cm/hora (FAHRENBRUCH et al, 1983).

A estrutura molecular é uniforme, visto que a estrutura é toda composta do mesmo material. Essa uniformidade é ótima para o transporte eficiente dos elétrons pelo material. No entanto, para que a célula seja eficiente, é necessário que o silício passe por uma dopagem (processo com o intuito de criar camadas) dos tipos p e n (SOBRINHO, 2016).

O consumo de energia nesse processo é extremamente alto, visto que as temperaturas envolvidas são em torno de 1400° C. Algumas etapas que complementam o crescimento do monocristal são: usinagem do tarugo, corte de lâminas, lapidação, ataque químico e polimento das lâminas, processos de difusão / dopagem, deposição da máscara de contatos e, por fim, a interconexão de células em série e em paralelo para obter o painel fotovoltaico (FALCÃO, 2005).

Células de silício monocristalino com área de 4,0 cm² apresentaram eficiências de 24,7%, em testes realizados em 1999 (FALCÃO, 2005). O silício dopado com boro atinge níveis de pureza de cerca de 99,99% após passar por um processo de purificação; apesar do alto valor, é crucial para o desempenho da célula, uma vez que as impurezas do silício possuem papel relevante na eficiência da célula solar (CGEE, 2009).

A estrutura da célula de silício monocristalino pode ser vista na Figura 8.

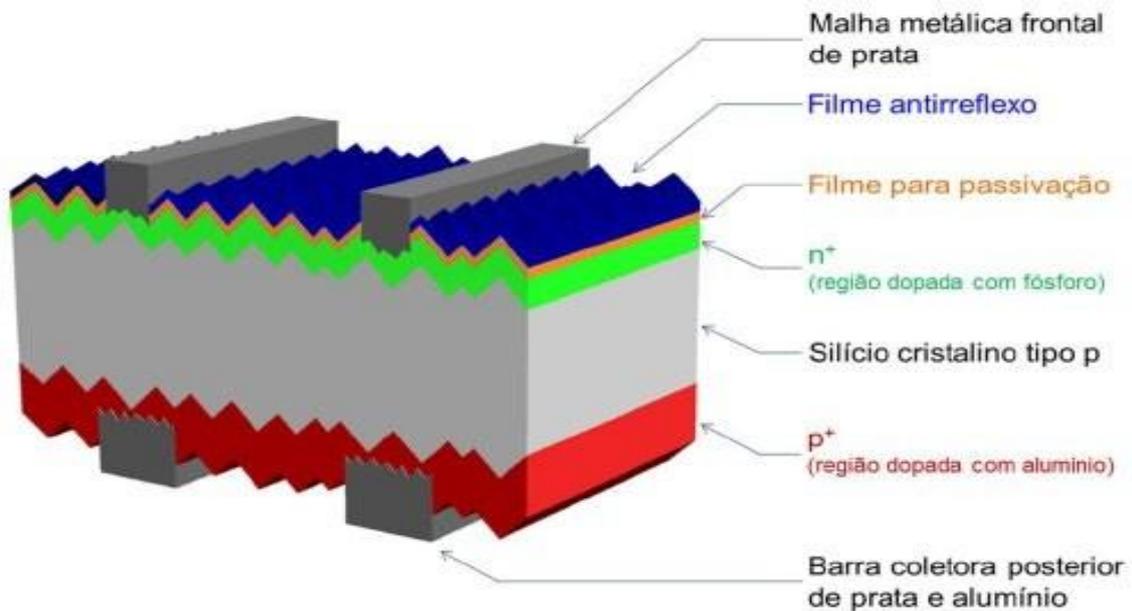


Figura 8 - Estrutura das células m-Si
Fonte: RODRIGUES (2017).

2.8.2 Células de silício policristalino (p-Si)

As células de silício policristalino possuem menos eficiência, porém são mais baratas quando comparadas a outras tecnologias, devido à perfeição cristalina ser menor que no caso do silício monocristalino e o processo geralmente ser mais simples. São formadas por “wafers” de silício policristalino, que são quimicamente tratados (SAMPAIO et al, 2019).

O silício policristalino é a tecnologia fotovoltaica mais tradicional. Contudo, ao fazer uso de “wafers”, apresenta maior limitação em questões de redução de custos de produção, considerando a quantidade de material utilizado na fabricação das células (SIMIONI, 2017).

Quando ocorre incidência de fótons sobre uma junção pn, com energia maior do que a separação da junção (*gap*), ocorre a formação de pares elétrons-lacuna. Na hipótese desse fenômeno ocorrer na região onde o campo elétrico é diferente de zero, as cargas são aceleradas, causando uma corrente ao longo da junção e, por consequente, uma diferença de potencial, popularmente conhecida como Efeito Fotovoltaico (CRESESB, 2006).

A célula de p-Si pode ser vista na Figura 9:

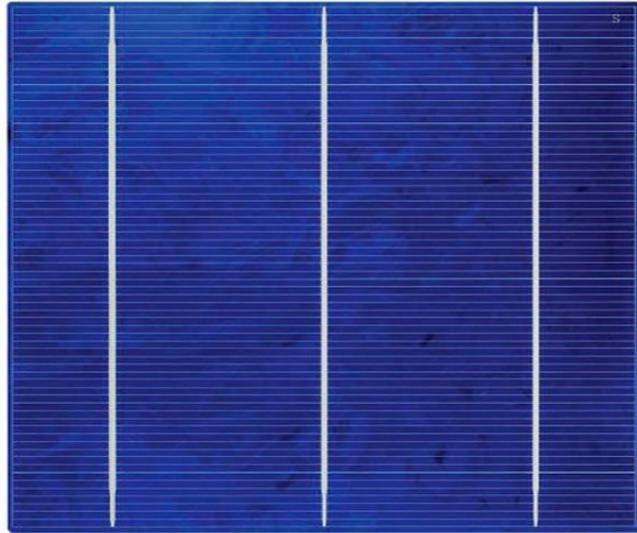


Figura 9 – Célula p-Si
Fonte: RODRIGUES (2017).

2.8.3 Células de silício policristalino tipo *POWER*

As células *Power* são pouco vistas no mercado e são constituídas de pastilhas policristalinas, produzidas devido à fundição de lingotes, que recebem um tratamento estrutural mecânico de engenharia (RODRIGUES, 2017), conforme a Figura 10.

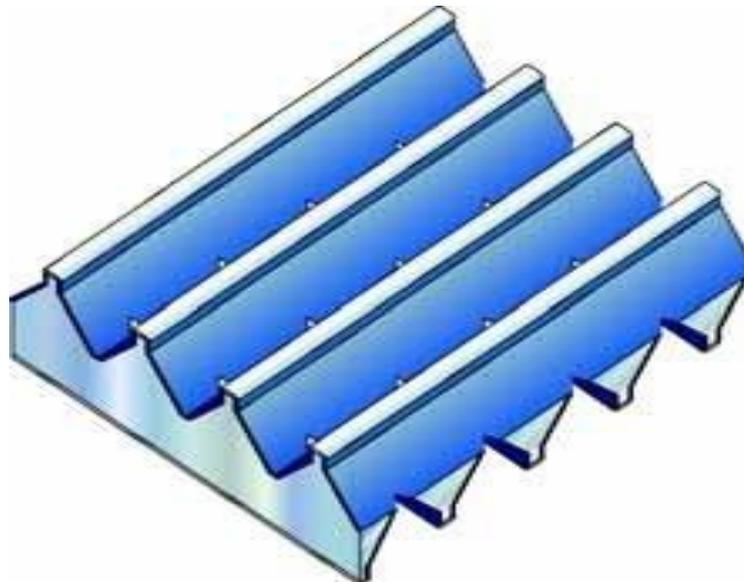


Figura 10 – Estrutura de uma célula *Power*
Fonte: GREENPRO (2004).

Formam-se sulcos de ambos os lados, que são polidos por meio de uma fresadora com uma lâmina de rotação rápida. As partes polidas de ambas as faces

são colocadas em posição retangular, uma em relação à outra. Assim, criam-se orifícios macroscópicos na intersecção dos sulcos onde a célula é transparente (RODRIGUES, 2017).

As células *Power* possuem uma estrutura padrão similar as células p-Si, distinguindo-se pela franja opaca no limite da célula transparente. Elas são produzidas normalmente em formato quadrado, no tamanho padrão de 10x10 cm², com espessuras de 0,3 mm (GREENPRO, 2004).

2.8.4 Células de silício cristalino laminadas e de película fina

Aproximadamente metade do silício bruto é perdido na forma de pó durante o processo tradicional de produção de pastilhas. Além do mais, por razões mecânicas, a pastilha cortada requer uma espessura de $\pm 0,3$ mm (GREENPRO, 2004).

Por conta da grande perda de material, foram desenvolvidos, ao longo dos anos, vários procedimentos de laminação de faixas, possibilitando produzir lâminas diretamente no banho de fusão do silício, já com a espessura final da célula. Com a evolução e aprimoramento dos processos, a espessura da lâmina atinge 0,1 mm, dependendo do procedimento utilizado (EPIA, 2011).

2.8.5 Células fotovoltaicas alternativas

Por conta de avanços tecnológicos, muitos fabricantes estão desenvolvendo novos processos de produção de células à base de c-Si, atingindo níveis de eficiência cada vez mais altos (RODRIGUES, 2017).

Entre as técnicas mais promissoras já em desenvolvimento estão:

- a) Células de barramento enterrados;
- b) Células de contato Inverso;
- c) Células de Texturização.

Nas células de barramento enterrado, a tecnologia empregada é conhecida como "BURIED". Essa técnica consiste em colocar os dedos de contatos e barramentos na parte inferior da célula, ao invés de ser na parte frontal. Os mesmos são enterrados por meio de um corte a laser na parte inferior da célula, fazendo com

que aumente a área de superfície e absorva mais luz solar (ZHAO et al, 2017).

Já as células produzidas pela técnica de contato inverso consistem em inverter as posições dos contatos dianteiros, sendo transferidos para o lado oposto. Por meio disso, a área de superfície da célula é aumentada e o sombreamento dos contatos na célula diminuem (ZHAO et al., 2017).

A tecnologia das células por texturização é conhecida no mercado como “PLUTO”. Essa técnica, que foi desenvolvida pela empresa Suntech, consiste na texturização exclusiva do processo, melhorando a absorção da luz nas condições de pouca incidência de raios solares (BÜHLER et al, 2018).

2.9 Células solares da segunda geração

A segunda geração de células solares é embasada na tecnologia de filmes finos, que constitui no uso de camadas muito finas de materiais semicondutores, em que silício amorfo é o mais conhecido (FALCÃO, 2005). Uma vantagem é que dispositivos de filmes finos requerem pouca quantidade de material para fabricação das células e podem ser facilmente aplicados em grandes áreas.

As células solares de segunda geração podem ser divididas em três cadeiras produtivas: silício amorfo (a-Si), disseleneto de cobre e índio (CIS), índio e gálio (CIGS) e telureto de cádmio (CdTe) (SOBRINHO, 2016).

A segunda geração está sendo difundida de forma rápida e representa aproximadamente 12% das instalações solares no mundo. Possuem como característica uma excelente absorção da radiação solar e suas estruturas têm espessura fina de 1 μm . Portanto, a quantidade de semicondutor utilizado é menor, fazendo com que esse tipo de célula se torne mais barata que a de silício (RATHORE et al, 2019).

A produção dessa tecnologia é realizada em baixas temperaturas, contribuindo para um menor consumo de energia elétrica. Devido ao substrato flexível, a aplicabilidade desse tipo de célula em projetos arquitetônicos passa a ter mais visibilidade (SOBRINHO, 2016).

No entanto, esse tipo de célula não é tão atrativas comercialmente, pois o processo de produção contribui para a poluição do meio ambiente, fato que está

aliado à baixa disponibilidade de matéria-prima e ao baixo rendimento (SOBRINHO, 2016).

2.9.1 Células de Silício amorfo (a-Si)

As células de Silício amorfo (a-Si) apresentam menos eficiência que as células de silício policristalino, mas podem competir para a produção em larga escala. Os métodos de produção ocorrem em temperaturas menores que 300°C, em processos a plasma, possibilitando que os filmes finos sejam depositados sobre substratos de baixo custo (FALCÃO, 2005).

Por meio das células de a-Si, foram desenvolvidos painéis solares disponíveis no mercado mais flexíveis, inquebráveis, leves, semitransparentes, com superfícies curvas, apresentando modelos mais versáteis no mercado fotovoltaico (SIMIONI, 2017).

No primeiro ano de uso, as células à base silício amorfo apresentaram uma queda significativa de sua eficiência, com aproximadamente 8%. Devido isso, foi desenvolvido o método de deposição de duas ou três camadas p-i-n (Figura 11), em que cada uma delas responde a uma diferente banda de cor do espectro solar, aumentando, assim, sua eficiência de 10% a 11%, com duas camadas, e 12% com três camadas (FRONTIN et al, 2017).

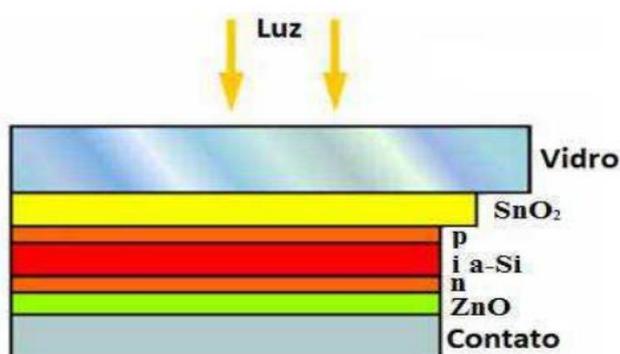


Figura 11 - Estrutura em camadas de uma célula fotovoltaica de silício amorfo
Fonte: Adaptado de (PINHO; GALDINO, 2014).

2.9.2 Disseleneto de cobre índio e gálio (CIGS)

As células de disseleneto de cobre índio e gálio (CIGS) são formadas pelos mesmos elementos das CIS, com a adição do gálio (Ga), o qual cria uma liga com o índio, proporcionando melhores desempenhos. Contudo, sua eficiência é menor que 10% (SILVA, 2010).

No processo de fabricação das células CIGS, a camada de Cu (In, Ga) Se₂ – disseleneto de cobre, índio e gálio – é aplicada sobre o substrato que foi revestido previamente com o molibdênio. Sobre ele são aplicadas camadas de sulfato de cádmio e óxido de zinco dopado com alumínio, respectivamente (SILVA, 2010).

2.9.2 Células de telureto de cádmio (CdTe)

Conforme Mccandless et al (2004), as células de CdTe são grandes competidoras do silício amorfo e do silício policristalino no mercado fotovoltaico. O CdTe já vem sendo utilizado para aplicações em calculadoras, mas em aplicações terrestres somente a partir dos anos 2000 que começou a ser comercializado em painéis solares de grandes áreas.

Os custos de produção em grande escala do CdTe são atrativamente baixos. Contudo, a toxicidade é um aspecto que deve ser levado em conta na hora de utilizar essa tecnologia, principalmente ao atingir quantidades significativas de produção (FALCÃO, 2005). A Figura 12 apresenta sua estrutura de corte, na qual o contato frontal é formado de uma camada de óxido de estanho índio e, anterior, uma camada absorvente de CdTe, seguida por uma camada transparente de CdS do tipo n, transparente e muito fina (cerca de 0,2 μm), que normalmente serve para aumentar a resposta da célula a comprimentos de onda curtos (FRONTIN et al, 2017).



Figura 12 – Estrutura de corte de uma célula de CdTe
Fonte: SANTIAGO (2018).

2.9.3 Célula de arsenieto de gálio (GaAs)

O GaAs é um material com diversas propriedades desejáveis à aplicação em células solares, porque possuem alto coeficiente de absorção. Além disso, são capazes de formar ligas com vários materiais (KOCHENBORGER, 2021).

Todavia, apesar das células solares de GaAs apresentarem alta eficiência, não são muito utilizadas em aplicações terrestres por conta dos elevados custos no processo de fabricação (KOCHENBORGER, 2021).

2.10 Nova geração de células fotovoltaicas

As células solares da terceira geração alcançam altos níveis de eficiência, fazendo uso de características da primeira geração. Nesta definição, podem-se incluir células PERC, células híbridas de heterojunção (HJT/HIT), células de perovskita, células orgânicas e células sensibilizadas por corante (*Dye-sensitized solar cell – DSSC*) (SOBRINHO, 2016).

As células da terceira geração sugerem a utilização de materiais não tóxicos e abundantes, em grandes escalas de produção. Possui características como processamento de baixo custo sobre grandes áreas, semitransparência, flexibilidade e baixo peso (SIMIONI, 2017).

Para esses efeitos, utilizam-se métodos como: células multijunção, células de banda intermediária, células de portadores quentes e conversão do espectro. Alguns métodos já estão disponíveis comercialmente, contudo outros ainda se apresentam em fase experimental (SIMIONI, 2017).

2.10.1 Célula solar PERC

As células de emissor passivado na célula traseira são células de silício monocristalino ou policristalino, nas quais são adicionadas uma camada de passivação na parte posterior das células, que podem aumentar a eficiência em cerca de 0,8% a 1% para mono-Si e de 0,4% a 0,8% para poli-Si, por meio da redução da

taxa de recombinação dos elétrons. Isso garante maior absorção da luz e maior refletividade interna (ZANESCO et al, 2022).

Nas células solares PERC, a face posterior não é passivada e o contato elétrico é diretamente colocado sobre o silício. De outra forma, nas células PERC, tanto a face frontal quanto a posterior são passivadas com materiais dielétricos; normalmente, são feitos pequenos furos com laser no dielétrico, assim o contato metálico é realizado no dispositivo, sendo capaz de melhorar a eficiência pela diminuição da recombinação de portadores de carga minoritários (KOCHENBORGER, 2021).

As vantagens do uso dessa tecnologia: necessidade de menos módulos e, conseqüentemente, menor área, menor número de estruturas de fixação e cabos, entre outros (ZANESCO et al, 2022). Módulos de tecnologia PERC demonstraram melhor desempenho em altas temperaturas e em condições de baixa incidência solar, mas apresentam uma degradação do módulo em suas primeiras horas de exposição à luz solar (ZANESCO et al, 2022). A Figura 13 apresenta a estrutura das células PERC.

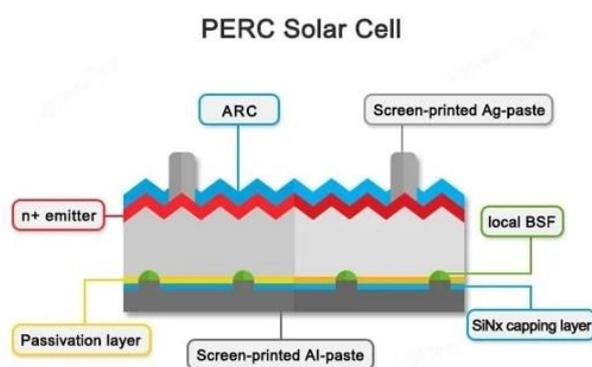


Figura 13 – Estrutura de uma célula solar PERC
Fonte: Adaptado de GREEN (2002).

2.10.2 Célula fotovoltaica híbrida de heterojunção (HJT/HIT)

As denominadas células de heterojunção combinam duas tecnologias diferentes em uma única célula: normalmente, uma célula de silício cristalino entre duas camadas de silício amorfo de “película fina”. Isso permite maior eficiência dos painéis e o aumento da captação de energia quando comparada aos painéis solares convencionais de silício (VICENTE, 2014). Nesse tipo de células solares, uma pastilha

de silício cristalino convencional tem silício amorfo colocado em suas superfícies frontal e traseiras, resultando em algumas camadas de película fina solar que absorvem fótons extras (FARHAD et al, 2016).

A grande vantagem dessa tecnologia é o fato de construir um painel solar com três camadas diferentes de material fotovoltaico. As camadas superior e inferior são compostas por células solares amorfas de película fina e a camada central é formada de uma célula solar cristalina (FARHAD et al, 2016).

A película fina de silício tem como objetivo captar um pouco da luz do sol antes de atingir a camada cristalina; ela também captura um pouco da luz do sol que reflete nas camadas inferiores. A Figura 14 representa uma célula solar HJT típica (FARHAD et al, 2016).

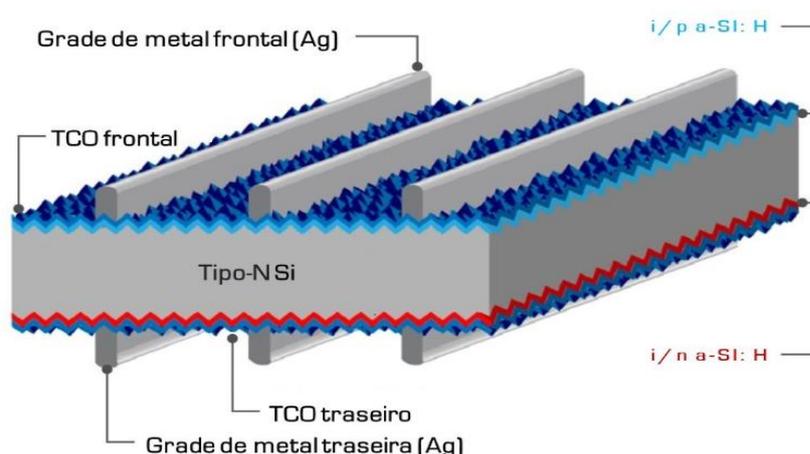


Figura 14 – Célula solar HJT/HIT
Fonte: STEIN et al, (2021).

2.10.3 Células Híbridas

As tecnologias consideradas “híbridas” ainda são pouco difundidas no mercado. Entre as células híbridas, tem-se as células de Junção Heterogênea com Camada Fina Intrínseca - HIT, também conhecidas como Células HCl (Heterojunção com Camada Intrínseca) (BENDA, 2020). As células de HIT/HIC foram desenvolvidas pela Sanyo Electric e são a combinação da clássica célula de c-Si, com uma célula de película fina. Sua estrutura consiste em silício m-Si e a-Si associados a uma camada intrínseca (BENDA, 2020).

Essa combinação resulta numa pastilha m-Si, que forma o núcleo da célula, revestido em ambos os lados por uma fina camada de silício a-Si. Na camada intermediária, é inserida uma película ultrafina (intrínseca) de silício de alta pureza, que liga a pastilha cristalina (núcleo) a cada uma das camadas de silício a-Si; cada camada de a-Si forma a junção p-n da célula híbrida (GURUSTHAL et al, 2019), de acordo com a Figura 15.

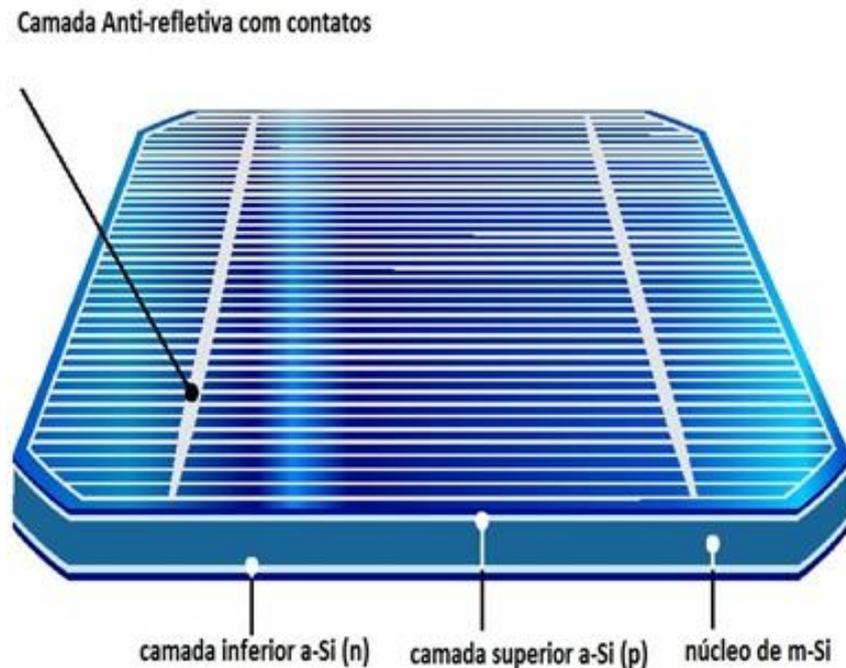


Figura 15 – Célula Híbrida
Fonte: GREENPRO (2004).

Nas células convencionais de c-Si, o mesmo material semicondutor é contaminado de maneira diferente para criar a junção “p-n”. Já nas células híbridas, essa contaminação ocorre em dois semicondutores diferentes, o que é conhecido como heterojunção (EPIA, 2011).

Entre as vantagens da célula HIT/HCI, quando comparada com outras tecnologias, cabe destacar que não há perda de eficiência por incidência de luz com o passar do tempo. Outra vantagem é que as células HIT/HCI têm maior eficiência na produção de energia em elevadas temperaturas, ao inverso das células de c-Si, que perdem eficiência com o aumento da temperatura ambiente (EPIA, 2011).

A temperatura primordial para a deposição das camadas é baixa, na ordem dos 200°C, resultando em uma menor exposição térmica das pastilhas. Sendo assim,

as pastilhas são com espessuras reduzidas, de aproximadamente 0,2 mm (BENDA, 2020). Essas células possuem estrutura semelhante às células cristalinas e são produzidas em formato quadrado, em tamanho padrão de 104x104 mm, atingindo eficiências de cerca de 17,3% (RODRIGUES, 2017).

2.10.4. Célula solar de Perovskita (PSCs)

As células solares de Perovskitas são baseadas em haletos orgânico-inorgânicos. Esse tipo de tecnologia vem chamando a atenção da comunidade científica nos últimos anos devido à alta eficiência que tem alcançado, eficiências superiores a 20% em apenas meia década de estudos (KOCHENBORGER, 2021). Além da alta eficiência, as PSCs podem ser produzidas com materiais de baixo custo, tornando-se notáveis para comercialização em larga escala (KOCHENBORGER, 2021).

As perovskitas de haleto de metilamônio de chumbo apresentaram-se como materiais fotovoltaicos promissores devido às propriedades de elevado coeficiente de absorção na região visível do espectro solar (RAPHAEL et al, 2018). Além disso, elas possuem *bandgap* direto (por conta do alinhamento das bandas de valência e condução) e tunelável (elétrons podem escapar de regiões cercadas por barreiras de potencial, mesmo quando a energia cinética é menor que a energia potencial da barreira). Ademais, apresentam transporte ambipolar de carga, alta mobilidade de elétrons (RAPHAEL et al, 2018).

Em PSCs, a camada ativa é composta pela perovskita, que é responsável pela absorção de radiação, sendo depositada entre uma camada transportadora de elétrons, normalmente TiO₂ ou fulereno. Há uma camada transportadora de buracos e sobre outra camada é depositado um metal (Au, Ag ou Al), completando o dispositivo (FERREIRA, 2018). A Figura 16 apresenta a estrutura desse tipo de células.

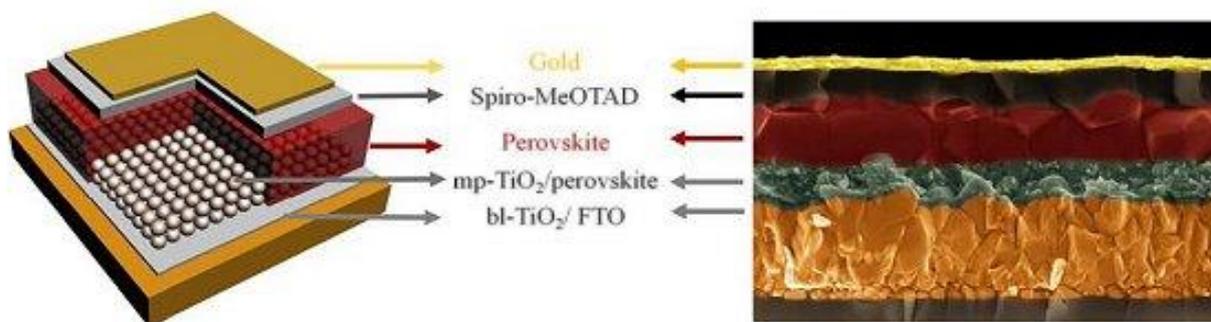


Figura 16 – Estrutura de uma célula solar de Perovskita
 Fonte: Adaptado de (HAMUKWAYA et al, 2022).

Essa tecnologia foi descoberta por Gustav Rose no ano de 1839, representando uma classe de materiais com propriedades únicas, revelando inúmeras aplicações em ampla gama de dispositivos eletrônicos (FERREIRA, 2018). O termo perovskita remete-se a um grupo de compostos com uma estrutura cristalina semelhante à estrutura da perovskita mineral titanato de cálcio (CaTiO_3) (FERREIRA, 2018).

Atualmente, painéis solares fabricados a partir da perovskitas são feitos de 'lascas' de cristais de silício e geralmente são processados com extrema pureza, requerendo temperaturas superiores a 1.000°C (RAPHAEL et al, 2018). Esse tipo de material pode ser misturado em um líquido criando uma espécie de "tinta solar", sendo possível a impressão em vidros e plásticos, conforme a Figura 17 (RAPHAEL et al, 2018).

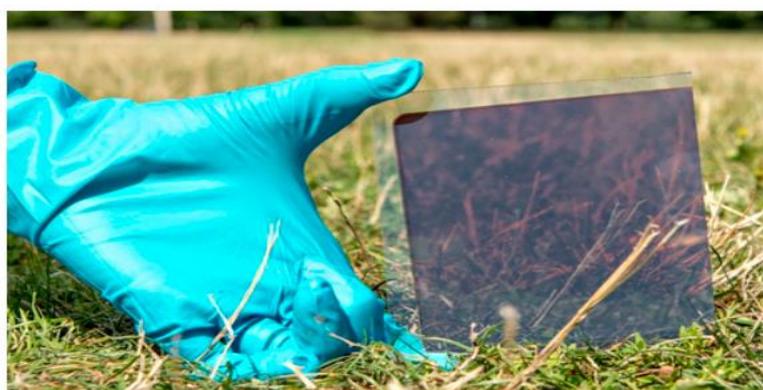


Figura 17 – Utilização de Perovskita em vidro
 Fonte: NOCTULA (2017).

2.10.5 Célula fotovoltaica orgânica (OPV)

Uma célula OPV é constituída de várias camadas de materiais fotoativos colocados entre dois eletrodos. Esse material fotoativo absorve fótons e desloca elétrons devido ao excesso de energia da camada, que doa para a camada que aceita elétrons. Dessa maneira, os elétrons serão direcionados para um eletrodo, já os prótons se movem no sentido contrário para o outro eletrodo (GUIMARÃES, 2021).

Essas células são compostas por materiais orgânicos e polímeros, apresentando algumas vantagens, como baixo custo de fabricação, baixo peso, são mais flexíveis, fazem uso de materiais abundantes e não tóxicos (GUIMARÃES, 2021). A célula orgânica OPV se baseia em um processo de produção reprodutível e com alta produtividade de impressão de células fotovoltaicas orgânicas em substrato leve e transparente, conforme a Figura 18 (GÓES; TANIMOTO, 2021).

Essas vantagens permitem que a tecnologia possa ter ampla aplicabilidade, como em fachadas de edifícios e coberturas de vidro, por serem transparentes e disporem de possibilidades de customização. Contudo, as desvantagens apresentam-se na baixa eficiência e curto tempo de vida útil (cerca de 7 anos), devido à instabilidade (GÓES; TANIMOTO, 2021).

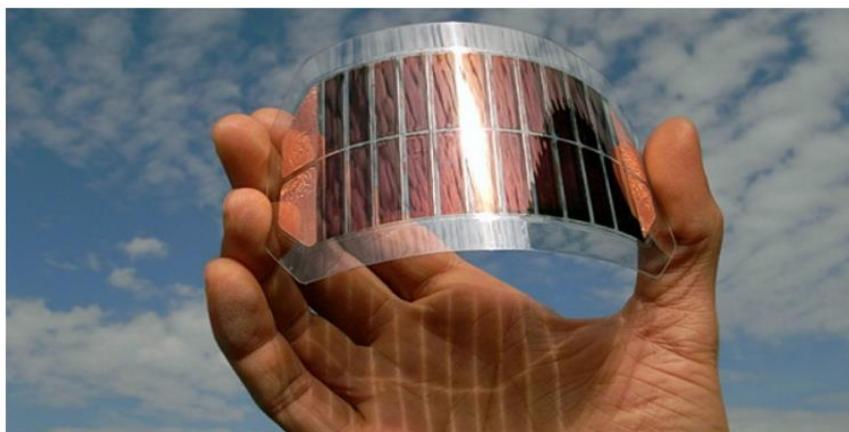


Figura 18 – Painel solar orgânico
Fonte: ITSOLAR (2019).

2.10.6 Célula solar sensibilizada por corante (*Dye-sensitized solar cell* – DSSC)

As células sensibilizadas por corantes (DSSC) são as únicas que imitam o processo da fotossíntese natural e são baseadas em estruturas de nanocristais

semicondutores formadas entre um ânodo fotossensibilizado e um eletrólito (IRENA, 2019).

O funcionamento de uma célula DSSC se resume em utilizar um corante com a propriedade de transferir um elétron no estado de excitação para um óxido semiconductor (MACHADO; MIRANDA, 2014). A função dos nanocristais é captar a luz solar e as moléculas do corante agem na separação das cargas para geração da fotocorrente (IRENA, 2019). Já as células baseadas em pontos quânticos utilizam nanocristais semicondutores com dimensões reduzidas, de tal maneira que apresentam características quânticas e comportamentos ótico-eletrônicos específicos (NANAKO, 2017).

Apesar de se apresentar como uma tecnologia promissora, devido à acessibilidade dos materiais e do baixo custo de produção, as células DSSC com o tempo podem degradar-se facilmente à exposição solar e também existe a possibilidade de congelamento do eletrólito líquido. Além disso, é difícil encontrar corantes que sejam sensíveis a uma faixa ampla espectral (GÓES; TANIMOTO, 2021).

2.11 Eficiência de Conversão de uma Célula FV

As células não possuem capacidade de converter toda a energia luminosa em energia elétrica, menos de 20% da irradiação solar que incide sobre a célula fotovoltaica é transformada em energia elétrica. Cada material semiconductor possui características distintas e cada uma delas converte com maior ou menor eficiência a energia recebida da luz em eletricidade (BADAWY, 2015).

Quando um fóton incide em uma célula solar, somente podem ser convertidos aqueles cuja a energia é igual ou maior do que o intervalo de banda do semiconductor. Os fótons que apresentam energia mais baixa são absorvidos pela célula solar, já os que têm energia muito mais alta são perdidos sob forma de calor (FADIGAS, 2011).

As respostas de conversão das distintas tecnologias que compõem os geradores FV são diferentes para cada nível espectral da radiação luminosa incidente, isto é, cada tipo de material possui sensibilidade espectral diferente do espectro luminoso (BERTOLLI, 2008).

A eficiência de conversão de energia é apresentada na Equação 1 e é definida como a razão entre a máxima potência elétrica gerada pelo dispositivo e a potência da radiação solar incidente.

$$\eta = P_{mp} / P_{incidente} = FF \times V_{oc} \times I_{sc} / A \times G \quad (\text{Eq. 1})$$

Nessa equação, o η indica a eficiência (%); A é o valor da área superficial da célula ou a área da superfície do módulo (m^2); V_{oc} é o valor da tensão em circuito aberto (V); I_{sc} refere-se ao valor da corrente de (A) curto-circuito; FF é o fator de preenchimento (adimensional); e G é o valor da Irradiância solar (W/m^2).

O desempenho que cada célula e módulo FV pode ser demonstrado por meio do conceito de Eficiência Quântica (QE), em função do comprimento de espectro de radiação solar (LEE, 2011; GREEN et al, 2013).

A eficiência do painel solar é a medida da quantidade de irradiação solar que cai na superfície de um painel solar e é convertida em eletricidade. Ela pode ser determinada por dois fatores principais: a eficiência da célula fotovoltaica (FV), com base no *design* da célula e no tipo de silício, e a eficiência total do painel, que varia de acordo com o *layout* da célula, configuração e tamanho do painel (LEE, 2011).

A Equação 2 determina a eficiência dos painéis solares conforme os autores Pinho e Galdino (2014).

$$\eta = \frac{I_{sc} \cdot V_{oc} \cdot FF}{A \cdot G} \cdot 100\% = \frac{P_{MPP}}{A \cdot G} \cdot 100\% \quad (\text{Eq. 2})$$

Nessa equação, o η indica a eficiência (%); A é a área calculada (m^2), G é a irradiância solar incidente (W/m^2); I_{sc} é a corrente de curto circuito (A), que é a máxima corrente que se pode alcançar medida na célula fotovoltaica, quando a tensão elétrica em seus terminais é zero; V_{oc} corresponde à tensão de circuito aberto (V), que é a tensão entre os terminais de uma célula fotovoltaica, quando não há presença de corrente elétrica e também pode ser definido como a máxima tensão que uma célula fotovoltaica pode produzir; P_{MP} é o ponto de máxima potência encontrado por meio da curva P-V; FF é o fator de forma (adimensional), que é a razão entre a máxima potência da célula e o produto da corrente de curto-circuito com a tensão de circuito aberto.

O Valor de FF pode ser definido através da Equação 3.

$$FF = \frac{V_{MPP} \cdot I_{MP}}{V_{OC} \cdot I_{SC}} \quad (\text{Eq. 3})$$

Nessa equação, V_{MP} é a tensão entre o dispositivo e a potência máxima sob condições determinadas de radiação e temperatura (V) – é utilizada como tensão nominal do dispositivo; I_{MP} corresponde à corrente que entrega o dispositivo à potência máxima sob condições determinadas de radiação e temperatura (A); I_{MP} corresponde a partir de dados da curva I-V, em que é possível determinar a curva de potência em função da tensão, denominada curva P-V, de acordo com a curva na cor vermelha da Figura 19. Nessa imagem, destaca-se o ponto de máxima potência (P_{MP}), em que a derivada da tensão é nula.

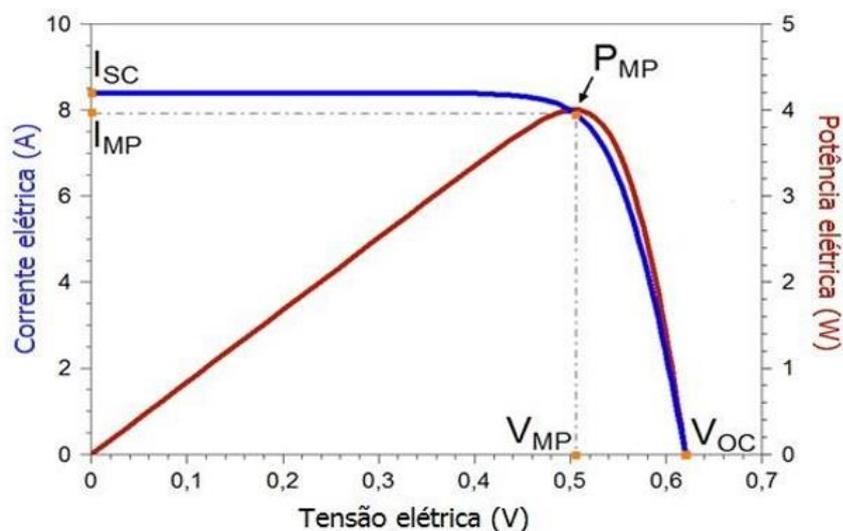


Figura 19 – Potência elétrica em função da tensão elétrica de uma célula fotovoltaica de silício cristalino com dimensões de 156 mm x 156 mm.
Fonte: PINHO; GALDINO (2014)

Para medir a eficiência dos painéis solares, são consideradas as condições de teste padrão (STC), com base em uma temperatura da célula de 25° C, irradiância solar de 1000 W/m² e massa de ar de 1,5. Então, a eficiência de um painel é calculada dividindo a potência máxima do painel fotovoltaico no STC – P_{max} (W) – pela área total do painel, que é medida em m² (BONN, 2002), conforme a Equação 4:

$$Eficiência(\%) = \frac{P_{max}}{(área \times 1000W/m^2)} \times 10 \quad (Eq. 4)$$

A eficiência geral do painel pode ser influenciada por diversos fatores, como temperatura, nível de irradiância, tipo de célula e interconexão das células; até mesmo

a cor da folha traseira de proteção pode afetar a eficiência (DUBEY et al, 2012). Uma folha traseira preta pode parecer mais agradável esteticamente, porém absorve mais calor, resultando em uma temperatura mais alta da célula, aumentando a resistência e reduzindo a eficiência total de conversão (DUBEY et al., 2012).

2.12 O mercado da Energia Solar Fotovoltaica no mundo

Os sistemas fotovoltaicos vêm experimentado um enorme crescimento ao longo dos últimos anos. Em 2021, 167,8 GW de capacidade solar foram conectados à rede globalmente, tendo um crescimento de 21% sobre os 139,2 GW adicionados no ano anterior (EPIA, 2021).

Na china, o maior mercado fotovoltaico do mundo continuou sua trajetória ascendente com uma taxa de crescimento anual de 14% para o ano de 2021. Os 10 principais mercados solares de 2021 permaneceram da mesma forma de 2020 (IEA, 2022), mas algumas posições mudaram devido a dinâmicas de crescimento, conforme a Figura 20.

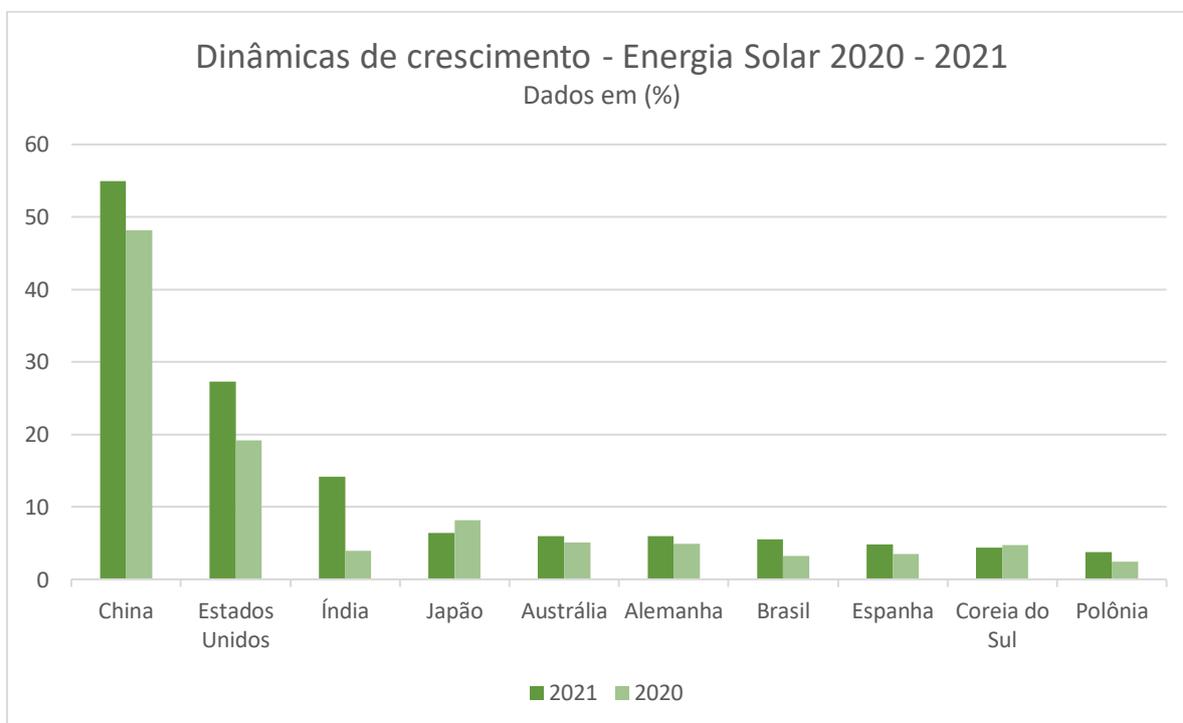


Figura 20 – Comparativo de crescimento da energia solar nos 10 mercados FV
Fonte: Global Market Outlook (2022); O autor, (2022).

A China manteve sua posição de líder de mercado em 2021, acrescentando

duas vezes mais capacidade de energia solar do que o segundo maior mercado, os Estados Unidos. Depois de um ano de forte aumento em 2019, o mercado chinês desacelerou por conta de danos da pandemia sobre o país (EPIA, 2021).

Atualmente a China é o local com custo mais competitivo para fabricar todos os componentes da cadeia de fornecimento de energia solar fotovoltaica. Os custos na China são 10% menores que na Índia, 20% menores que nos Estados Unidos e 35% menores que na Europa. Essas diferenças são baseadas em variações nos custos de energia, mão de obra, investimento e despesas gerais (IEA, 2022).

Os EUA tiveram uma taxa de crescimento de 42% e 27,3 GW de capacidade instalada. O país repetiu o notável desempenho em crescimento de 2020, quando o mercado cresceu 43%. O forte desenvolvimento do segmento no Texas permitiu que esse estado destronasse a Califórnia, como o estado com maior taxa anual de instalação pela primeira vez (GAO et al, 2021).

Depois de um ano difícil em 2020, por conta da pandemia de Covid-19, a Índia instalou 14,2 GW, recuperando a terceira posição que ocupava em 2019. A demanda por energia solar foi constantemente em declínio do ano de 2017 para 2020, caindo de 11,5 GW para apenas 3,9 GW, mas a taxa de crescimento, ano a ano, de 265% registrada em 2021 permitiu ao país ultrapassar o recorde anterior por uma grande margem (IRENA, 2021).

O Japão manteve a 4ª posição, apesar das instalações diminuírem 6,4 GW em 2021, 21% abaixo dos 8,2 GW conectados em 2020. O país agora está de volta no caminho descendente, que experimentou durante os três anos após um recorde de 10,8 GW instalados em 2015 (GAO et al, 2021)

O desempenho do mercado solar da Austrália em 2021 continuou sua linha de tendência ascendente, que iniciou em 2014. Com 18% de ganho anual, levou a um total de 6 GW de nova capacidade instalada, um novo recorde de instalação para o país com a maior energia solar instalada no mundo *per capita*. De forma lenta, mas segura, a Austrália está se fortalecendo na 5ª posição entre os mercados solares globais (IRENA, 2021).

A Alemanha também manteve a mesma posição no mercado solar no *ranking* de 2021, sendo o maior país com capacidade instalada da Europa, com aumento de 23% e crescimento de 4,9 GW em 2020. O governo recém-eleito, que chegou ao poder em dezembro de 2021, identificou a energia solar como um grande pilar para atingir

80% da geração total de energia até 2030 e 100% até 2035, na Alemanha (GAO et al, 2021).

Com a primeira entrada no “*top 10*” em 2020, o Brasil rapidamente ganhou posições para garantir a classificação em 7º lugar em 2021, permanecendo o único país latino-americano nesse grupo. Os 5,5 GW instalados em 2021 traduzem um crescimento de 74% em relação ao seu recorde anterior de 3,2 GW em 2020 (SCOLARI et al, 2022).

Os números provavelmente seriam ainda maiores se a pandemia não tivesse atingido a todos de maneira tão forte. A maior parte das instalações de 2020 decorreu de sistemas solares distribuídos de até 5 MW. Em 2021, cerca de 1,5 GW foram de sistemas centralizados de leilões de energia para usinas de grande porte e alguns sistemas baseados em PPA (*Power Purchase Agreement*) (SCOLARI et al, 2022).

A Espanha ficou em 8º lugar com capacidade de 4,8 GW, com aumento de 37% em relação aos 3,5 GW do ano anterior (2020). O principal pilar de desenvolvimento da Espanha continuou forte, o mercado de PPA, que instalou 3,4 GW em 2021, sem nenhum tipo de subsídio, tornando o país provavelmente a maior fonte de energia solar livre de subsídios do mundo. Os altos preços da eletricidade decorrentes da crise energética incentivaram fortemente proprietários de residências e empresas a adotarem a energia solar (EPIA, 2021).

O mercado de energia solar da Coreia do Sul cresceu em 6%, com novas instalações totalizando 4,4 GW. O motor principal continua a ser o portfólio renovável coreano, que exige que empresas de serviços públicos com capacidade de geração superior a 500 MW forneçam entre 6% a 10% de sua eletricidade a partir de fontes de energia renováveis até 2023. Mais de 90% das instalações fotovoltaicas do país estão sob este programa (KIM, 2021).

A Polônia completa o “*top 10*” com 3,8 GW instalados em 2021, apresentando crescimento de 56% em comparação a 2020. O país agora está voltando sua atenção para usinas solares de grande porte (IRENA, 2021).

Em resumo, 2021 foi um ano extraordinário para a energia solar, ainda mais quando se considera impactos da pandemia de COVID-19 em muitos países do globo. Da mesma forma que nos anos anteriores, o crescimento foi levado em grande parte pela líder do mercado global, China, mas muitos países contribuíram, procurando utilizar da energia solar como uma forma de ferramenta-chave para combater

mudanças climáticas (EPIA, 2021).

A Figura 21 apresenta a distribuição global de instalação solar FV, representada pela porcentagem de cada país, totalizando 167,8 GW para o ano de 2021.

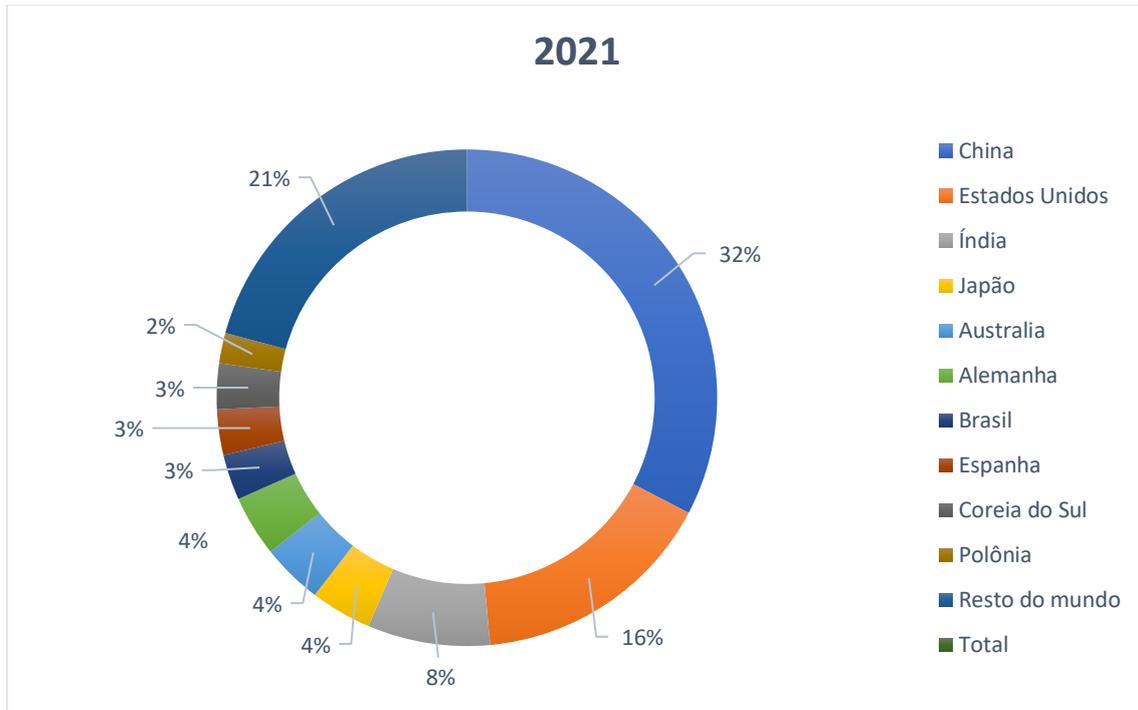


Figura 21 – Distribuição global de instalação solar FV
Fonte: Global Market Outlook (2022); O autor (2022).

A Figura 22 mostra o gráfico da evolução da capacidade global instalada, do ano 2000 até 2021, Seguindo a seguinte ordem: Europa, Américas, Ásia-Pacífico, China, Oriente Médio e África.

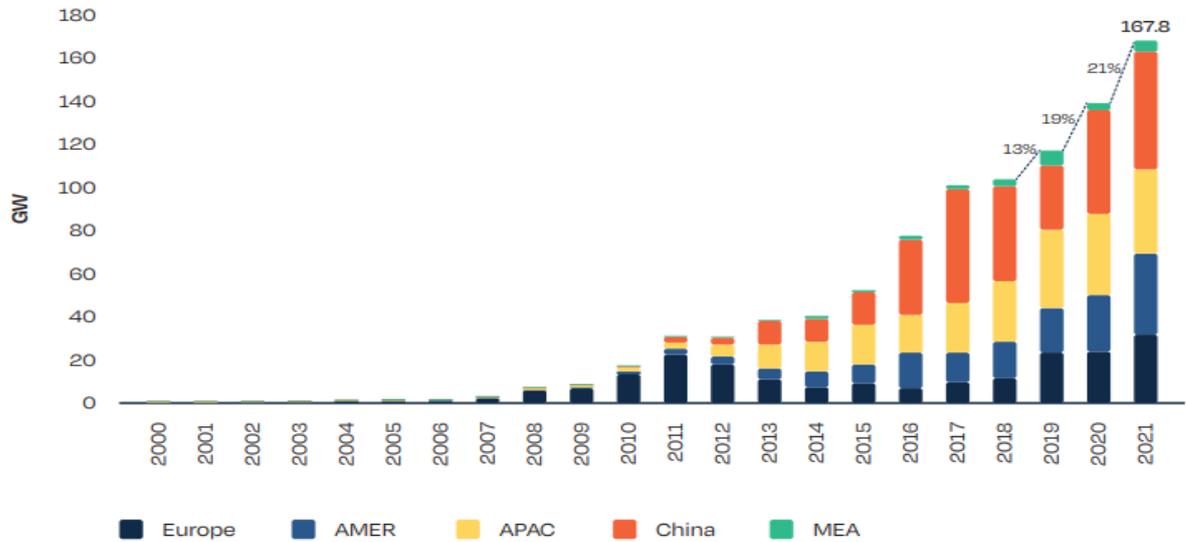


Figura 22 – Evolução da capacidade global instalada (2000 – 2021)
 Fonte: Global Market Outlook (2022).

Já a capacidade anual global de produção de módulos FV pode ser observada através do gráfico da Figura 23.

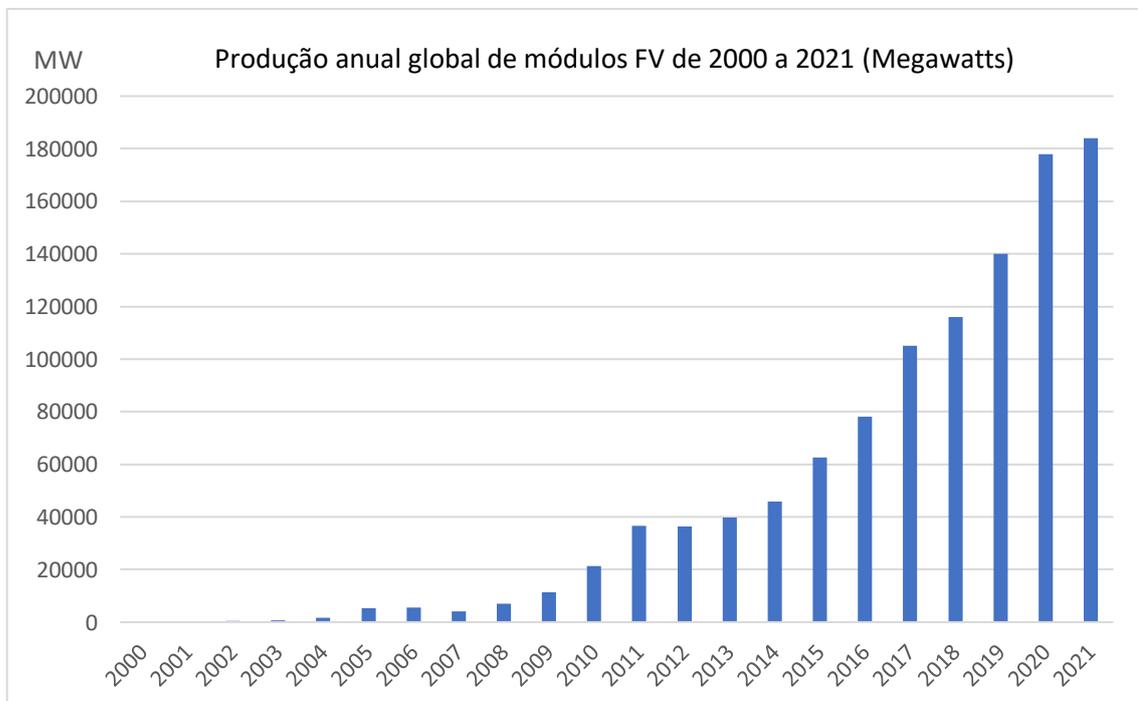


Figura 23 – Evolução da produção global de módulos FV (2000 – 2021)
 Fonte: Global Market Outlook (2022); O autor, (2022).

2.13 Queda dos custos de produção de módulos Fotovoltaicos

Os custos de fabricação de módulos fotovoltaicos caíram drasticamente desde a década de 1970, quando o fotovoltaico mudou do espaço para aplicações terrestres, possibilitando uma padronização do produto e maior concorrência no mercado. Isso refletiu no desenvolvimento progressivo até a implantação da 1ª geração de módulos de silício cristalino (c-Si) (HARMON, 2000).

Durante a década de 2000, o setor fotovoltaico expandiu-se drasticamente devido às políticas de demanda, que foram implementadas em países específicos (Itália, Alemanha, Espanha e França). Com isso, a capacidade instalada cumulativa mundial cresceu de 1,4 GW em 2000 para mais de 67 GW em 2011. A tecnologia fotovoltaica convencional (c-Si) já representava a maior parte do mercado fotovoltaico em 2011, com cerca de 87% (EPIA, 2012).

No final dos anos 2000, os preços da matéria-prima do silício refletiam mais próximos dos custos de produção, o que fez com que a expansão da capacidade de produção da matéria-prima criasse o excesso de oferta, levando os preços do silício a caírem rapidamente. Isso contribuiu para uma queda dramática nos custos de fabricação dos módulos fotovoltaicos no final dos anos 2000 e início do ano 2010 (SRINIVAS et al, 2015).

As melhorias no processo de fabricação também contribuíram para a redução do custo do módulo, que se tornou mais automatizada, com uma mudança gradual dos processos em lote para o processamento em linha, com alto rendimento (BARKER, 2004). Outro fator é a densidade de potência do módulo, que afeta o custo do sistema por meio do impacto na mão de obra de instalação: maior eficiência da célula (maior densidade de potência) resulta em menos área necessária do módulo fotovoltaico. Assim, reduz-se o custo de mão de obra para instalação, transporte do módulo e custos de manuseio, despesas com o suporte estrutural e custos de fiação (BARKER, 2004).

Entre 2000 e 2010, a produção de módulos fotovoltaicos aumentou mais de 30 vezes, com taxas de crescimento anual acima de 40% após o ano de 2006. O excesso de capacidade de produção ao longo de toda a cadeia de valor do módulo começou a impactar o mercado de 2010 e continuou em 2011 e 2012, o que levou uma queda dramática nos preços globais dos módulos (WALDAU, 2010).

Em 2005, empresas chinesas tinham capacidade de produção inferior a 10 MW e lutavam para competir com grandes fabricantes por conta do alto preço do silício. O gargalo do silício e o aumento do custo de produção das tecnologias c-Si desencadearam uma nova onda de investimentos em tecnologias FV emergentes, criando a 2ª geração, de filmes finos, com capacidades de produção atingindo a faixa de MWs e linhas de produção com alto potencial de redução de custos em desenvolvimento (WALDAU, 2010).

Os módulos fotovoltaicos de filme fino tornaram-se os mais baratos do mercado para fabricação. A *First Solar* (importante produtora de filmes finos), que produzia módulos de telureto de cádmio – CdTe, foi a primeira fabricante fotovoltaica a reduzir os custos de fabricação abaixo do limite de custo de US\$ 1/Wp para o ano de 2009 (CANDELISE et al, 2013).

Por volta de 2011-2012, por conta do excesso de capacidade e de oferta, à medida que novas plantas de poli-Si entraram em operação, houve rápidas reduções de custos. Já em 2014, os preços do FV se estabilizaram e a indústria usou 90% da oferta global de poli-Si (HALLAM et al, 2022). Também em 2014, o mercado continuava dominado por painéis de c-Si à base de silício, representando cerca de 92% do mercado, os quais eram baseados nas tecnologias: CdTe em 5%, CIGS em 2% e 1% representado por aqueles fabricados a partir de outros materiais –sensibilizados por corantes, CPV, híbridos orgânicos (OLIVEIRA, 2022).

De acordo com Irena (2016), a participação no mercado de painéis solares de c-Si está projetada para diminuir de 92% para 44,8%, entre 2014 e 2030. No ano de 2017, a célula solar c-Si dominava 80% do mercado globalmente, porém, em 2019, a tecnologia que dominava o mercado era a de silício, com cerca de 95% da potência total instalada, com participação de 62,36% do silício policristalino, para o silício monocristalino cerca de 33,04%. A porcentagem restante do mercado se distribui pelas células de filme fino: o CdTe ocupava 2,36%, as células de a-Si 0,3% e o CIGs 1,95% (IRENA, 2019).

Em 2021, o preço do polissilício (poli-Si) aumentou quase 300%, de US\$10 para US\$ 39 kg⁻¹. O aumento aconteceu devido a problemas na cadeia de suprimentos do poli-Si, semelhantes aos problemas ocorridos há mais de 20 anos. Durante a década de 2000, o rápido crescimento da indústria fotovoltaica resultou em

um aumento na demanda por poli-Si que os produtores não puderam atender (HALLAM et al, 2022).

Políticas governamentais na China moldaram a oferta global, a demanda e o preço da energia solar FV na última década. Políticas industriais chinesas com foco na energia FV foram um setor estratégico e crescente na demanda doméstica, permitindo economias de escala e apoio a inovação contínua em toda a cadeia de suprimentos (IEA, 2022). Essas políticas contribuíram para uma redução de custo de mais de 80% para o ano de 2022, ajudando a energia solar fotovoltaica a se tornar a tecnologia de geração de eletricidade mais acessível em muitas partes do mundo (IEA, 2022).

2.14 Sistemas Fotovoltaicos *on-grid*

Existem dois tipos de sistema fotovoltaico, *off-grid*, que funciona sem ter ligação com a rede pública e armazena energia em um banco de baterias, e o sistema *on-grid* (Figura 24), no qual a geração de energia solar fotovoltaica está conectada à rede pública de eletricidade (BASSAN; JUNIOR, 2018). Este tipo de sistema não dispõe de baterias e nem controladores de carga como aquele; são necessários os painéis fotovoltaicos, inversor, cabos, diodos, relógio bidirecional e o suporte (BASSAN; JUNIOR, 2018).

O principal objetivo do sistema fotovoltaico conectado à rede é gerar energia elétrica para ser consumida no próprio local onde o sistema foi instalado. Nos últimos anos, a energia solar fotovoltaica tem sido a tecnologia de geração de eletricidade que mais vem apresentando crescimento (BASSAN; JUNIOR, 2018).



Figura 24 – Sistema fotovoltaico conectado à rede (on-grid)

Fonte: RENNOVE ENGENHARIA (2018).

Conforme a Renнове Engenharia (2018), o sistema pode ser enumerado da seguinte forma:

1 – *Geração*: Os módulos solares são os responsáveis por converter a luz do sol em energia elétrica (CC – Corrente Contínua). Esses dispositivos são conectados entre si e enviam a energia gerada para o inversor.

2 – *Conversão*: Toda a energia elétrica que os painéis geram inicialmente estão em corrente contínua (CC) e para ser utilizada por qualquer equipamento elétrico deve ser convertida pelo inversor em corrente alternada (CA).

3 – *Distribuição*: Após o inversor converter a CC em CA, toda energia elétrica é enviada para o “quadro de luz” e distribuída para uso. Depois de convertida, a energia pode ser usada em qualquer equipamento elétrico.

4 – *Créditos*: A energia gerada, que não é utilizada, é injetada na rede da distribuidora por meio do relógio bi-direcional. Quando há ausência de incidência solar, o sistema deixa de gerar energia elétrica e, então, é utilizada a energia da distribuidora normalmente.

5 – *Rede elétrica*: Quando a produção de energia é maior que o consumo, a energia excedente se torna um crédito, que pode ser abatido em uma conta de energia dos meses subsequentes ou até mesmo de outra unidade consumidora do mesmo usuário. Os créditos de energia são regulamentados pela ANEEL, apresentando regras específicas que mudam de acordo com a sua localização e a classe de consumo.

Os equipamentos necessários para o dimensionamento do sistema FV *on-grid* são descritos a seguir:

- Painéis solares;
- Inversor de frequência ou tensão;
- Medidor bidirecional;
- Equipamentos BOS – estrutura mecânica de suporte, fiação elétrica, dispositivos de proteção (fusíveis, cabos de aterramento e interruptores).

2.15 Sistemas Fotovoltaicos isolados da rede (*off-grid*)

Os sistemas *off-grid* são sistemas não-conectados à rede elétrica de distribuição, abastecendo diretamente os aparelhos que utilizam energia. Nesse tipo de sistema, a energia produzida é armazenada em baterias, podendo ser utilizada em dias chuvosos, nublados e durante a noite. As baterias terão o papel de garantir o abastecimento em períodos em que não há presente a radiação solar (NASCIMENTO, 2019).

Esse tipo de solução é muito utilizado em locais remotos, tendo em vista que é a maneira mais econômica e simples de gerar energia elétrica devido às dificuldades que existem em regiões mais afastadas. Esses sistemas podem ser aproveitados em atividades, como bombeamento de água, iluminação, eletrificação de cercas, entre outros (NASCIMENTO, 2019).

Em sistemas isolados da rede (*off-grid*), os painéis solares geram a energia elétrica em corrente contínua (CC), que abastece as baterias. As baterias armazenam a energia elétrica para ser utilizada nos momentos em que o sol não está presente e não há outras fontes de energia para garantir o abastecimento correto dos

equipamentos elétricos. Para evitar sobrecargas e descargas profundas, é ideal o uso de controladores de carga (JUNIOR, 2019).

Para o funcionamento de sistemas fotovoltaicos *off-grid*, é indispensável a utilização de certos elementos em conjunto, operando no processo de armazenamento e distribuição de energia elétrica (RIBEIRO, 2020). Painéis solares, controladores de carga, inversores e baterias são elementos que fazem parte do ciclo de geração da energia fotovoltaica em sistemas isolados, conforme a Figura 25 (RIBEIRO, 2020).



Figura 25 – Funcionamento de um sistema *off-grid*
Fonte: SILVA (2021).

Os equipamentos utilizados para o dimensionamento de um sistema FV *Off-grid* são descritos a seguir:

- a) Painéis solares;
- b) Inversor;
- c) Estruturas de suporte para painéis solares;
- d) Medidor bidirecional;
- e) Equipamentos BOS – Baterias, controladores de carga, estrutura mecânica de suporte, fiação elétrica, dispositivos de proteção (fusíveis, cabos de aterramento e interruptores).

2.16 Equipamentos BOS (*Balance-of-system*)

O equipamento auxiliar, conhecido como *balance-of-system* (BOS), é necessário para instalar e fornecer eletricidade a partir de um módulo FV. Ele permite que a eletricidade gerada pelos módulos FV seja aplicada corretamente à carga (GHOSH, 1999).

Os componentes do BOS incluem equipamentos de montagem, como estruturas e balastros para suportar e elevar o painel FV; baterias e dispositivos controladores de carga devem ser adicionados ao BOS (GHOSH, 1999). Sistemas FV necessitam de equipamentos elétricos de proteção, como diodos, fusíveis, disjuntores, interruptores e aterramentos, bem como fiação para conectar o módulo FV e os componentes BOS (GHOSH, 1999).

Se o BOS não for dimensionado corretamente, parte da energia se transforma em calor e acaba sendo perdida por ineficiências. De acordo com REN (2015), de maneira geral, o BOS é constituído dos seguintes equipamentos:

- a) Baterias;
- b) Inversor de corrente;
- c) Estrutura mecânica de suporte;
- d) Fiação elétrica;
- e) Dispositivos de proteção (fusíveis, cabos de aterramento e interruptores).

Alguns outros componentes também podem ser incluídos no BOS, como:

- f) Monitoramento do ponto de potência máxima (MPPT);
- g) Rastreador GPS solar;
- h) Software de gerenciamento de energia;
- i) Concentradores solares, que permitem concentrar a radiação solar por um único ponto fazendo uso de espelhos;
- j) Sensores de radiação solar.

2.16.1 Estrutura mecânica de suporte

A montagem de estruturas de suporte dos módulos fotovoltaicos deve ser feita de modo a facilitar a instalação e manutenção do sistema e, sempre que possível, ser integrada ao envoltório da edificação (TORRES, 2012).

As estruturas precisam suportar ventos de até 150 Km/h, devem ser fabricadas por materiais resistentes à corrosão, como ferro galvanizado e alumínio. Outrossim, devem estar aterradas eletricamente, seguir as normas vigentes e os módulos devem ser posicionados a, pelo menos, 1 metro do solo (TORRES, 2012).

2.16.2 Instalação elétrica

As instalações elétricas de baixa tensão são especificadas pela NBR 5410, que determina as regras de instalação de um sistema solar fotovoltaico integrado a uma edificação (BARBOSA et al, 2021). De maneira geral, as diferenças entre uma instalação elétrica convencional e um SFV está no fato de que um gerador FV estar energizado sempre que houver incidência de luz e se tratar de um circuito CC, desde os painéis até o inversor (BARBOSA et al, 2021).

Alguns elementos devem ter aterramento individual, como a estrutura de montagem dos painéis, os componentes metálicos e o circuito do arranjo FV (RÜTHER, 2004).

2.17 Inversores

A energia gerada pelos módulos solares é em corrente contínua. Dessa forma, para que o sistema seja conectado à rede de distribuição de energia, é necessário o uso de um inversor, com o qual é possível garantir que a energia gerada siga os requisitos para a conexão com a rede pública (RÜTHER, 2004).

2.17.1 Princípio básico dos inversores solares

Os inversores CC-CA fornecem em suas saídas tensões alternadas, com frequência fixa, controlando a corrente de saída. Esse dispositivo deve ser capaz de fornecer uma corrente ou tensão de qualidade aceitável, em conformidade com as normas pertinentes (POMÍLIO et al, 2021).

Quando um inversor estiver conectado a uma rede CA, ele será responsável pela injeção de corrente e, conseqüentemente, de potência na rede. O principal papel dos inversores é entregar a energia elétrica à rede de distribuição em corrente

alternada, de acordo com padrões de qualidade adequados, o que requer que a forma de onda da corrente resultante na rede tenha mínima distorção (POMÍLIO et al, 2021).

Em sistemas fotovoltaicos, os inversores podem ser classificados em duas categorias, de acordo com o tipo de aplicação, SFIs e SFCRs. Inversores para conexão à rede com potências individuais de até 5kW apresentam saída monofásica. A partir dessa potência, é comum a utilização de inversores de saída de trifásica (RAMPINELLI et al, 2010).

Os primeiros inversores para uso em sistemas fotovoltaicos eram adaptados a circuitos já existentes. Já inversores modernos fazem uso de chaves eletrônicas de estado sólido e seu desenvolvimento é ligado à evolução da eletrônica de potência, tanto em termos de componentes quanto das topologias de circuitos de potência e controle (PRIEB, 2011).

Em poucas décadas, topologias foram sendo desenvolvidas e os custos de fabricação de inversores foram reduzidos. As eficiências de conversão também tiveram grande evolução, com valores próximos a 99% (PRIEB, 2011).

2.18 Microinversores

O conceito de microinversor está presente na indústria fotovoltaica desde o início, quando a empresa Ascension Technology começou o desenvolvimento de inversores de módulo CA, em 1991. Dois anos depois, introduziu no mercado o primeiro microinversor para ligação à rede elétrica com o nome de Sunmaster 1300, conforme Figura 26 (MARTINS, 2012).



Figura 26 – Microinversor modelo Sunmaster 130S da empresa holandesa Mastervolt
Fonte: MARTINS (2012).

A principal diferença entre o microinversor e o inversor *string* é a maneira como a ligação dos painéis fotovoltaicos é feita. Em inversores *string*, são conectadas fileiras ou “*strings*” de painéis que são ligados ao inversor, o qual, por sua vez, é responsável por encontrar, ao longo do dia, o ponto máximo de geração do sistema (SET, 2002).

Essa função de maximização é realizada pelo dispositivo do inversor chamado *Maximum Power Point Tracking* (MPPT) ou Rastreador do Ponto de Máxima Potência. Normalmente, um inversor de até 10kW possui 1 a 3 MPPTs, sendo cada um responsável por uma *string* (KNABBEN, 2017).

Já os microinversores trabalham de forma independente e suportam ligações de 2 a 4 painéis. Isto é, ao invés de várias *strings* de painéis, no microinversor é feita a conexão em pequenas quantidades de painéis. Por exemplo, um sistema com 40 painéis poderia ser montado com 1 inversor *string* ou com 20 microinversores de 2 painéis cada (KNABBEN, 2017).

Em microinversores, cada painel trabalha com um MPPT exclusivo e essa é a grande vantagem do sistema. Quando há apenas um MPPT por painel, é alcançado uma maior geração de energia elétrica pelo sistema em comparação ao sistema com inversor que trabalha com um MPPT por *string* (MARTINS, 2012). Como cada *string* pode possuir dezenas de painéis ligados em série, caso um painel tenha sua geração comprometida devido a diferentes fatores, como sombreamento, por exemplo, toda a *string* pode ter seu funcionamento comprometido; já com o sistema de microinversor, cada painel trabalha de forma independente dos demais (MARTINS, 2012).

2.19 Baterias para sistemas *off-grid*

As baterias são necessárias para oferecer um fornecimento constante de energia para o consumidor, evitando desperdícios da energia gerada quando o consumo é baixo, permitindo o armazenamento para posterior utilização (BHATIA, 2016). Além disso, elas cobrem os momentos em que há pouca ou nenhuma radiação, no período da noite ou em dias nublados e chuvosos, e são muito utilizadas em locais remotos onde o acesso à concessionária de energia elétrica é dificultado (POMÍLIO, 2021).

Quando agrupadas, as baterias podem formar um banco. A associação em série admite maiores tensões e a associação em paralelo permite acumular mais energia ou fornecer mais corrente elétrica com a mesma tensão (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

Nos dias atuais, existem vários tipos de baterias elétricas, sendo as mais recomendadas as baterias estacionárias, que são aquelas normalmente aplicadas a funções que demandam longos períodos de corrente elétrica moderada, ao invés de sobrecargas por poucos segundos (BHATIA, 2016). Esse tipo de tecnologia também é projetado para suportar períodos maiores de descarga; duram mais tempo e são adequadas para uso em sistemas solares fotovoltaicos (BHATIA, 2016).

A Figura 27 apresenta um modelo de bateria estacionária.



Figura 27 – Bateria estacionária
Fonte: FREEDOM (2020).

2.20 Controladores de Carga para sistemas *off-grid*

Os sistemas fotovoltaicos com baterias devem obrigatoriamente empregar um controlador de carga, o qual tem a função de ser um carregador de bateria solar conectado ao painel (TIEPOLO, 2015). Os controladores recebem as cargas das placas e enviam para bateria; sua principal função é manter a vida útil da bateria, pra que ela sempre receba a carga de forma adequada (TIEPOLO, 2015). Além disso, o equipamento tem o propósito de compensar os diferentes fluxos de energia que ocorrem quando a bateria está sendo carregada e utilizada ao mesmo tempo (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

O controlador também tem o papel de determinar quando a bateria está fraca, além de proteger contra sobrecarga e curtos-circuitos. Outrossim, o aparelho pode ser

capaz de medir a temperatura e a pressão do sistema, evitando danos por superaquecimento e acidentes (VILLALVA; GAZOLI, 2012). Em sistemas fotovoltaicos *off-grid*, quando é feito o dimensionamento do controlador de mesma tensão, é ideal observar se a corrente que fornece máxima potência ao módulo fotovoltaico não excede a corrente de máxima potência do controlador de carga (FERNANDES, 2018).

Os controladores de carga podem ser de 2 formas, sendo elas: PWM (*Pulse Width Modulation*) e MPPT (*Maximum Power Point Tracking*) (TONIN, 2017). Os controladores PWM não alimentam o banco de baterias a partir do ponto de máxima potência dos módulos fotovoltaicos, o que faz com que o rendimento do sistema seja comprometido (FERNANDES, 2018). Já os controladores do tipo MPPT buscam atingir o ponto de máxima potência, resultando em uma eficiência quase total do sistema. Devido a esse fator, os controladores MPPT são mais caros que os controladores PWM (NAZER et al, 2021).

A Figura 28 apresenta os dois modelos de controladores de carga, respectivamente, controlador MPPT e PWM.



Figura 28 – Controladores de Carga MPPT e PWM, respectivamente.
Fonte: TRX SOLAR (2021).

2.21 Projeto de Sistemas Fotovoltaicos

O projeto de um sistema fotovoltaico envolve orientação dos módulos, disponibilidade da área, disponibilidade do recurso solar, demanda a ser atendida e outros fatores. O dimensionamento busca adequar o gerador fotovoltaico às

necessidades definidas pela demanda (SILVA, 2021). O projeto de um sistema fotovoltaico (SFV) é a combinação entre a energia radiante recebida do sol nos módulos fotovoltaicos e a necessidade de suprir a demanda de energia elétrica (SILVA, 2021).

Conforme o manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos do Cresesb (2014), as principais diferenças de projetos de sistemas conectados à rede e de sistemas isolados são descritas a seguir:

- Em sistemas conectados à rede, não há necessidade de dispositivos de armazenamento de energia elétrica;
- Os sistemas devem operar obrigatoriamente em CA, na mesma frequência e tensão da rede da distribuidora local;
- Quando existe tensão na rede, o sistema fica inoperante mesmo com irradiação solar presente;
- Os inversores incorporam dispositivos de seguidores de potência máxima (SPPM);
- A rede local deve ter capacidade para receber a energia elétrica que foi gerada pelo sistema fotovoltaico;
- A qualidade da energia da rede pode comprometer a transferência de energia do sistema;
- O gerador fotovoltaico pode ser integrado à estrutura de edificações, influenciando na análise de resistência mecânica e carga máxima admissível, entre outros fatores;
- Em sistemas instalados em ambiente urbano, a probabilidade de existência de perdas por sombreamento, sombreamento parcial e interferência de superfícies reflexivas é maior;
- Questões estéticas podem ser determinantes nos projetos, contribuindo para a escolha do tipo de módulo e posicionamento dos painéis.

2.21.1 Avaliação do recurso solar

Nesta fase do projeto, busca-se identificar a radiação solar global incidente sobre o painel fotovoltaico. Os dados de radiação estão especificados em termos de valores instantâneos do fluxo de potência ou valores de energia por unidade de área,

comumente conhecidos como irradiância e irradiação (ALMEIDA, 2021). A maneira mais comum de apresentar esses dados é por meio de valores médios mensais para a energia acumulada ao longo de um dia (SEGUEL, 2009).

Um gerador fotovoltaico é dependente da irradiância e da temperatura nos módulos; a influência da irradiância solar é mais significativa que a temperatura. A irradiância pode variar em curtos intervalos de tempo, em segundos, por exemplo, especialmente em dias de nuvens; porém, a variação de temperatura é amortecida pela capacidade térmica dos módulos (SEGUEL, 2009).

Há uma grande linearidade entre a produção de energia e a irradiação horária. Este conceito foi estendido gerando uma forma de se expressar o valor acumulado de energia solar ao longo de um dia: o número de Horas de Sol Pleno (HSP), que reflete o número de horas em que a irradiância solar é permanente constante igual a 1 kW/m^2 – 1.000 W/m^2 (PINHO; GALDINO, 2014).

A energia resultante pode ser equivalente à energia que é disponibilizada pelo sol no local escolhido, acumulada ao longo de um dia. A Figura 29 ajuda a compreender melhor a grandeza HSP (PINHO, GALDINO, 2014).

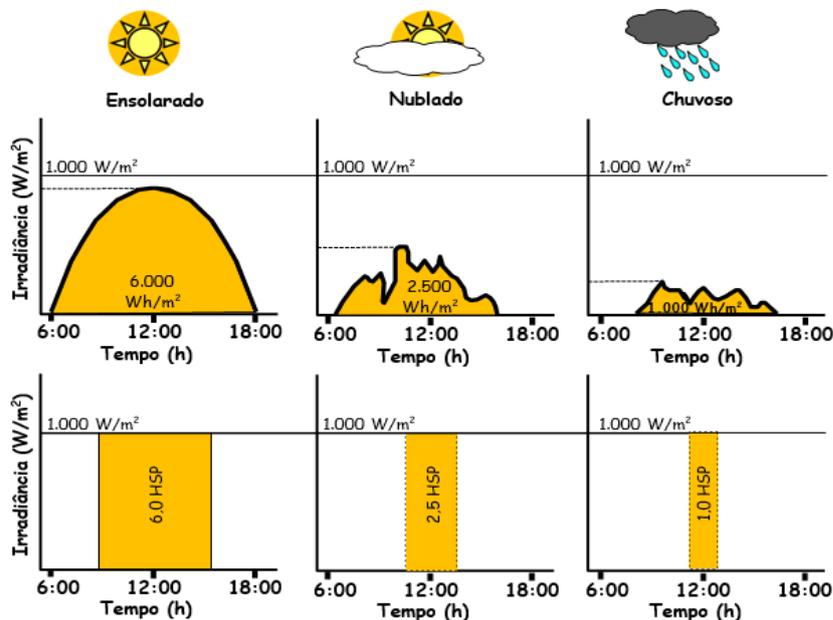


Figura 29 – Exemplo de perfis de radiação solar diária
Fonte: PINHO; GALDINO (2014).

2.21.2 Localização

A escolha do local em que os painéis FV serão instalados é fundamental no desempenho. A presença de elementos de sombreamento ou superfícies reflexivas afetam a eficiência de um sistema fotovoltaico. A capacidade de trocar calor com o meio impacta a eficiência dos painéis, em instalações urbanas do tipo *rooftop* – de telhado (BARBOSA et al, 2021).

Para estimar a radiação incidente no plano do painel, o projetista deve obter informações sobre os possíveis elementos de sombreamento e superfícies reflexivas próximas. Alguns programas de dimensionamento permitem ter uma estimativa sobre esse quesito de sombreamento no sistema e também outros aspectos, como inclinação e orientação azimutal, que passam a ser bastante relevantes em instalações urbanas (KONRAD, 2021). Características de resistência mecânica do telhado e do edifício, além do efeito dos ventos, também são importantes na escolha do local de instalação dos painéis (KONRAD, 2021).

3. MATERIAL E MÉTODOS

3.1. Procedimentos metodológicos

Esta pesquisa foi dividida em duas etapas. Na primeira, foi realizado um levantamento histórico do desenvolvimento de materiais fotovoltaicos, contendo gráficos e tabelas que apresentam o desenvolvimento de módulos fotovoltaicos e inversores até os dias atuais. Posteriormente, foram apresentados gráficos com eficiências e preços de mercado alcançados para diferentes tecnologias. Essa parte da pesquisa foi feita por meio do levantamento teórico de pesquisas sobre o tema, como artigos, monografias e teses.

Foram considerados dois tipos de rendimentos para análises das eficiências adquiridas ao longo do tempo de materiais FV: o teórico, que é medido em laboratório sobre um protótipo, e o rendimento em operação no campo, que se encontra no produto final disponível no mercado.

Na segunda etapa da pesquisa, foram realizados dois dimensionamentos para sistemas fotovoltaicos, *on-grid* e *off-grid*, utilizando equipamentos de tecnologias atuais. Em seguida, foi feito um comparativo por meio da avaliação de viabilidade econômica entre os sistemas, com base em cálculos apresentados nesta metodologia. O comparativo exhibe a ideia de colacionar equipamentos utilizados nos dias de hoje com os equipamentos da década de 1990.

3.2 Local da residência

A residência analisada fica localizada no distrito de São João d'Oeste, no município de Cascavel (PR), especificamente na BR 277 – km 561. A Figura 30 apresenta uma foto aérea do local.

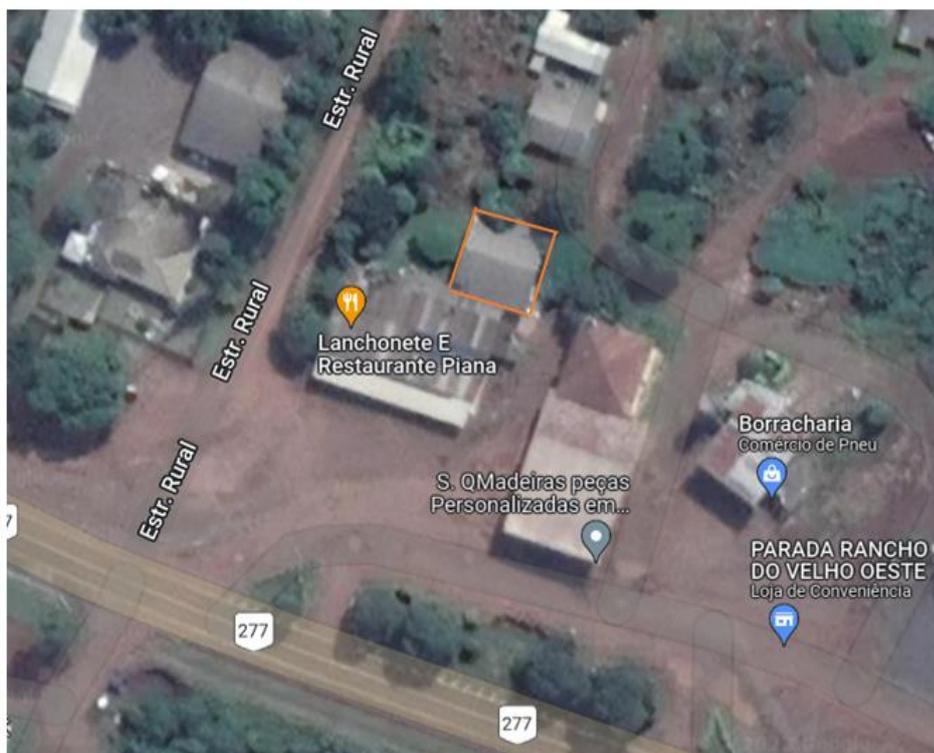


Figura 30 – Local dos dimensionamentos
Fonte: GOOGLE MAPS (2023).

3.3 Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico *on-grid*

Inicialmente, é necessário saber a tensão da central geradora, que é definida pela distribuidora em função das limitações da rede, conforme a Tabela 1.

Tabela 1 – Níveis de tensão para conexão de micro e minicentrals geradoras

Potência Instalada	Nível de Tensão de Conexão
< 10kW	Baixa Tensão (monofásico, bifásico ou trifásico)
10 a 100 kW	Baixa Tensão (trifásico)
101 a 500 kW	Baixa Tensão (trifásico) / Média Tensão
501 kW a 1MW	Média Tensão

Fonte: PRODIST (2012).

3.3.1 Análise da Conta

Para calcular a média de consumo dos últimos 12 meses, utiliza-se a fatura do consumidor, na qual consta o consumo de janeiro a dezembro, e o tipo de conexão com a rede (SILVA, 2021).

3.3.2 Consumo Diário

Para determinar o valor médio de energia consumida por dia, é necessário dividir o valor médio mensal encontrado por 30 dias (SILVA, 2021), conforme a Equação 5:

$$C_d = \frac{C_m}{Q_d} \quad (\text{Eq. 5})$$

Nessa equação:

- C_d : Consumo diário (kWh dia^{-1});
- C_m : Consumo mensal (kWh mês^{-1});
- Q_d : Quantidade de dias no mês.

3.3.3 Horas de sol pleno

É necessário saber a quantidade de horas de sol disponível no local onde supostamente será instalado o sistema. Para isso, os dados da instalação necessários são: localidade, longitude e latitude do local.

A radiação solar estimada em Cascavel (PR) é dada pela Tabela 2, conforme o site do Cresesb (2022).

- Distância do ponto de referência: ($24,955833^\circ$ S; $53,455278^\circ$ O): 10,7 km

Tabela 2 – Irradiação solar diária (continua)

Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária mensal ($\text{kWh/m}^2\cdot\text{dia}$)						
		Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.
Plano Horizontal	0° N	6,24	5,54	5,10	4,27	3,35	2,97	3,19
Ângulo igual a latitude	25° N	5,59	5,28	5,29	4,92	4,23	3,93	4,14
Maior média anual	21° N	5,75	5,37	5,31	4,86	4,13	3,81	4,03
Maior mínimo mensal	45° N	4,61	4,59	4,92	4,94	4,49	4,29	4,47

Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária mensal ($\text{kWh/m}^2\cdot\text{dia}$)						
		Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.	Média	

Plano Horizontal	0° N	3,17	4,36	5,18	5,97	6,34	4,73
Ângulo igual a latitude	25° N	4,11	4,69	5,06	5,44	5,58	4,94
Maior média anual	21° N	4,00	4,68	5,13	5,57	5,75	4,95
Maior mínimo mensal	45° N	4,44	4,48	4,50	4,55	4,54	4,63

Fonte: CRESESB, 2022

Por meio da tabela 2, foi observado o valor médio da Irradiância solar. Assim, é possível concluir que a melhor inclinação do painel, para que se tenha uma máxima captação de irradiação, é a correspondente ao valor de ângulo igual à latitude: 4,94.

3.3.4 Potência do Painel FV

A potência de um microgerador que compõe um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR) é calculada pela Equação 6 (PINHO; GALDINO, 2014).

$$P_{FV}(Wp) = \frac{\left(\frac{E}{TD}\right)}{HSP_{MA}} \quad (\text{Eq. 6})$$

Nessa equação:

- P_{FV} : potência de pico do painel FV (Wp);
- E: Consumo diário médio anual da edificação (Wh/dia);
- HSP_{MA} : Média diária anual das HSP que incide sobre o painel Fotovoltaico;
- TD: taxa de desempenho (para o Brasil, 70% a 80%).

Após o cálculo realizado, foi necessário avaliar qual tecnologia melhor atende ao projeto, levando em consideração custos da energia gerada pelo sistema e as vantagens arquitetônicas e elétricas de cada tecnologia (MENDES et al, 2010). A escolha de um fabricante levou em consideração a credibilidade da empresa quanto à garantia dos módulos (20 a 25 anos) e as características do produto em termos dos parâmetros elétricos, eficiência e suporte pós-venda (MENDES et al., 2010).

3.3.5 Número de Módulos

Pode-se mensurar a quantidade de painéis necessários para gerar a energia suficiente ao consumo médio diário (PINHO; GALDINO, 2014) a partir da Equação 7:

$$NM = \frac{PFV \times 1000}{PNMF} \quad (\text{Eq. 7})$$

Nessa equação:

- NM: Número de módulos (unidade);
- PFV: Potência total do Painel Fotovoltaico (kWp);
- PNMF: Potência Nominal do módulo fotovoltaico (Wp).

3.3.6 Dimensionamento do Inversor

Para o dimensionamento do inversor, é preciso levar em consideração a potência do gerador FV; características elétricas do módulo escolhido para compor o gerador; características ambientais do local; além da topologia de instalação, como o inversor central, inversor descentralizado, microinversor, instalação interna ou externa. Segundo Almeida (2021), todos esses parâmetros devem ser avaliados.

O Fator de Dimensionamento de Inversores (FDI) representa a relação entre a potência nominal CA do inversor e a potência de pico do gerador FV, conforme a Equação 8, apresentada por Pinho e Galdino (2014):

$$FDI = \frac{P_{Nca}(W)}{P_{FV}(Wp)} \quad (\text{Eq. 8})$$

Nessa equação:

- FDI: É o fator de dimensionamento do inversor (adimensional);
- P_{Nca} : Potência nominal em corrente alternada do inversor (W);
- P_{FV} : Potência pico do painel fotovoltaico (Wp).

A potência do gerador FV e do inversor necessitam ser ajustadas de modo que o FDI do inversor apresente o melhor custo/benefício. O FDI irá depender do inversor selecionado, da tecnologia do módulo FV e da inclinação dos painéis, não esquecendo das condições ambientais, como temperatura e radiação local (ALMEIDA, 2021).

Valores inferiores de FDI recomendados por fabricantes situam-se na faixa de 0,75 a 0,85, já o limite superior é de 1,05. Esses valores foram determinados a partir de uma avaliação técnico-econômica aplicada ao dimensionamento de módulos

fotovoltaicos e inversores *on-grid* (ALMEIDA, 2021).

3.3.7 Número máximo de fileiras das séries FV

O arranjo dos módulos fotovoltaicos em série deve ser elaborado respeitando a tensão de entrada em corrente contínua do inversor, conforme a Equação 9 apresentada por Pinho e Galdino (2014). A tensão de entrada de um inversor é a soma das tensões dos módulos associados em série.

Condições de verão e inverno devem ser levadas em conta no dimensionamento, pois a tensão possui dependência da temperatura. Deve-se garantir a compatibilidade entre as tensões do gerador FV com faixa de tensão de operação do inversor (ALMEIDA, 2021).

$$NMFS \times TOC < TEMIN \quad (\text{Eq. 9})$$

Nessa equação:

- NMFS: Número de módulos fotovoltaicos em série;
- TOC: Tensão de circuito aberto do módulo fotovoltaico (V);
- TEMINV: Tensão de Entrada máxima do inversor (V).

O fabricante muitas vezes indica o número máximo de séries fotovoltaicas em paralelo que podem ser utilizadas. O inversor pode disponibilizar também mais de uma entrada independente com seguidor de ponto de potência máxima.

Para calcular o número máximo de fileiras das séries fotovoltaicas conectadas em paralelo (NFSP), utiliza-se a Equação 10 (SILVA, 2021):

$$NFSP = \frac{IMEINV}{ICCMF} \quad (\text{Eq. 10})$$

Nessa equação, IMEINV é a corrente máxima de entrada do inversor (A) e ICCMF é a corrente de curto-circuito do módulo fotovoltaico (A).

3.4 Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico *off-grid*

3.4.1 Levantamento da Demanda e consumo de energia elétrica

Inicialmente, é necessário fazer todo o levantamento do sistema, com base em equipamentos eletrônicos que são utilizados na residência. Geralmente é elaborado uma planilha com todos os equipamentos listados, com sua devida potência elétrica, o tempo diário de funcionamento e os dias de utilização por semana, para que se disponha de dados diários de energia consumida, em Wh/dia (TIRAPELLE, 2013).

É importante observar o tipo de alimentação das cargas, corrente contínua (CC) ou alternada (CA). Equipamentos CC dispensam o uso do inversor. Caso o sistema apresente cargas CA, o consumo diário deve ser dividido por um fator decimal representativo da eficiência média do inversor (PORTAL SOLAR, 2020).

3.4.2 Dimensionamento do painel fotovoltaico

O painel fotovoltaico poderá ser dimensionado por meio da equação 11 (PINHO; GALDINO, 2014):

$$PMSF = \frac{CDT \times VMMF}{HESP} \times (1 + FS) \quad (\text{Eq. 11})$$

Nessa equação:

- PMSF: Potência mínima do sistema fotovoltaico (Wp);
- CDT: Consumo diário total (Ah/dia);
- VMMF: Tensão de máxima potência do módulo fotovoltaico (V);
- HESP: Horas equivalentes de sol pleno por dia (h/dia);
- FS: Fator de segurança (entre 20 e 30%).

Após o cálculo realizado, é necessário escolher o módulo fotovoltaico com base na potência mínima calculada, a fim de avaliar qual tecnologia irá melhor atender ao projeto, considerando custos de energia gerada pelo sistema e vantagens arquitetônicas e elétricas de cada tecnologia (MENDES et al, 2010).

3.4.3 Determinação das horas equivalentes de sol pleno

A informação sobre as horas equivalentes de sol pleno pode ser encontrada no site do CRESESB¹, conforme a Tabela 2 apresentada anteriormente. Para o município de Cascavel (PR), a média mensal diária, considerando ângulo igual à latitude, é de 4,94.

3.4.4 Determinação da quantidade de módulos

A determinação da quantidade de módulos pode ser definida pela Equação 12, apresentada por (SILVA, 2021).

$$NM = \frac{PMSF}{PNMF} \quad (\text{Eq. 12})$$

Nessa equação:

- NM: número de módulos fotovoltaicos (unidade);
- PNMF: Potência nominal do módulo fotovoltaico (W);

3.4.5 Dimensionamento do banco de baterias

O banco de baterias que será utilizado nesse tipo de sistema será definido pelas Equações 13 e 14, apresentadas por Pinho e Galdino (2014):

$$CBB = CDT \times AS \quad (\text{Eq. 13})$$

$$NB = \frac{CBB}{CB \times PDB} \quad (\text{Eq. 14})$$

Nessas equações:

- CBB: Capacidade do banco de baterias (Ah/dia);
- CDT: Consumo diário total (Ah/dia);
- AS: Autonomia do sistema (dias);
- NB: Número de baterias (unidade);
- CB: capacidade de bateria (Ah);
- PDB: Profundidade de descarga da bateria (Considerando 50%).

3.4.6 Dimensionamento do controlador de carga

O controlador é dimensionado de acordo com a corrente que será fornecida pelo painel para o carregamento do banco de baterias. Normalmente, o mais indicado é adquirir um controlador com um valor um pouco maior do que aquele calculado (TONIN, 2017).

3.4.7 Dimensionamento do inversor

A potência do inversor deve ser maior ou igual à soma das potências de todos os aparelhos que funcionem em corrente alternada (RAMPINELLI et al, 2010).

3.5 Custo do Sistema Fotovoltaico

O custo total do investimento para a instalação do SFCR é composto pelo kit fotovoltaico, ou seja, módulos, inversor, cabos solares, sistema de proteção CC e as estruturas para sustentação dos módulos, com materiais para aterramento do sistema, cabos e sistema de proteção CA (RAMPINELLI et al, 2010).

Para esta pesquisa, será simulada a utilização do kit fotovoltaico com equipamentos da década de 1990 e aqueles utilizados atualmente, para comparativos de índices econômicos.

3.6 Avaliação da Viabilidade Econômica para os Sistemas *On-grid* e *Off-grid*

Os principais índices econômicos para avaliação de projetos estão apresentados a seguir.

3.6.1 Cálculo do UR (custo evitado anual ou receita anual)

- Considerando a tarifa de energia elétrica de R\$ 0,80/kWh;
- Custo médio anual de energia elétrica de R\$ 5.868,00;
- Taxa de disponibilidade 50 kWh/mês

$$UR = \frac{5868}{\text{ano}} - \left(\frac{50\text{kWh}}{\text{mês}} \times 0,80\text{kWh} \right) \times 12 \text{ meses do ano} = \text{RS } 5388,00 \quad (\text{Eq. 15})$$

3.6.2 Valor Presente Líquido

Valor Presente Líquido (VPL) consiste em determinar valores de despesas e receitas convertidos ao instante inicial, descontando o fluxo de caixa líquido de cada período futuro gerado durante a vida útil do investimento, segundo uma taxa de juros pré-determinada (HOJI, 2010). O VPL maior que zero indica a viabilidade econômica do empreendimento, uma vez que geram retorno maior que o custo de capital investido. Quando um projeto apresenta o VPL menor que zero, seu retorno torna-se inferior ao seu custo de capital, deixando de ser viável (HOJI, 2010).

O VPL pode ser definido pela equação 16:

$$VPL = \sum_{j=0}^n \frac{FC_j}{[1+i]^j} \quad (\text{Eq. 16})$$

Nessa equação:

- VPL: Valor Presente Líquido (R\$);
- n: vida útil do projeto (anos);
- FC_j: fluxos de caixa anuais (R\$);
- i: taxa de juros (decimal);
- j: índice que representa os anos (varia de 0 até n).

3.6.3 Payback Descontado

O *Payback* Descontado (PBD) calcula o tempo de retorno do capital investido, ou seja, o tempo necessário para o investimento se pagar e começar a dar lucro, considerando o efeito de se trazer o fluxo de caixa a valor presente, descontado pela taxa de juros. O projeto é considerado economicamente viável se o PBD for menor que a vida útil do empreendimento (HOJI, 2010). A equação 17 apresenta a fórmula para este cálculo.

$$PBD = \text{mínimo } j, \text{ tal que } \sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1+i)^j} \geq -FC_0 \quad (\text{Eq. 17})$$

Nessa equação:

- PBD: *Payback* Descontado (anos);
- n: vida útil do projeto (anos);
- FC_j: Fluxos de caixa anuais (R\$);
- FC₀: Fluxo de Caixa inicial ou Investimento inicial (R\$);
- i: taxa de juros (decimal);
- j: índice que representa os anos (varia de 1 até n).

3.6.4 Custo Nivelado da Energia

O Custo Nivelado de Energia se trata de um índice que demonstra o custo unitário da energia gerada, dado em unidades monetárias por unidade de energia (\$ / kWh). De acordo com Schram (2019), o Custo Nivelado da Energia ou, do inglês, *Levelized Cost Of Energy* (LCOE) é uma expressão que resume o quociente entre todos os custos de implantação de determinada usina, pelas receitas de tal empreendimento, ambos trazidos a Valor Presente, descontados de uma taxa de juros definida.

A energia anual gerada pelo sistema fotovoltaico é dada pela equação 18.

$$Et = \frac{UR}{\text{tarifa de energia}} \quad (\text{Eq. 18})$$

- A tarifa da concessionária local (Copel) é de 0,80/kWh

O LCOE é definido pela Equação 19.

$$LCOE = \frac{\sum \text{Custos}}{\sum \text{Energia}} = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{I_t + (O\&M)_t + F_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_j}{(1+i)^t}} \quad (\text{Eq. 19})$$

Nessa equação:

- I_t: Despesas com investimentos no ano “t” (R\$);
- (O&M)_t: Despesas com operação e manutenção no ano “t” (R\$);
- F_t: Despesas com combustível no ano “t” (R\$);
- E_t: Energia gerada no ano “t” (kWh);

- n: vida útil do sistema (anos);
- i: taxa de juros (decimal);
- t: índice que representa os anos (varia de 0 até n).

O resumo de todas as etapas que foram realizadas neste estudo pode ser visto por meio do fluxograma da Figura 31.

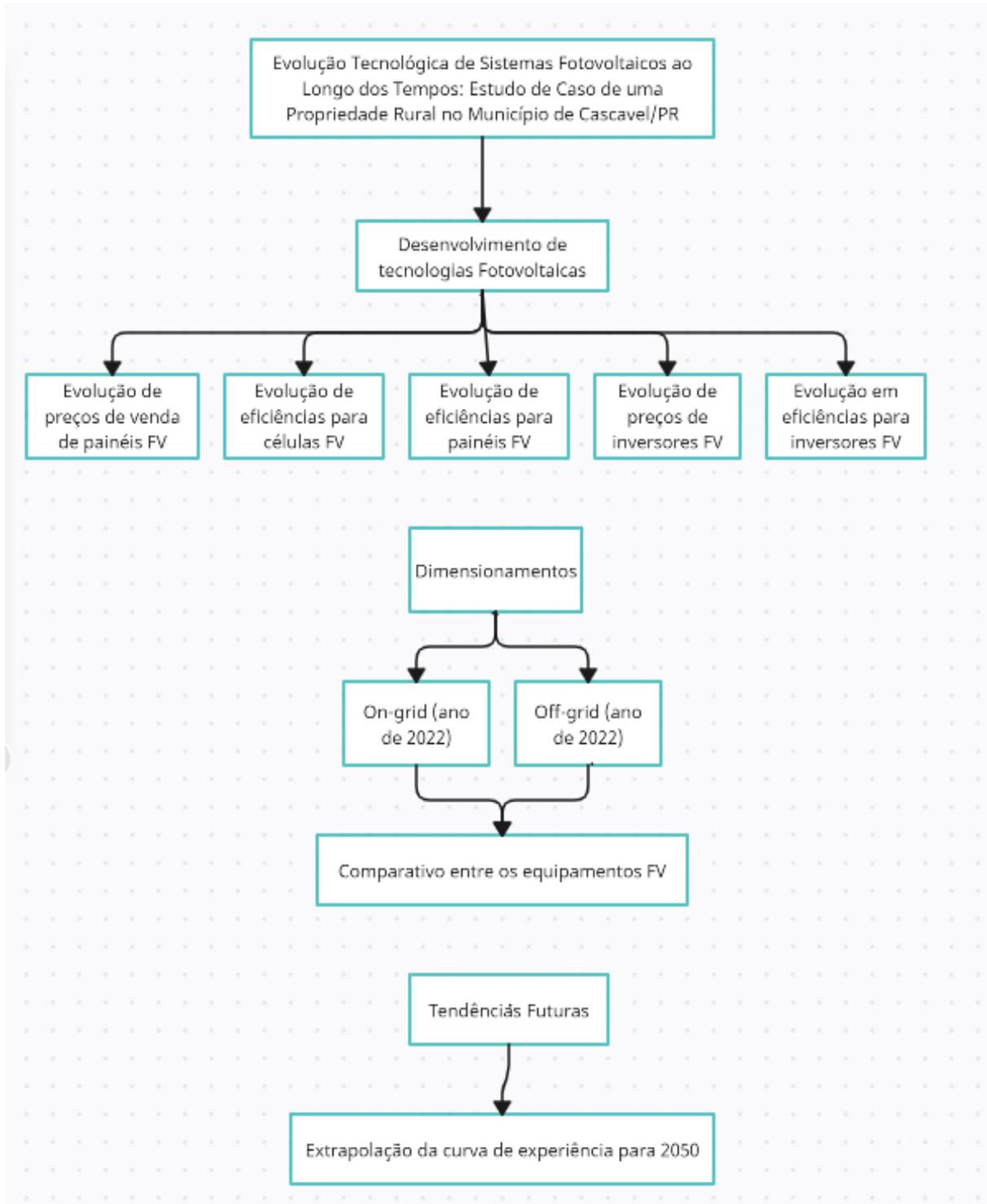


Figura 31 – Fluxograma com as etapas do trabalho
Fonte: O autor (2023).

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

4.1 Evolução dos preços de venda de Painéis Fotovoltaicos (1968 – 2022) para o mercado Internacional

Durante as décadas, os preços dos módulos diminuíram significativamente. O declínio nos preços foi devido a diversos fatores, como inovações em tecnologias de materiais, aumentos na quantidade de produção, melhorias na eficiência por inovações tecnológicas, aumento da vida útil do sistema fotovoltaico e políticas favoráveis a tecnologia solar (GUL et al, 2016).

O gráfico da Figura 32 apresenta o preço médio de vendas dos módulos fotovoltaicos de 1968 a 2022:

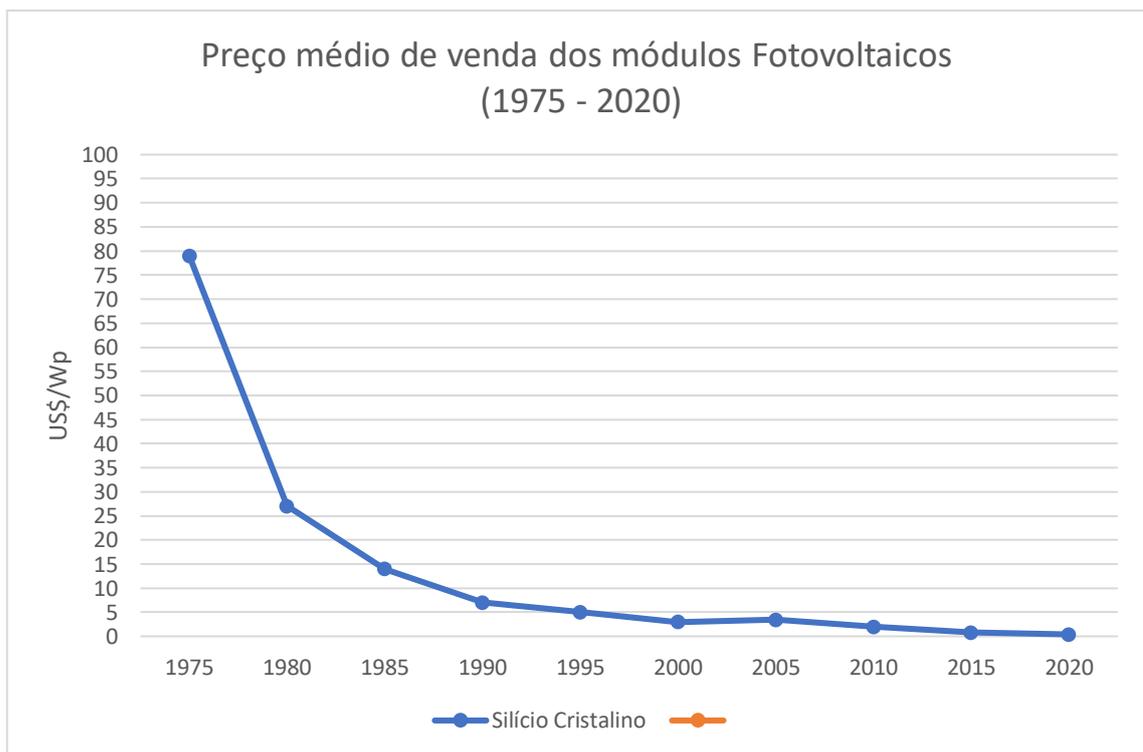


Figura 32 – Preço médio de venda de módulos FV (1968 – 2022)
 Fonte: SET (2002); MALLWITZ; ENGEL (2010); RAMPINELLI (2022).

Em 1975, o preço médio de venda de módulos FV era em torno de 80 US\$/Wp; apenas 10 anos depois, esse valor encontrava-se com mais de 80% de redução, atingindo 15 US\$/Wp para o ano de 1985. A partir daí, a redução de preços

aconteceu com menos intensidade: de 1985 até 1995, houve uma redução de apenas 10US\$/Wp; de 1995 até 2020, reduziu-se pouco mais de 5 US\$/Wp.

4.2 Evolução de eficiência de Células Fotovoltaicas (Testes laboratoriais)

No âmbito da evolução tecnológica de painéis fotovoltaicos, neste trabalho são considerados dois tipos de rendimentos: o teórico, que é medido em laboratório sobre um protótipo, e o rendimento em operação no campo, que é o que se encontra no produto final disponível no mercado (GUL et al, 2016). O valor do rendimento tem impacto direto sobre o custo da célula e do painel, pois um maior rendimento leva à maior potência por unidade de área e, por consequência, à redução da área do painel (GUL et al., 2016).

De maneira geral, pode-se dividir as tecnologias que existem atualmente em três categorias, denominadas gerações, conforme o fluxograma da Figura 33.

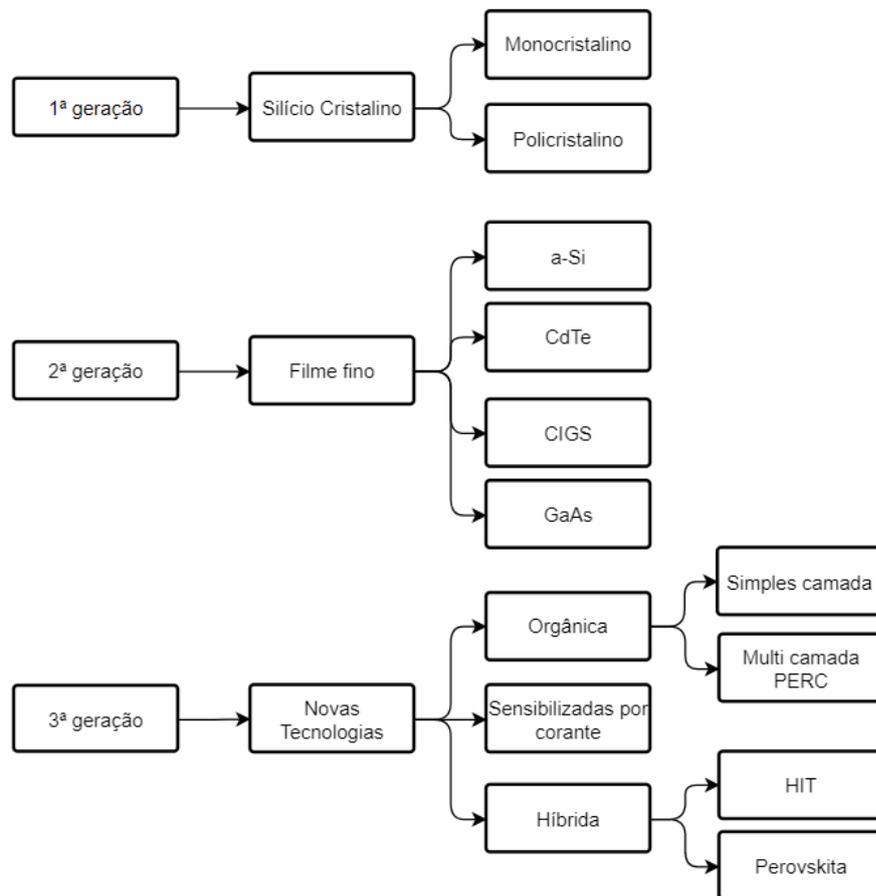


Figura 33 – Diagrama para as principais tecnologias de células fotovoltaicas existentes atualmente.
Fonte: O autor (2023).

A Figura 34 apresenta a participação no mercado de diferentes tecnologias fotovoltaicas para o ano de 2020, considerando a 1ª e 2ª geração. As células de silício policristalino (p-Si) ainda são as dominantes no mercado, por conta de seu custo mais baixo em comparação às tecnologias de silício monocristalino (m-Si).

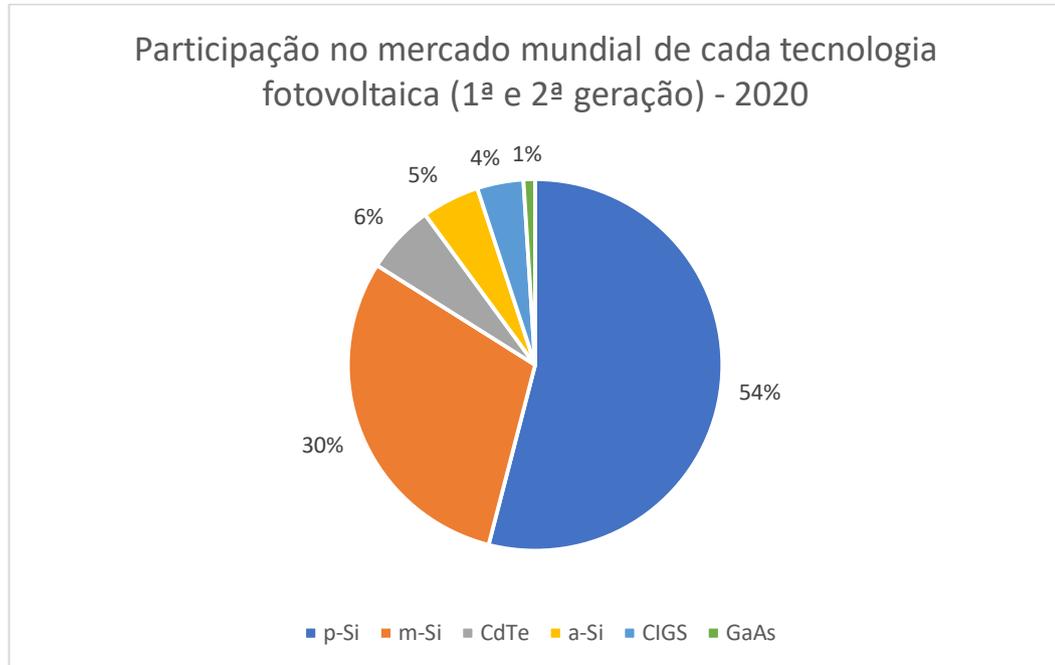


Figura 34 – Participação no mercado mundial das tecnologias de 1ª e 2ª geração fotovoltaica.
Fonte: O autor (2023); Solar Power Europe, (2020).

A eficiência afeta significativamente o custo, uma vez que ela é essencial para determinar os preços dos módulos. Maiores eficiências fornecem maior produção de energia para cada metro quadrado (ROMEO et al, 2003). A Tabela 3 apresenta resumidamente as eficiências alcançadas de diferentes tecnologias no período de 1954 até 2022.

Tabela 3 – Resumo das eficiências alcançadas por diferentes tecnologias fotovoltaicas ao longo dos eventos históricos (1954 – 2022)

Ano	Resumo dos eventos históricos
1954	Primeiras células solares com eficiência de 6% são apresentadas: Si (Bell Lab, EUA) and Cu ₂ S/CdS (Air Force, EUA).
1955	Células solares de Silício com eficiências de 10% são fabricadas pelo Bell Lab (EUA) Hoffman Electronics (USA) exibe células solares fotovoltaicas de silício com 2% de eficiência à \$1500/W.
1956	Células solares de Silício com eficiências de 10% são fabricadas pelo Bell Lab (EUA)
1959	Células de GaAs são produzidas pela Siemens com 6% de eficiência na Suécia.
1959	Hoffman Electronics (USA) apresenta células solares fotovoltaicas de silício com

	eficiência de 10%.
1963	Células de CdTe são fabricadas pela General Electric no Research Laboratory nos EUA com 2% de eficiência.
1963	Descobertas células de Filme fino com 6% de eficiência pela General Electric no Research Laboratory - EUA.
1963	No mesmo ano são descobertas células de 7,5% de CdTe pela General Electric - EUA
1966	Lançamento do observatório astronômico orbital da NASA com 1 kW de geração solar.
1970	Células de Silício monocristalino são implantadas em satélites com 12% de eficiência no EUA.
1972	Células de GaAs são apresentadas com 17% pelo IBM Laboratories – EUA
1980	Célula solar de filmes finos com rendimento >10% usando Cu ₂ S/CdS (EUA).
1981	Células com a tecnologia CIS com 10% de rendimento alcançadas pelos Laboratórios Boing.
1985	As células solares de Si com alta eficiência: Célula solar de Si com eficiência >20% sob luz solar padrão e >25% com concentradores na Universidade de Nova Gales do Sul – Austrália
1990	Tecnologia GaAs com células de 24% no IBM Laboratories - EUA
1990	Células de Silício com 24% de rendimento, apresentado pela Universidade de Nova Gales do Sul - Austrália
1990	Células de Silício com 28% de eficiência criadas pela Universidade de Stanford – EUA
1994	Célula de GaInP / GaAs com eficiência >30% é desenvolvida nos EUA
1998	Células solares de filmes finos de Cu(InGa)Se ₂ atingem 19% de eficiência, e o primeiro arranjo de concentradores para lançamento espacial é instalado na nave Deep Space 1 pelos EUA (5 kW usando células de junção tripla GaInP/GaAs/Ge de alta eficiência)
1998	Células de Silício monocristalino com eficiência de 24,7%.
1999	Potência instalada acumulada atinge o primeiro GWp.
2002	Potência instalada acumulada dobra em relação a 1999.
2005	Eficiência superior a 20% para células em silício policristalino.
2006	Células multijunção com rendimentos superiores a 34%.
2007	Células de tripla junção superam os 40% de eficiência.
2008	Módulos com c-Si dominam 87% do mercado (John Wiley; Sons, 2011).
2008	Expansão de módulos de Filme Fino (a-Si, CdTe e módulos CIS)
2009	Mais de 23 GWp instalados.
2011	Mais de 70 GWp de potência instalada acumulada (EPIA, 2012).
2012	Potência instalada acumulada supera 100 GWp (EPIA, 2013).
2015	Células de silício multicristalino com eficiências de 19%.
2015	Células de CIS/CIGS com eficiências de 15%.
2018	O recorde de eficiência para uma célula orgânica pertence à empresa Toshiba, 11,2%. Para mini-módulos, o recorde é também da empresa Toshiba, com 9,7%.
2018	O recorde de eficiência para uma célula depositada em vidro de CdTe esta hoje em 21% e pertence à empresa First Solar.
2018	O recorde de eficiência para uma CSSC pertence à empresa Sharp e é de 11,9%. Para minimódulos, o recorde é também da empresa Sharp, com 10,7%.
2021	Células de Perovskita atingem eficiências de 25,4% pelo instituto de pesquisa da Coreia do Sul.
2022	As células solares tandem (convertem radiação solar incidente em energia elétrica limpa), atingiram eficiências de 32,5% segundo o Instituto de Pesquisa Helmholtz (HZB).
2022	Em abril de 2022, o setor de Energia Solar FV ultrapassou 1 TW de sistemas solares em operação no mundo todo.

Fonte: O autor (2022) – Adaptado de LOFERSKI, (1992); KALOGIROU (2009), BÜHLER, (2018).

Os módulos solares de células policristalinas são mais baratos de fabricar, por isso, são mais preferidos no mercado. Contudo, são menos eficientes em comparação com módulos solares monocristalinos (Zhao et al, 1998). Para células multicristalinas

(ou policristalinas), foram relatadas eficiências de 23,3%, considerando o ano de 2022 (EZZI et al, 2022).

O filme fino é uma tecnologia alternativa, que utiliza menos ou nenhum silício no processo de fabricação. Em 2001, nas fases iniciais de desenvolvimento de células solares de filme fino, foram relatadas eficiências de 10,7% (HARMON, 2001).

O Silício amorfo (a-Si) ocupa a primeira posição no mercado atual entre todos os materiais de filme fino. A primeira célula de película fina amorfa de 1 mm de espessura foi relatada com eficiência de 2,4%. Atualmente as células de a-Si encontram-se com eficiências de 15% (CARLSON et al, 1976; EZZI et al, 2022).

Em abril de 2014, a empresa Panasonic fabricou uma célula híbrida que combina um fino silício cristalino bolacha revestida com silício amorfo dando melhor desempenho em pouca luz e em alta temperatura, com uma maior eficiência de conversão, com recorde de 25,6% para o ano de 2014 (PARK, 2015).

Da família das tecnologias emergentes, as células mais promissoras são as perovskitas. As células solares de perovskitas têm um grande potencial para se tornar umas das tecnologias líderes na indústria fotovoltaica por conta da sua alta eficiência, cerca de 20% em amostras de laboratório para o ano de 2019 (RAPHAEL et al, 2019).

As células solares orgânicas são uma tecnologia da terceira geração, que vem se desenvolvendo e ganhando popularidade como um material alternativo para células solares. O recorde de eficiência para uma célula orgânica de perovskita é 29,15%, relatada por pesquisas feitas pela *Revista Science* (MOSQUEIRA, 2020).

Em 1988, células promissoras com a estrutura PERC foram desenvolvidas e as primeiras tinham eficiências de 16% a 18%. O projeto de emissor passivado e célula traseira (PERC) oferece eficiência de célula comercial atual na faixa de 21% a 24% (BLAKERS, 2019).

As tabelas 4 a 6 apresentam as eficiências obtidas ao longo das últimas décadas, considerando diferentes tecnologias de células fotovoltaicas. A tabela 4 apresenta as eficiências de células fotovoltaicas de 1ª geração, a tabela 5 refere-se às células de 2ª geração e a tabela 6 considera as células de 3ª geração.

Tabela 4 – Eficiências da 1ª geração de células solares

Período	1ª Geração de células solares	
	Silício Monocristalino	Silício Policristalino
<u>1984 - 1987</u>	18%	15%
<u>1988 - 1991</u>	21,1%	17%
<u>1992 - 1995</u>	23%	17,2%
<u>1996 - 1999</u>	-	19%
<u>2000 - 2003</u>	23,5%	19,5%
<u>2004 - 2007</u>	24%	20%
<u>2008 - 2011</u>	24%	20,8%
<u>2012 - 2015</u>	24,6%	21%
<u>2016 - 2019</u>	25%	23,2%
<u>2020 - 2022</u>	26,1%	23,3%

Fonte: Dados do NREL (2021).

O gráfico da Figura 35 exemplifica a tabela anterior:

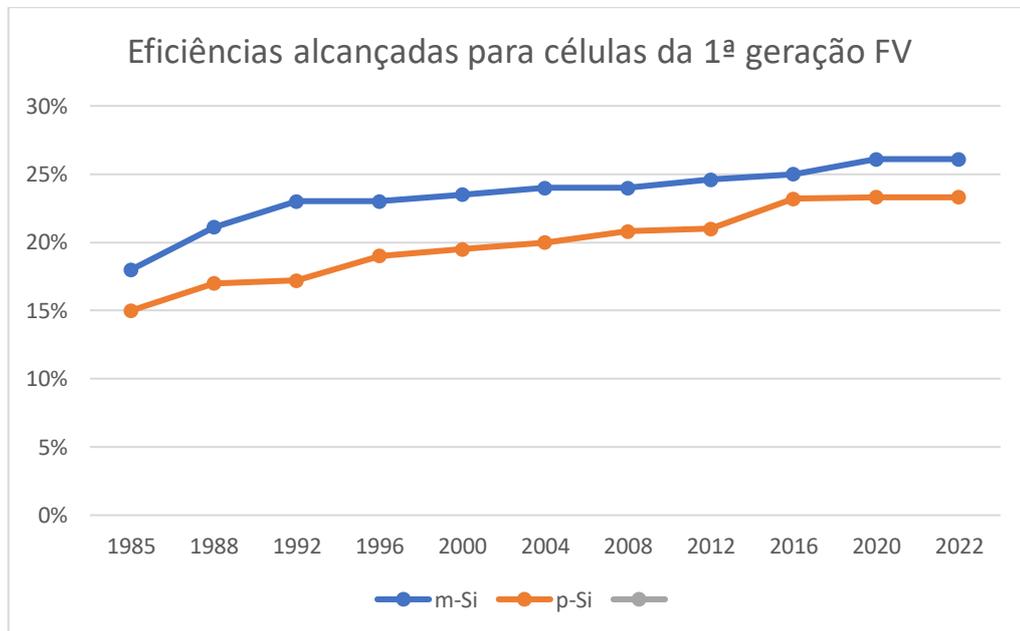


Figura 35 – Eficiências alcançadas para células da 1ª geração FV
Fonte: O autor (2022); NREL (2021).

Tabela 5 – Eficiências da 2ª geração de células solares

Período	2ª Geração de células solares			
	Filme Fino			
	a-Si	CdTe	CIGS	GaAs
<u>1977 - 1979</u>	2,4%	22,5%	-	
<u>1980 - 1983</u>	14%	8,8%	10%	
<u>1984 - 1987</u>	17%	11%	10,2%	27,5%
<u>1988 - 1991</u>	17,8%	12,3%	12%	28%
<u>1992 - 1995</u>	30%	15,7%	16,3%	-
<u>1996 - 1999</u>	-	16%	18%	-
<u>2000 - 2003</u>	-	16,2%	19,7%	28,4%
<u>2004 - 2007</u>	31%	16,5%	20%	-
<u>2008 - 2011</u>	32,5%	16,8%	20,5%	29%
<u>2012 - 2015</u>	33%	18,5%	21,5%	29%
<u>2016 - 2019</u>	33%	19,3%	23,4%	30%
<u>2020 - 2022</u>		20,1%	26,7%	

Fonte: Dados do NREL (2021).

As eficiências alcançadas para as células da 2ª geração podem ser observadas por meio do gráfico da Figura 36:

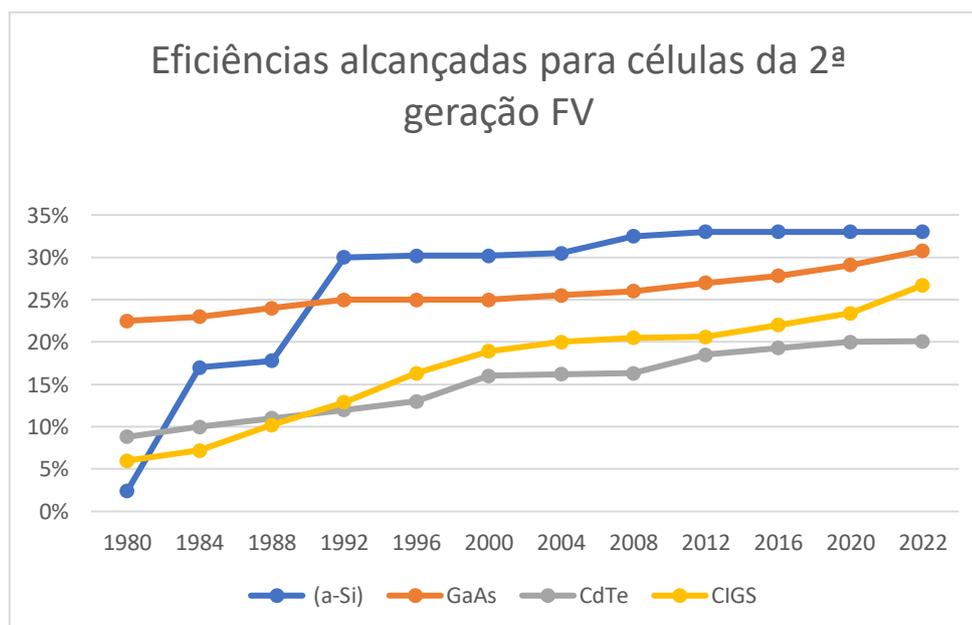


Figura 36 – Eficiências alcançadas para células da 2ª geração FV
Fonte: O autor (2022); NREL (2021).

Tabela 6 – Eficiências da 3ª geração de células solares

Período	3ª Geração de Células Solares				
	Orgânica	Sensibilizadas por corante	Híbrida	PERC	PERC (Camada de passivação)
	Simplex camada	-	HIT	Perovskita	-
<u>1991 - 1993</u>	-	6,5%	-	-	16%
<u>1994 - 1997</u>	-	8%	-	-	16,3%
<u>1998 - 2001</u>	2,8%	11%	21%	-	17%
<u>2002 - 2005</u>	4%	11%	22,2%	-	18%
<u>2006 - 2009</u>	5,5%	11,7%	22,7%	3,8%	18,4%
<u>2010 - 2013</u>	10%	12,1%	23%	16%	22%
<u>2014 - 2017</u>	12%	12,1%	26,7%	21,5%	22,47%
<u>2018 - 2022</u>	18,2%	13%	-	29,15%	23,56%

Fonte: Dados do NREL (2021).

O gráfico da Figura 37 exemplifica a tabela anterior (tabela 6):

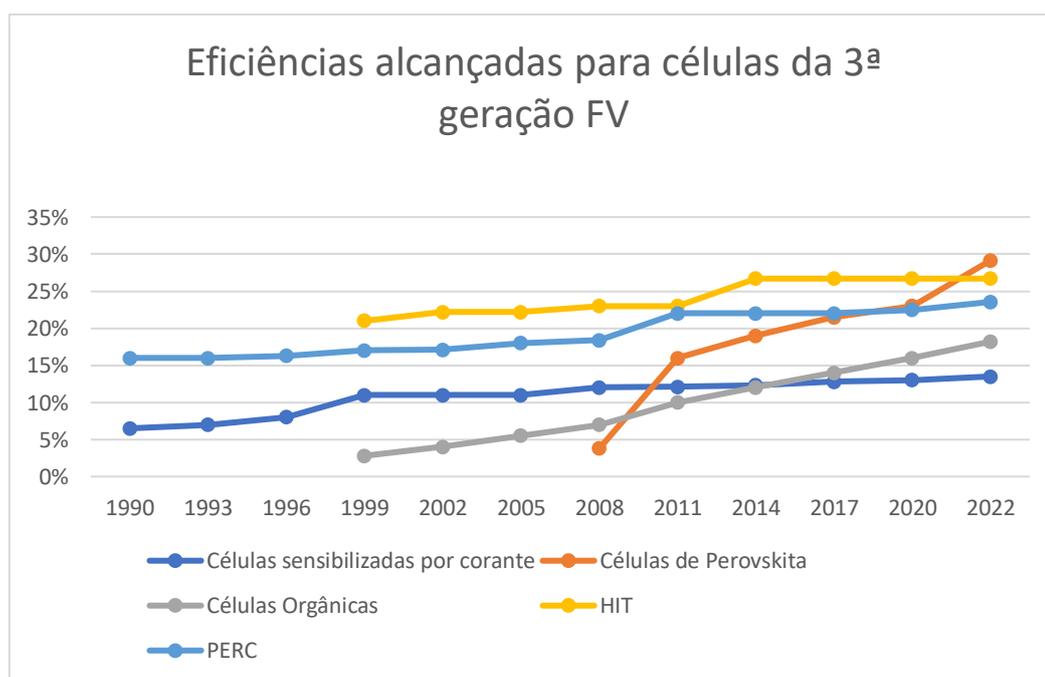


Figura 37 – Eficiências alcançadas para células da 3ª geração FV
Fonte: O autor (2022); NREL, (2021).

4.3 Melhores eficiências para painéis FV

A tabela 7 apresenta a média das melhores eficiências encontradas para módulos fotovoltaicos de diferentes tecnologias disponíveis no mercado internacional.

Tabela 7 – Melhores eficiências para módulos FV (continua)

Período	Módulos Fotovoltaicos		
	Silício		
	Multicristalino	Monocristalino (PERC)	IBC (Heterojunção)
1988 - 1992	-	18%	-
1993 - 1997	15,8%	20,5%	-
1998 - 2002	16%	22,5%	-
2003 - 2007	16,3%	23,1%	-
2008 - 2012	17,8%	23,8%	-
2013 - 2017	19,8%	24,9%	23,8%
2018 - 2022	20,4%	26,4%	24,4%

Período	Módulos Fotovoltaicos					
	Silício amorfo (a-Si)	Híbrido	Calcogeneto		Nova geração	
			CdTe	CIGS	Perovskita	Orgânica
1988 - 1992	7%	-	8,9%	11,1%	-	-
1993 - 1997	7%	-	8,2%	10,5%	-	-
1998 - 2002	7,4%	-	9,1%	13%	-	-
2003 - 2007	8%	-	11%	14,1%	-	-
2008 - 2012	9,8%	3,8%	15,8%	15,8%	-	-
2013 - 2017	11,1%	15%	18%	19,2%	9,7%	7,6%
2018 - 2022	12,3%	19,5%	19,5%	24,8%	17,9%	11,7%

Fonte: Dados do NREL (2021).

O gráfico da Figura 38 mostra a média das melhores eficiências encontradas para módulos fotovoltaicos, apresentando diferentes tecnologias.

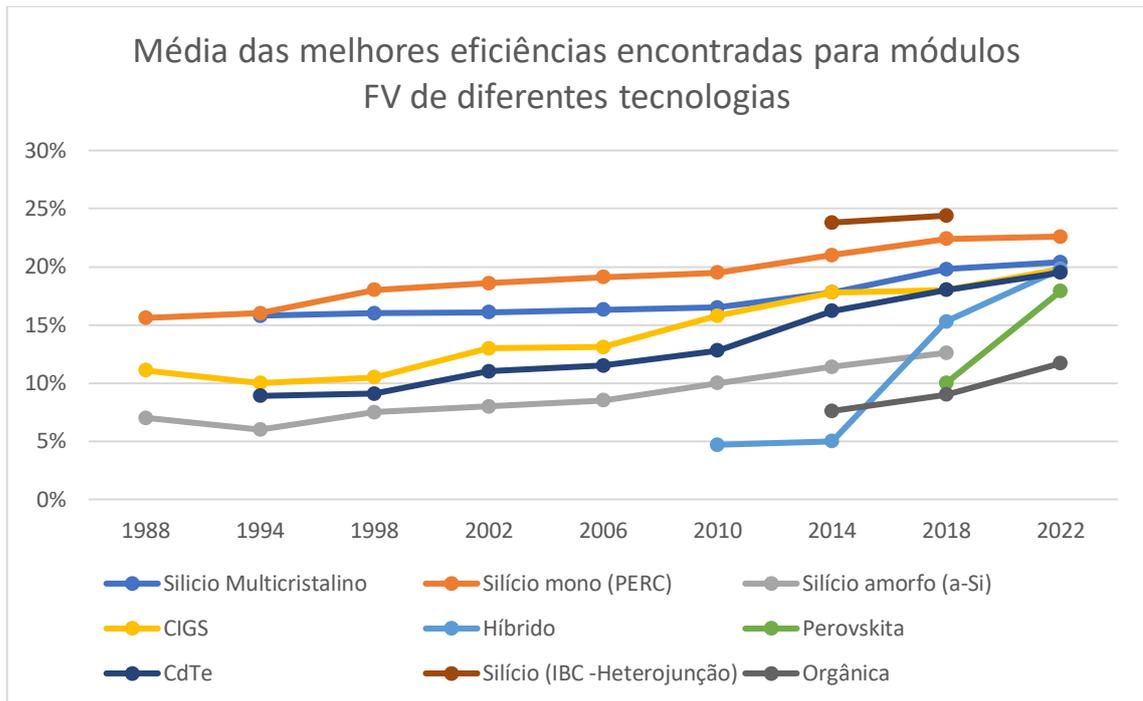


Figura 38 – Média das eficiências encontradas para módulos FV
Fonte: O autor (2022); NREL (2021).

A tabela 8 apresenta a média das melhores eficiências encontradas para módulos fotovoltaicos das marcas mais vendidas no mercado atualmente:

Tabela 8 – Melhores eficiências encontradas para módulos FV de marcas vendidas no mercado internacional (2020-2022)

Marca	Modelo	Tipo	V_{oc} (V)	I_{sc} (A)	P_{MP} (W)	η (%)	Ano
BYD	MGK-36	Monocristalino (PERC)	48,49	11,24	425 - 455	22,6	2022
BYD	MLTK-36	Monocristalino (PERC)	48,52	13,37	520-540	22,6	2022
BYD	P6K-36	Policristalino	46,49	9,23	325-340	17,5	2022
Canadian Solar	CS3W-400	Monocristalino PERC bifacial	44,6	18,31	640 - 670	21,6%	2022
Canadian Solar	CS3W-435	PERC bifacial (poly e mono)	48,5	11,42	420-445	30%	2022
Jinko Solar	Tiger Pro 72HC	Monocristalino (monofacial)	49,42	13,85	540-560	20,90	2022
Jinko Solar	Tiger Pro 72HC-BDVP	Monocristalino Bifacial	49,48	13,73	530-555	20,52	2020

Jinko Solar	Tiger Pro 54HC	Monocristalino (monofacial)	36,98	13,78	400-420	20,48	2020
Trina Solar	Vertex 670W TSM-DE21	Monocristalino (monofacial)	45,3	18,44	650 - 670	21,6	2022
Trina Solar	Vertex TSM-DEG18MC.20(II)	Monocristalino (Bifacial)	50,7	11,97	480 – 505	21%	2021
Trina Solar	Vertex DE09 MBB	Monocristalino (monofacial)	40,8	12,14	390 - 405	21,1%	2021

Fonte: BYD (2022); CANADIAN SOLAR (2022); JINKO SOLAR (2022); TRINA SOLAR (2022);

4.4 Evolução tecnológica de inversores Fotovoltaicos

Os inversores podem ser classificados em Comutados (inversores para sistemas on-grid) e Autocomutados (inversores para sistemas off-grid), conforme o fluxograma da Figura 39:

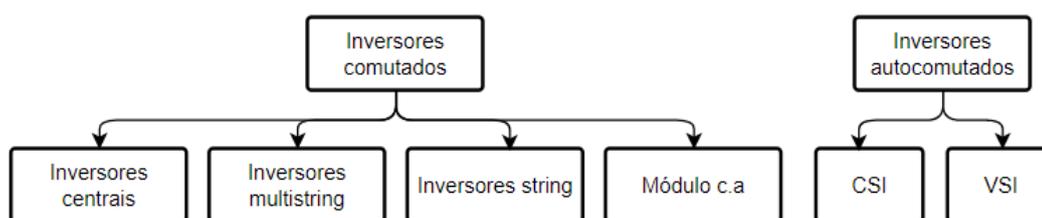


Figura 39 – Fluxograma de classificação de inversores
Fonte: O autor (2023).

4.4.1 Inversores conectados à rede

Da mesma forma que os módulos, os inversores conectados à rede podem ser divididos em quatro principais categorias, sendo elas: inversores centrais, inversores *string*, microinversores e otimizadores de potência (HASAN et al, 2017).

O sistema de inversor conectado à rede foi introduzido pela primeira vez em meados da década de 1970, quando a tecnologia de acoplamento direto da célula solar para redes de energia elétrica foi introduzida. Posteriormente, vários projetos de sistemas autônomos e de interface de grade foram analisados, no início de 1980, para melhorar a qualidade de energia (HASAN et al, 2017)

4.4.1.1 Inversores centrais

Essas tecnologias de inversores centralizados foram bastante populares no final da década de 1980 e provocaram uma série de projetos nos EUA. Contudo, a principal limitação desse sistema é a ausência de uma operação de ponto de potência máxima para cada módulo, devido aos efeitos de sombreamento (WANG et al, 2022).

4.4.1.2 Inversores *String*

Os inversores *string* são alimentados por uma única *string* de painéis fotovoltaicos. A saída do inversor *string* pode ser triásica ou monofásica, dependendo do nível de potência (NAZER et al, 2021)

Os inversores *string* podem resolver parcialmente a limitação do inversor central. Os módulos fotovoltaicos com estágio CC–CC são conectados ao inversor para adaptar com a tensão da rede, como mostrado na Figura 40:

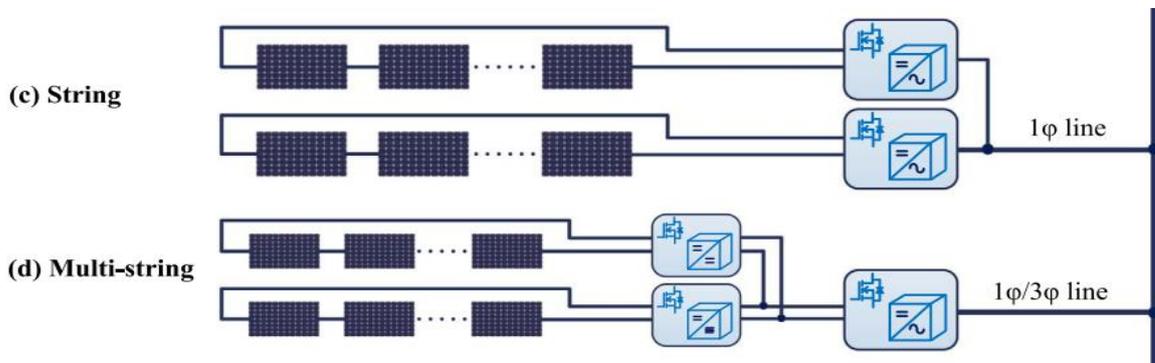


Figura 40 – Inversores *string* e multi-string
Fonte: HASEN et al (2017)

O inversor fornece um MPPT mais preciso e, portanto, com maior eficiência do que um inversor centralizado durante sombreamento parcial e efeitos de turvação. Empregar esses tipos de inversores em sistemas fotovoltaicos de pequena e média escala é uma prática comum devido ao seu baixo custo por watt e eficiência relativamente alta (DIVYA et al, 2011).

4.4.1.3 Microinversores

A tecnologia de microinversor é o desenvolvimento para mitigar os problemas que surgiram para obter o MPP (Ponto de máxima potência). O conceito de microinversor foi introduzido na década de 1990 para obter uma interface simples e um sistema FV mais eficiente (NAZER et al, 2021)

Essa tecnologia oferece um inversor vinculado à rede dedicado para cada módulo FV (conforme a Figura 41). O microinversor pode ser anexado à parte traseira do módulo FV devido ao seu pequeno tamanho, criando um *design* compacto (NAZER et al, 2021)

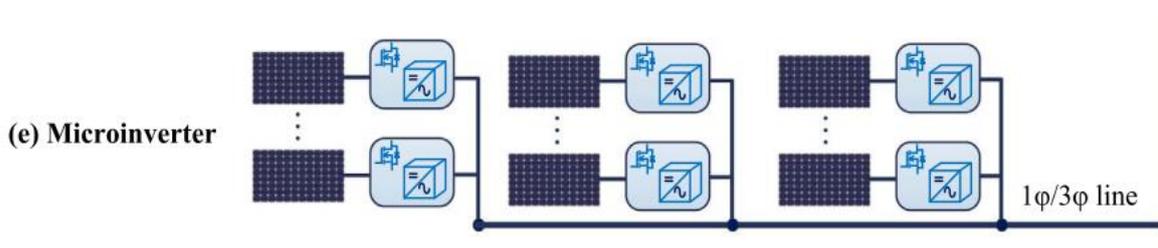


Figura 41 – Microinversores
Fonte: HASEN et al (2017)

Com esse tipo de topologia elimina as perdas causadas entre os módulos e fornece a mais alta precisão MPPT, com o inversor de energia dedicado. É adequado para locais onde a presença de sombreamento parcial é significativa ou para o desenvolvimento de um pequeno sistema FV multi-teto (DIVYA et al, 2011).

4.4.2 Inversores autocomutados

Os inversores autocomutados não precisam de uma fonte externa de tensão CA para comutação. A tensão de comutação é fornecida por um acumulador de energia, que faz parte do inversor, ou pelo aumento da resistência da válvula retificadora de corrente para ser desligado (por exemplo, um transistor de potência MOSFET ou IGBT) (DIVYA et al, 2011).

4.5 Gerações de Inversores Fotovoltaicos

A Figura 42 representa as três gerações de inversores solares:



Figura 42 – Três gerações de inversores solares
Fonte: MALLWITZ et al (2010).

4.5.1 Inversores da 1ª geração

Os primeiros inversores produzidos em série foram lançados em 1991 e apresentavam eficiência de cerca de 90%, com uma faixa de tensão de entrada CC muito pequena. Devido a isso, esse tipo de inversor podia ser conectado a apenas um ou poucos tipos de módulos (KURDKANDI et al, 2022).

4.5.2 Inversores da 2ª geração

Os inversores da 2ª geração apresentavam refrigeração otimizada; as caixas integradas superiores foram desenvolvidas nos primeiros anos deste milênio. O primeiro inversor dessa geração foi lançado em 2004 e uma eficiência de 98% foi alcançada em 2006 (KEREKES et al, 2011).

4.5.3 Inversores da 3ª geração

A próxima geração de inversores, que foi lançada em 2007, era caracterizada por altos valores de potência de saída e uma nova topologia de inversor, com potências nominais de até 5 kW. Em 2009, foram apresentados os inversores mais aprimorados dessa família, os quais eram *string* trifásicos e diferiam das outras famílias anteriores em potência nominal e complexidade (KEREKES et al, 2011). Além de fazer a conversão de energia DC para AC, os inversores modernos incluem funções adicionais, como controle do gerador solar, medições de parâmetros DC ou AC, monitoramento e proteção do sistema solar, comunicação com o usuário ou rede (KURDKANDI et al, 2022)

Em geral, acima de 98% de eficiência de conversão de energia é necessária para inversores fotovoltaicos da geração atual, com auxílio de dispositivos semicondutores e materiais magnéticos (KURDKANDI et al, 2022). Hoje, a maioria dos controles de potência de inversores comerciais são projetados para extrair a potência máxima do sol, usando controles de rastreamento de ponto de potência máxima – MPPT (KEREKES et al, 2011).

4.6 Queda dos preços de inversores

É difícil de determinar o preço médio exato por kW para inversores fotovoltaicos, pois a potência nominal do inversor não é o único determinante do preço. Fatores que influenciam o custo de produção do inversor são as tecnologias de fabricação, eficiência, desempenho, tamanho, peso, confiabilidade, tipo de projeto de isolamento, etc. (BORENSTEIN, 2008).

O gráfico da Figura 43 apresenta o preço unitário de inversores em função da potência nominal, expresso em US\$/Wp para o ano de 1990 até o ano de 2022:

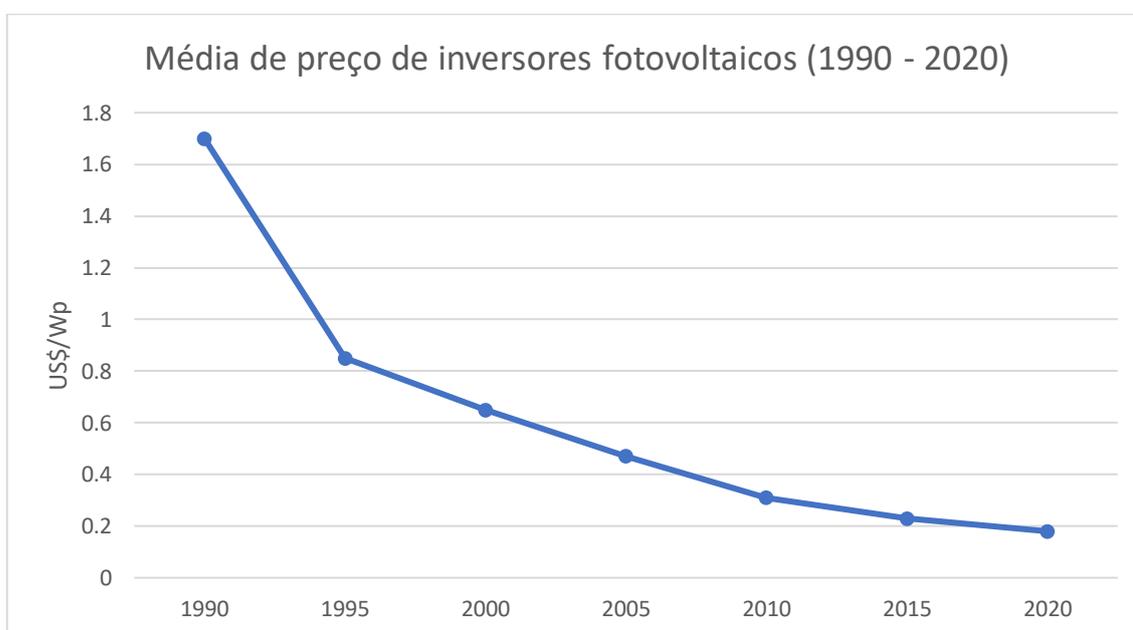


Figura 43 – Média de preço de inversores fotovoltaicos (1990 – 2020)
Fonte: PENIZZOTO et al (2020).

4.7 Eficiências alcançadas (1990 – 2022)

No final dos anos noventa, para inversores paralelos à rede na faixa de 2 a 15 quilowatts, não havia mais do que três fabricantes, dos cinco modelos disponíveis para o engenheiro de projeto escolher. Na faixa de 20 a 500 quilowatts, havia apenas uma empresa que fabricava inversores na década de 1990 (BARKER, 2004).

De 1988 a 1990, a eficiência para inversores de 1,5 kW a 3,3 kW era de ordem 85,5 – 90%, aumentando em meados dos anos 1990 para 92%, considerando inversores de separação galvânica. Inversores com tamanhos sem separação galvânica agora atingem valores na faixa de 92,5% a 94,5% (FORTES, 2018).

A eficiência de conversão de CC para CA de quase todas as unidades inversoras modernas excede 90% e muitas ultrapassam os 95% na carga de pico. Isso se compara favoravelmente aos projetos anteriores, muitos dos quais tinham menos de 90% de eficiência.

A tabela 9 apresenta a média das melhores eficiências encontradas para Inversores fotovoltaicos das marcas mais vendidas no mercado internacional entre o ano de 2019 e 2022:

Tabela 9 – Melhores eficiências alcançadas para inversores FV encontradas no mercado atualmente

Marca	Modelo	Uso	Topologia	Potência (kW)	Dimensões (mm)	η (%)	Ano
Fronius	GEN24 Plus	Residencial	Híbrido	4	530x474x165	97,6	2022
Fronius	Fronius Primo	Residencial	<i>String</i>	8,2	431x645x204	96,7	2022
Fronius	Fronius Eco	Residencial	<i>String</i>	25	510x470x160	98	2021
Canadian Solar	CSI-75K-T400	Comercial	<i>String</i>	100	1050x567x314,5	98,7	2021
Canadian Solar	CSI-15K-T400	Residencial	<i>String</i>	20	563x310x219	98,7	2021
Canadian Solar	CSI-125KTL-GI-E	Utilitário	Central	125	1176x713,5x315	99,1	2020
Sungrow	SG8K3-D	Residencial	<i>String</i>	8,3	360x390x148	98,5	2019
Hoymiles	HM-1000	Residencial	Microinversor	1	280x176x33	96,7	2022
Hoymiles	HM-2000	Residencial	Microinversor	2	331x218x34.6	96,5	2021
Huawei	SUN2000-20KTL-M3	Residencial	<i>String</i>	2	525x470x262	97,6	2022
SMA	Sunny Boy 3.0	Residencial	<i>String</i>	3	435x470x176	97	2019

SMA	Sunny Tripower 15000TL	Comercial e industrial	String	15	661x662x264	98,4	2019
-----	------------------------------	---------------------------	--------	----	-------------	------	------

Fonte: FRONIUS SOLAR (2022); CANADIAN SOLAR (2021); SUNGROW (2019); HOYMILES (2022); HUAWEI (2022); SMA SOLAR (2019); O autor (2023).

Segundo Ruther (2004), um diferencial de 1% na eficiência do inversor pode resultar em 10% a mais em energia gerada ao longo de um ano.

O gráfico da Figura 44 apresenta as eficiências alcançadas para inversores fotovoltaicos entre os anos de 1990 até a atualidade, com base na eficiência europeia. Os dados encontrados de 1989 a 2001 são com base em testes realizados pelo laboratório HTA Burgdorf (Alemanha).



Figura 44 – Custo do sistema total instalado (1989 – 2022)
Fonte: Adaptado de HAEBERLIN, (1998); BASSAN, JUNIOR, (2018); O autor (2023)

4.8 Custos totais médios Globais e LCOE

O custo total instalado médio ponderado da capacidade global de projetos, em 2021, foi de 4808/kW (2010) para 857/kW (2021), 81% menor que em 2010, conforme a Figura 45:

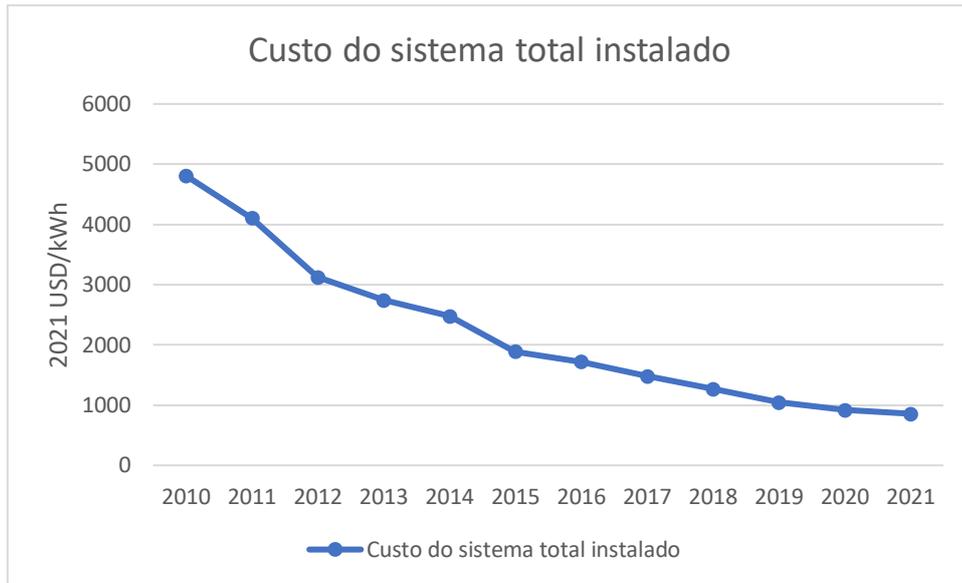


Figura 45 – Custo do sistema total instalado (2010 – 2021)
Fonte: IRENA, (2021); O autor (2023).

O custo nivelado médio ponderado global de eletricidade (LCOE) de usinas fotovoltaicas (PV) em escala de utilidade caiu 88% entre 2010 e 2021, de US\$ 0,417/kWh para US\$ 0,048/kWh. Em 2021, a redução ano a ano foi de 13% (IRENA, 2021), conforme a figura 46:

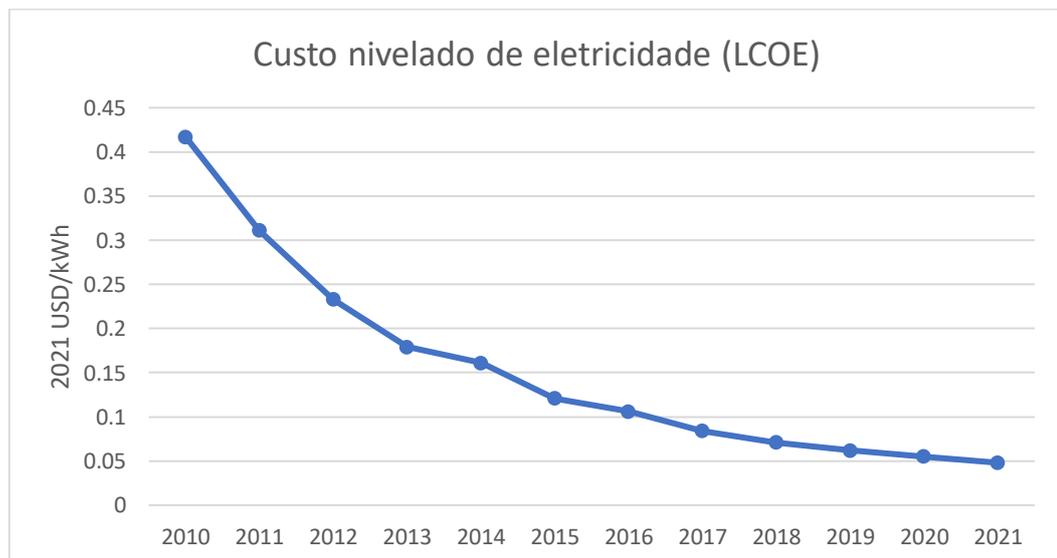


Figura 46 – Custo nivelado de eletricidade (2010 – 2021)
Fonte: IRENA, (2021); O autor (2023).

A Figura 47 apresenta a variação do custo de sistemas fotovoltaicos no período de 2000 a 2020, conforme o país onde foi realizada a instalação:

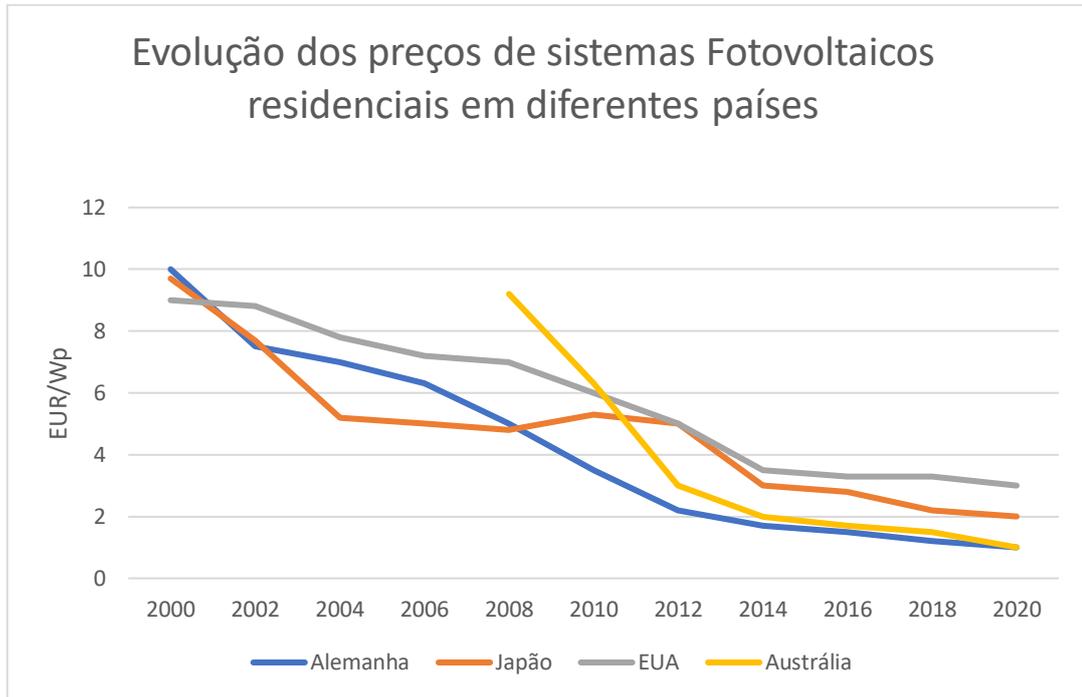


Figura 47 – Evolução dos preços de sistemas Fotovoltaicos residenciais em diferentes países
Fonte: WALDAU (2019).

4.9 Dimensionamentos

- O nível de tensão da residência é trifásico/ 100 A
- A irradiação solar diária do local do dimensionamento:
- Município: Cascavel, PR – BRASIL
- Latitude: 25.027055982689635; Longitude: 53.55522191586213;
- HESP: 4,94

Os dados da conta de energia da residência que foi utilizada para os dimensionamentos encontram-se na tabela 10.

Tabela 10 – Dados da conta de energia da residência

Mês	kWh	Valor
12/2022	565	428,37
11/2022	466	355,39
10/2022	433	333,59

09/2022	402	313,11
08/2022	411	319,05
07/2022	433	335,41
06/2022	470	358,53
05/2022	433	336,22
04/2022	384	301,22
03/2022	552	413,41
02/2022	591	437,97
01/2022	728	528,48
Média do Consumo	489kWh	

Fonte: O autor (2023).

4.9.1 Dimensionamento *on-grid* (Equipamentos utilizados para 2022)

Para este dimensionamento foi utilizado o módulo FV da marca BYD modelo MGK – 36 Mono (PERC)

Tabela 14 – Dados técnicos do módulo

Número do modelo	MGK - 36
Classificação STC	425W
Classificação NMOT	320,8W
Eficiência	19,52%
Tensão de circuito aberto (Voc)	48,49V
Corrente de curto-circuito (Isc)	11,24A
Peso	24kg
Dimensões	2094x1038x35mm

Fonte: Adaptado de BYD (2023).

Inversor Solar Growatt Fotovoltaico *On-Grid* 3kW Monofásico 220V

Tabela 15 – Dados elétricos de entrada do inversor

Dados de entrada

Tensão máx. de entrada	500 VCC
Tensão nominal de entrada	360VCC
Corrente DC por MPPT	12,5A
Rastreadores de MPP	2
Arranjo por MPPT	1
Área de tensão MPP	80~500 VCC

Fonte: Adaptado de GROWATT (2023).

Tabela 16 – Dados elétricos de saída do inversor

Dados de saída	
Potência nominal de saída	3000W
Tensão nominal	230 V (160V-300V)
Frequência nominal	50, 60 Hz
Faixa de frequência	57~63
Corrente máx. de saída	50 Hz/ 60 Hz
Distorção harmônica total	13,6 A
Eficiência máxima	98,2%

Fonte: Adaptado de GROWATT (2023).

10 módulos x 48,49V = 484,9 < 500 (tensão máxima de entrada do inversor)

Tabela 17 – Custos dos materiais para o sistema *on-grid* (2022)

	Valor unitário (R\$)	Qtd	Valor total R\$
Módulo - MGK36	1.599,00	10	15.999,00
Inversor- MIN3000TL-X 3kW	3499,99	1	3499,99
String Bpx 1E/1SC DC Clamper	542,43	1	545,00
Materiais elétricos	800,00	-	800,00
Custo de projeto	10% sobre o total de equipamentos	-	2084,15
Custos de mão de obra e instalação	20% sobre o total de equipamentos	-	4168,28
Total			R\$ 27095,50

Fonte: O autor (2023)

Considerando uma TMA (Taxa mínima de atratividade) de 9% a. a., temos:

- PBD (*Payback* descontado) = 7 anos
- VPL (Valor presente líquido) = R\$ 23.426,00

A planilha de cálculo utilizada para encontrar valores de VPL e PBD encontra-se no Anexo 1. Para o cálculo do LCOE foram considerados os dados:

- Tarifa da COPEL = 0,80/kWh
- Energia média anual gerada pelo sistema fotovoltaico = 6735 kWh/ano

Portanto, o custo unitário do sistema fotovoltaico (LCOE) é de 0,39043/kWh

4.9.2 Dimensionamento *off-grid* (Equipamentos utilizados para 2022)

O módulo escolhido para o dimensionamento *off-grid* é o modelo JKM – 400 N da marca Jinko Solar; o ano de lançamento do módulo é 2022.

Tabela 18 – Dados técnicos do módulo

Número do modelo	JKM 400N
Classificação STC	400W
Classificação NOCT	301W
Eficiência	20,48%
Tensão de circuito aberto (Voc)	37,38 V
Corrente de curto-circuito (Isc)	13,55 A
Corrente de máxima potência (Imp)	12,79 A
Peso	22 kg
Dimensões	1722x1134x30mm

Fonte: Adaptado de JINKO SOLAR (2023).

- Consumo médio diário = 16,30 kWh;
- Potência mínima do sistema fotovoltaico = 4124,50;

- Quantidade de módulos = 11;
- Autonomia da bateria = 2 dias;
- Capacidade do banco de baterias = 2716,67 (Ah);
- Quantidade de baterias = 25;
- Controlador de carga = 3 x 50A

Tabela 19 – Dados técnicos da bateria

FREEDOM DF 4000		
Capacidade (Ah)	20h	225
Dimensões (mm)	Comprimento	518
	Largura	274
	Altura	242
Peso (Kg)	–	60
Torque (N.m)	Mínimo	9
	Máximo	11

Fonte: Adaptado de FREEDOM (2023).

O controlador de carga escolhido é da marca Epever, do modelo MPPT 50A Tracer5415AN. A tabela X apresenta os dados técnicos.

Tabela 20 – Dados técnicos do controlador de cargas

Controlador de carga Epever MPPT 50 A Tracer 5415AN	
Tecnologia	MPPT
Tensão da bateria (V)	12/24/48
Tensão máxima do sistema (V)	150
Dimensões (mm)	261x216x119
Peso (Kg)	3,5

Fonte: Adaptado de NEOSOLAR (2023).

O Inversor escolhido foi o da marca Epever, do modelo UPower – Hi UP 5000 – MPPT 48/220V, *off-grid*/Híbrido.

Tabela 21 – Dados elétricos de entrada do inversor

Dados de entrada	
Faixa de tensão de entrada	220
Max. Corrente de carga	60A
Máx. de Painel em Circuito aberto	400V
Faixa de tensão MPPT	120/400V
Máx. corrente de carga fotovoltaica	80A

Fonte: Adaptado de NEOSOLAR (2023).

Tabela 22 – Dados elétricos de saída do inversor

Dados de saída	
Potência de saída (continua)	5000W
Potência máxima de surto	8000W
Tensão de saída	220 - 230V
Frequência	50 – 60 Hz
Máxima eficiência	93%

Fonte: Adaptado de NEOSOLAR (2023).

Tabela 23 – Custos dos materiais, projetos, instalações, para o sistema *off-grid* (2022)

	Valor unitário (R\$)	Qtd	Valor total R\$
Módulo JKM 400 N	1442,00	11	15862,00
Inversor Epever do modelo UPower – Hi UP 5000	6199,00	1	6199,00
Bateria estacionária Freedom DF 4000	1070,56	25	26764
Controlador de Carga MPPT 50A 12/24/48V - Epever Tracer 5415AN	845,25	3	2535,75
Materiais elétricos	800,00	-	800,00
Custos de projeto	10% sobre o total de equipamentos		5216,07
Custos de mão de obra e instalação	20% sobre o total de equipamentos		10432,15
Total			R\$ 65273,00

Fonte: O autor (2023).

Considerando uma TMA (Taxa mínima de atratividade) de 9% a. a, temos:

- PBD (*Payback* descontado) = O investimento apresentou-se inviável
- VPL (Valor presente líquido) = R\$ -72.864 (portanto, inviável)

A planilha de cálculo utilizada para encontrar valores de VPL e PBD encontra-se no Anexo 2. Para o cálculo do LCOE, foram considerados os dados:

- Tarifa da COPEL = 0,80/kWh
- Energia média anual gerada pelo sistema fotovoltaico = 6735 kWh/ano

O custo unitário do sistema fotovoltaico (LCOE) = 1,82/kWh

4.10 Comparativo entre sistemas (1990 – 2022)

Os custos totais para os dimensionamentos realizados foram de R\$ 27.095,50 para o sistema *on-grid* e R\$ 65.273,00 para o sistema *off-grid*. Essa grande diferença de preços acontece pelo fato do sistema *off-grid* necessitar de baterias para o armazenamento da energia gerada.

Pr meio dos cálculos de viabilidade econômica entre os dois sistemas, pode-se comprovar que o sistema *off-grid* foi considerado inviável. Já o sistema *on-grid* apresentou um período de retorno do investimento em 7 anos, com valor presente líquido de R\$ 23.426,00 ao final dos 25 anos.

Quando comparamos a folha de dados de um módulo FV lançado em 1990, como é o caso do modelo Siemens M75 (silício monocristalino), podemos ver o grande avanço no quesito eficiência em comparação aos modelos atuais. Enquanto hoje os módulos apresentam vida útil de 25 anos, os fabricados em 1990 apresentavam vida útil de apenas 10 anos.

Para a década de 1990, a eficiência do módulo FV de silício monocristalino variou entre 10% a 15%; atualmente, para essa mesma tecnologia, já podem ser encontrados eficiências de 20% a 23%.

Quanto à classificação STC (Potência máxima), os módulos atuais contam com potências acima de 500 W; ainda comparando ao M75, a eficiência máxima era de 48 W.

Utilizando o módulo M75, com os mesmos parâmetros de dimensionamento para calcular a quantidade de módulos FV para a mesma residência com consumo médio de 489 kWh, seriam necessários 89 módulos para suprir a demanda energética.

O módulo M75 custava US\$ 4,80/W, já o módulo MGK36 custa aproximadamente US\$ 0,73/W (considerando US\$ 5,146 – 2023). A Tabela 24 apresenta dados técnicos do módulo Siemens M75.

Tabela 24 – Dados técnicos do módulo

Número do modelo	Siemens M75
Classificação STC	48W
Eficiência	10,016%
Tensão de circuito aberto (Voc)	18,20 V
Corrente de curto-circuito (Isc)	3,30 A
Pmax	39,87 W
Peso	5,2 kg
Dimensões	1219 x 330 x 36 (mm)
Vida útil	10 anos

Fonte: Adaptado de SIEMENS (1990).

A potência máxima dos inversores FV utilizados para os dimensionamentos é de 3000 W para o sistema *on-grid* e 5000 W para o sistema *off-grid*. Isso resulta num valor de R\$1,17/Wp (*on-grid*) e R\$1,24/Wp – US\$0,227/Wp (*on-grid*) e US\$0,24 (*off-grid*). Comparando com a literatura, inversores FV da década de 1990 apresentavam valores de US\$1,7/Wp.

A eficiência dos inversores utilizados no dimensionamento é de 98,2% (*on-grid*) e 93% (*off-grid*); ao comparar com a bibliografia, inversores FV da década de 1990 tinham eficiência máxima de aproximadamente 85%.

Ainda considerando a década de 1990, a média do LCOE era de aproximadamente US\$0,60/kWh para sistemas fotovoltaicos residenciais de médio porte. Como comparativo com os sistemas dimensionados, os valores de LCOE são: US\$ 0,353/kWh (sistema *off-grid*) e US\$ 0,0758/kWh (sistema *on-grid*).

4.11 Tendências Futuras

Quatro fatores devem ser considerados para elaborar possíveis cenários futuros, considerando custo e desempenho para a tecnologia fotovoltaica. Esses fatores são: redução de custos, aumento de eficiência, integração em edifícios e tecnologias de armazenamento de energia (OBEIDAT, 2018).

Não há um consenso geral sobre o futuro da tecnologia fotovoltaica. Frankl et al (2006) elaborou três roteiros de longo prazo para o desenvolvimento futuro da tecnologia fotovoltaica até 2050, descritos nos itens de (a), (b) e (c).

a) Cenário muito otimista (avanço tecnológico):

O crescimento da tecnologia fotovoltaica mundial aumentará de forma a atingir quase 9.000 GW até 2050. A infraestrutura necessária para permitir o armazenamento de energia fotovoltaica em massa será desenvolvida.

O cenário é dominado pela expansão esperada dos sistemas fotovoltaicos com o desenvolvimento de novas tecnologias e materiais após 2025. Espera-se que essas tecnologias e materiais constituam aproximadamente 50% do mercado total de FV até 2050.

Para garantir que a FV passe de uma participação limitada (3% da geração mundial de eletricidade em 2025) para um importante fornecedor de energia em 2050, o setor FV exigirá a realização e difusão de novos materiais e dispositivos FV, com grandes aumentos de eficiência e vida útil.

b) Cenário otimista:

Esse cenário assume que a capacidade anual instalada chega a 55 GW; Si cristalino, filmes finos e novos dispositivos provavelmente coexistirão o tempo todo, cada um se expandindo especialmente dentro de seu setor de mercado mais adequado.

Após 2025, assume-se que a taxa de crescimento do mercado fotovoltaico será menor, eventualmente levando a uma tendência linear em que a capacidade instalada cumulativa crescerá de forma constante. Nesse cenário, a capacidade instalada global dobrará a cada década e chegará a 2.400 GW até 2050.

c) Cenário pessimista:

Esse cenário assume que, na melhor das hipóteses, o PV fornecerá aproximadamente 13% da eletricidade mundial total até 2050 (a energia total estimada em 2050 é de 35.000 TWh por ano). Nesse cenário, as novas tecnologias são adiadas para um momento muito posterior e, até 2050, apenas uma pequena porcentagem de novas tecnologias fará parte da potência instalada cumulativa total, com os novos dispositivos usados apenas em aplicações limitadas.

O gráfico da Figura 48 representa os três cenários descritos.

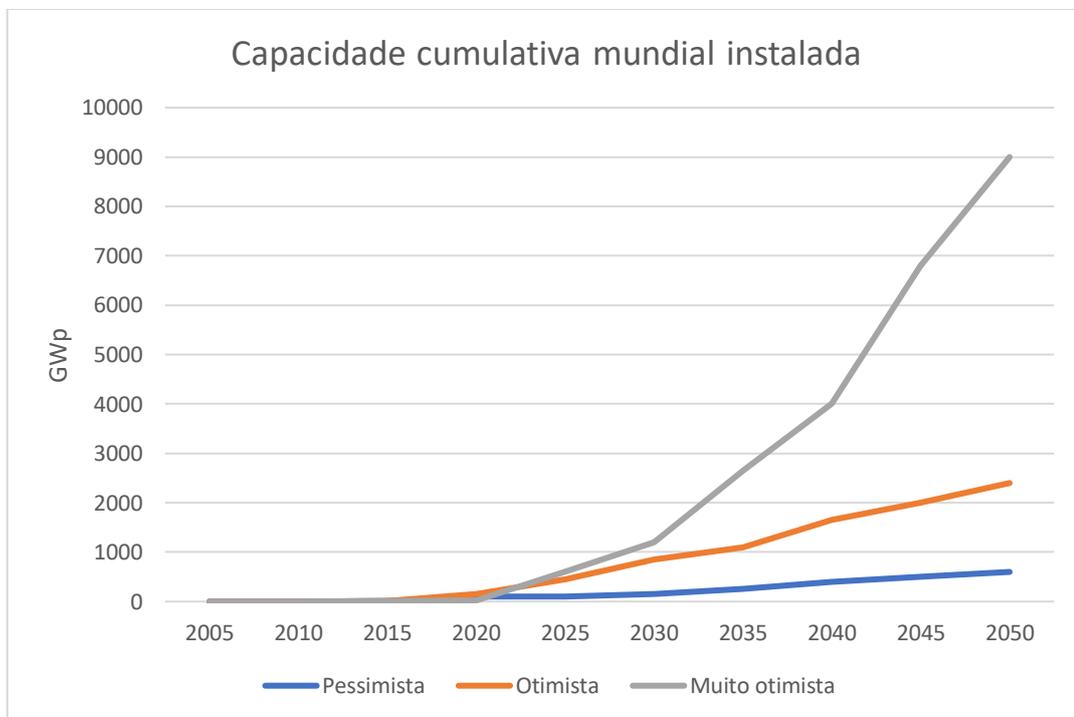


Figura 48 – Capacidade instalada acumulada mundial de acordo com os três cenários
Fonte: FRANKL et al (2006); O autor (2023).

4.11.1 Inversores Fotovoltaicos

Hoje, a maioria dos controles de potência de inversores fotovoltaicos comerciais são projetados para extrair a potência máxima do sol usando controles de rastreamento de ponto de potência máxima (MPPT). No entanto, com o surgimento de tecnologias de redes inteligentes e o aumento da penetração de PV, essa tendência está mudando (IRENA, 2019).

Inversores fotovoltaicos com funcionalidades de *smart grid* estão entre as

tendências futuras. Para a próxima geração, a abordagem de projeto para confiabilidade deve ser adotada com topologias modulares e redundantes, novos métodos de *buffer* de energia e dispositivos semicondutores de alta temperatura (OBEIDAT, 2018).

Acredita-se que a arquitetura do inversor distribuído terá melhor aproveitamento de energia devido ao rastreamento MPP individual, para evitar a incompatibilidade do painel e o sombreamento parcial em um inversor *string* ou arquitetura centralizada (FRAUNHOFER, 2015). Em geral, acima de 98% de eficiência de conversão de energia é necessária para inversores fotovoltaicos de próxima geração, com ajuda de novos dispositivos semicondutores e materiais magnéticos (OBEIDAT, 2018).

Tradicionalmente, os inversores fotovoltaicos são obrigados a desenergizar e a se desconectar da rede na ocorrência de anormalidade e falha. No futuro, os inversores fotovoltaicos evoluirão da função apenas de alimentação da rede para inversores inteligentes multifuncionais (OBEIDAT, 2018), capazes de fornecer serviços auxiliares na rede de distribuição, como aumentar sua confiabilidade e a qualidade da energia, suportando a tensão da rede e a estabilidade de frequência (OBEIDAT, 2018).

No futuro, com um maior número de parques fotovoltaicos distribuídos e de grande escala sendo instalados, também há uma tendência de aumentar as funcionalidades de controle de rede para os inversores fotovoltaicos conectados ao sistema de transmissão/distribuição (FRAUNHOFER, 2015), que poderão assumir funções inteligentes de qualidade de energia, como mitigação de *flicker*, filtro ativo, compensação de desequilíbrio, fator de potência de balanceamento de carga ativo/controle de potência reativa, regulação de tensão, controles de mitigação de queda/aumento de tensão, filtragem harmônica e outras funções que podem ser necessárias no futuro (FRAUNHOFER, 2015).

4.11.2 Módulos Fotovoltaicos

As diferentes características das células fotovoltaicas (eficiência, vida útil) dependem do material utilizado. Cada material ou tecnologia tem desvantagens, como as mostradas na tabela 25. Alguns materiais têm sérias desvantagens que os colocam

fora da competição pelo futuro da tecnologia fotovoltaica; outros materiais serão usados até, pelo menos, meados da década de 2030 (IRENA, 2019).

Tabela 25 – Barreiras técnicas de células FV

Tecnologia	Desvantagens para uso futuro
Silício cristalino	Eficiência, materiais
Filme fino	Eficiência, estabilidade, toxicidade, vida útil
Células orgânicas	Eficiência, estabilidade, vida útil
Células da terceira geração	Eficiência, capacidade de produção

Fonte: OBEIDAT, (2018); O autor (2023).

Após 2030, prevê-se a necessidade de novos materiais para aumentar a eficiência do sistema fotovoltaico e reduzir custos. Várias células fotovoltaicas de altas eficiências estão sendo desenvolvidas, como células PERC, células bifaciais do tipo N, células IBC, células HJT e células (FRAUNHOFER, 2015).

Para o futuro dos materiais de energia solar, três cenários são previstos, de acordo com Obeidat (2018):

a) O silício monocristalino e multicristalino são relativamente maduros, mas vários estudos têm mostrado que eles ainda têm um alto potencial de redução de custos: 50% do custo de um módulo de silício é devido ao custo de *wafers* de silício processados. Um novo desenvolvimento importante que pode ocorrer é a produção de baixo custo de silício de grau solar.

b) Novo filme cristalino, materiais de espessura média, como fitas ou substratos diferentes.

c) O avanço pode ocorrer na produção de materiais de película fina, como o silício amorfo, Seleneto de cobre e índio ou telureto de cádmio (CdTe).

Acredita-se que o futuro espectro da tecnologia FV, a longo prazo, seja muito diferente do atual. O silício cristalino é o material dominante das células FV e ainda será usado por muitos anos, contudo, a longo prazo (2030 além), sua participação no mercado FV provavelmente será reduzida (IRENA, 2019).

4.11.3 Previsão do LCOE para 2050.

O custo nivelado médio ponderado global de eletricidade (LCOE) de usinas fotovoltaicas em escala de utilidade caiu 88%, entre 2010 e 2021, de US\$ 0,417 (kWh) para US\$ 0,048/kWh.

Segundo os dados da *International Renewable Energy Agency* (IRENA, 2019), as projeções para um cenário de 2050 apontam o valor de LCOE em entre US\$ 0,030/kWh e US\$ 0,010/kWh, conforme o gráfico da Figura 49:

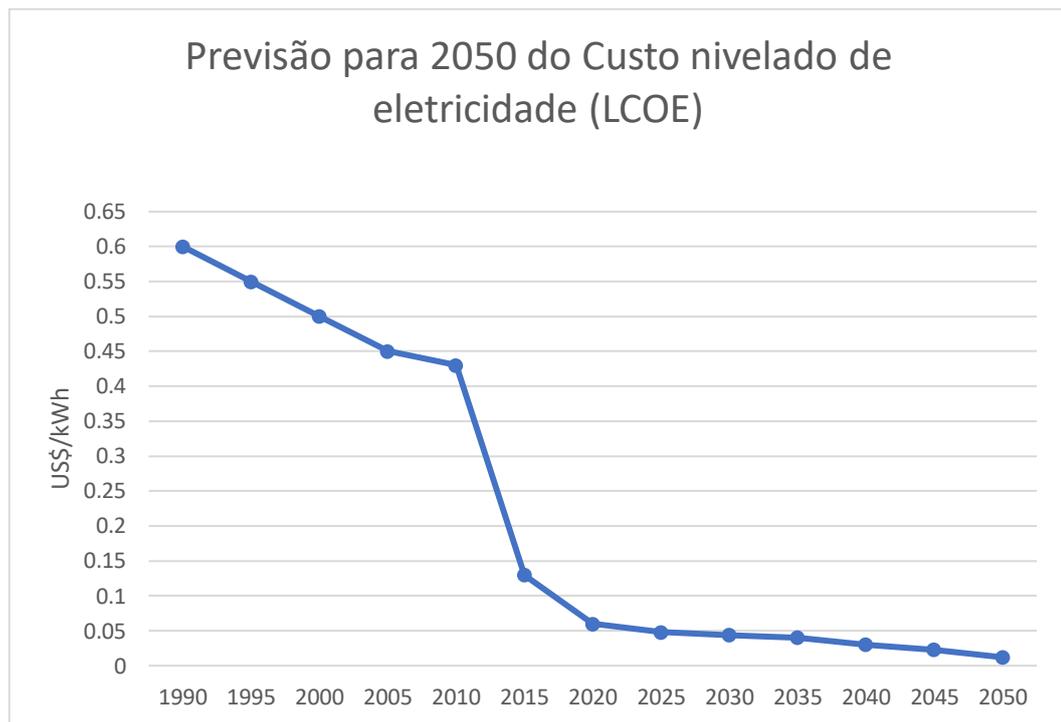


Figura 49 – Previsão de LCOE para 2050
Fonte: FRAUNHOFER, (2015); O autor (2023).

5. CONCLUSÕES

A cada ano, várias tecnologias de células fotovoltaicas vêm sendo estudadas e testadas em laboratórios, com intuito de aumentar a eficiência e diminuir o custo para fabricação dos módulos. Normalmente, as eficiências atingidas por células FV em testes laboratoriais apresentam-se maiores, quando comparadas com módulos FV fabricados na indústria. Contudo, é dessa maneira que o setor se desenvolve: por meio de testes e estudos laboratoriais.

A 1ª geração de células FV apresentou eficiências que variou de 15% a 26,1%, de 1990 até 2022. Já a segunda geração (filmes finos) apresentou eficiências de 2,4% (1980) a 26,7% (2022).

Por sua vez, a 3ª geração de células FV apresentou testes que variam de 6,5% (1990) a 29% de eficiências (2022). Essa geração de células FV demonstrou ser mais promissora, com novas tecnologias e utilizando materiais mais abundantes na natureza, como células orgânicas.

Após 2030, prevê-se a necessidade de novos materiais para aumentar a eficiência do sistema fotovoltaico e reduzir custos. Acredita-se que o futuro espectro da tecnologia FV, a longo prazo, seja muito diferente do atual. O silício cristalino é o material dominante das células FV e ainda será usado por muitos anos, porém, a longo prazo (2030 além), sua participação no mercado FV provavelmente será reduzida.

Os custos de fabricação dos módulos fotovoltaicos e, como consequência, os preços caíram radicalmente desde a década de 1970, refletindo no desenvolvimento e na implantação da 1ª geração de módulos de silício cristalino (c-Si) – tecnologia fotovoltaica convencional que ainda representa a maior parte do mercado fotovoltaico. Atualmente, é possível encontrar módulos FV no mercado com até 30% de eficiência, considerando que, na década de 1990, os módulos FV variavam entre 10% a 15% de eficiência.

O preço médio de venda dos módulos FV apresentou grande aprendizado, uma vez que os primeiros módulos do mercado (década de 1970) custavam em torno de 80 US\$/Wp e atualmente esse valor caiu para menos de 1US\$/Wp.

Os inversores solares também foram divididos entre três gerações. Na primeira, lançada em 1991, esses inversores tinham uma faixa de tensão de entrada CC muito pequena e, devido a isso, esse tipo de inversor podia ser conectado a

apenas um ou poucos módulos. Os inversores da segunda geração (2004) apresentavam refrigeração otimizada, com maiores caixas integradas. Já a terceira geração de inversores, que foram lançados em 2007, é caracterizada por altos valores de potência de saída, com potências nominais até 5 kW.

Além de fazerem a conversão de energia DC para AC, os inversores modernos incluem funções adicionais como controle do gerador solar, monitoramento, proteção do sistema solar e comunicação com o usuário. Considerando que esses dispositivos tiveram um desempenho muito bom em termos de eficiência de conversão, para a década de 1990, os primeiros inversores apresentaram eficiências de 85%; com o surgimento de novas topologias, embalagens eletrônicas e sistemas de resfriamento, as eficiências atingem 98% para o ano de 2022.

A tecnologia de microinversores oferece um inversor vinculado à rede dedicado para cada painel FV, alternativa que surgiu da necessidade de mitigar os problemas que surgiram para obter o MPP (ponto de máxima potência). Em geral, acima de 98% de eficiência de conversão de energia é necessária para inversores fotovoltaicos de próxima geração, com ajuda de novos dispositivos semicondutores e materiais magnéticos. Acredita-se que a arquitetura do inversor distribuído terá melhor aproveitamento de energia devido ao rastreamento MPP individual, a fim de evitar a incompatibilidade entre painel e o sombreamento parcial em um inversor *string* ou arquitetura centralizada.

Inversores fotovoltaicos com funcionalidades de *smart grid* estão entre as novas tendências. No futuro, com um maior número de parques fotovoltaicos distribuídos, sendo instalados em grande escala, também há uma tendência de aumentarem as funcionalidades de controle de rede para os inversores fotovoltaicos conectados ao sistema de transmissão/distribuição.

Da mesma forma que os módulos FV, os inversores também tiveram grande aprendizado em termos de preços. Se para o ano de 1990 atingiam 1,7 US\$/Wp, hoje já apresentam preços abaixo de 0,20 US\$/Wp.

Em comparativo entre os dois sistemas dimensionados, os custos de materiais, projetos, instalação para o sistema *off-grid* apresentou-se mais alto que o *on-grid*, visto que são necessárias baterias para o armazenamento de energia no sistema *off-grid*, encarecendo o projeto. O custo total do sistema *on-grid* foi de R\$ 27.095,50, com um período de retorno do investimento (PBD) em 7 anos, com o

LCOE, ao final da vida útil dos módulos, de R\$ 23.426,00. Portanto, esse sistema apresenta viabilidade econômica.

O custo total do sistema off-grid foi de R\$ 65.273,00, não apresentando período de retorno do investimento no prazo de 25 anos; o LCOE apresentou um valor negativo de R\$ 72.874,00. Conclui-se, portanto, que o sistema não apresentou viabilidade econômica. Foram necessárias 25 baterias para suprir a demanda energética do sistema *off-grid*, as quais necessitam ser trocadas a cada 4 anos, o que acabou encarecendo o sistema e dificultando para que apresentasse alguma viabilidade econômica no período de 25 anos.

Para a década de 1990, a média do LCOE era de aproximadamente US\$0,60/kWh para sistemas fotovoltaicos residenciais de médio porte. Como comparativo com os sistemas dimensionados, os valores de LCOE são: US\$ 0,353/kWh (sistema *off-grid*) e US\$ 0,0758/kWh (sistema *on-grid*).

O custo nivelado médio ponderado global de eletricidade (LCOE) de usinas fotovoltaicas em escala de utilidade caiu 88% entre 2010 e 2021, de US\$ 0,417 (kWh) para US\$ 0,048/kWh. As projeções para um cenário de 2050 apontam o valor de LCOE em entre US\$ 0,030/kWh a US\$ 0,010/kWh.

Essa diminuição do custo médio ponderado global de eletricidade (LCOE) aconteceu devido a inovações tecnológicas que ocorreram durante as últimas décadas, com maiores eficiências para os equipamentos, novas tecnologias com maior vida útil e queda de preços, tanto em inversores quanto em módulos.

Assim, com este trabalho foi possível comprovar a queda de preços e aumento de eficiência que os equipamentos FV vêm apresentando durante as últimas décadas e como isso está refletindo de forma positiva na indústria FV e nos preços para o consumidor final.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) - Módulo 3, Acesso ao Sistema de Distribuição**. 2012. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>. Acesso em: 19 de abril de 2022.

ALMEIDA, Ana Paula Rocha. **Avaliação Técnico-Econômica da geração de energia fotovoltaica em unidades geradores na região do Oeste do Paraná**. Universidade Estadual do Oeste do Paraná – Unioeste. Toledo. 87 p. 2021. Disponível em: https://tede.unioeste.br/bitstream/tede/5455/2/Ana_Almeida_2020.pdf. Acesso em: 24 de julho de 2022.

AL-EZZI, A.S.; ANSARI, M.N.M. **PHOTOVOLTAIC SOLAR CELLS: A REVIEW**. APPL. SYST. INNOV. 2022, 5, 67. <https://doi.org/10.3390/asi5040067>

BADAWY, W.A. (2015)' **A Review on Solar Cells from Si-Single Crystals to Porous Materials and Quantum Dots**', Journal of Advanced Research, Vol. 6, No.2 ,pp.123-132

BAGNALL, D. M.; BORELAND, M. **Photovoltaic technologies**. Energy Policy, 1487701794, v. 36, n. 12, p. 4390-4396, Dec 2008. ISSN 0301-4215. Disponível em: < ://WOS:000261679000019 >. Acesso em: 06 de maio de 2022.

BARBOSA, G. V; ALCÂNTARA, M.F.S; ARAÚJO, M. R. G; FONSECA, T.F; ROSEMBERG, F. N. ; RODRIGUES & DIAS, M.J. **Análise de Eficiência Solar em Painéis Fotovoltaicos**. Anápolis – Goiás. 2021.

BARUEL, Mario Ferreira, VEISSID, Nelson. **Degradação em Órbita dos Painéis Solares dos Satélites Brasileiros SCD1 e SCD2**. 2012. IV Congresso Brasileiro de Energia Solar e V Conferência Latino-Americana da ISES – São Paulo, setembro de 2012

BARKER, P. P. **Advances in Solar Photovoltaic Technology: An Application Perspective**. IEEE Power Engineering Society Summer Meeting. San Francisco, CA. 2004.

BASSAN, A. M. S; JUNIOR, J. U. **Análises de equações de eficiências de inversores através de um comparativo prático**. VII Congresso Brasileiro de Energia Solar. Gramado. 2018.

BENDA, V. LADISLAVA, C. **Células e módulos fotovoltaicos – Estado da Arte, limites e tendências**. República Tcheca. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2020.e05666>. 2020.

BERTOLLI, M. (2008). **Solar Cell Materials**. Course: Solid State II. Department of Physics, University of Tennessee Knoxville.

BONN, R. H. **Developing a next generation of PV inverter**. Photovoltaic Specialists Conference, 2002. Conference Record of the Twenty-Ninth IEE, p.1352–1355, 2002.

BUHLER, A. J; SANTOS, F.H; GABE, I. J. **Uma revisão sobre as tecnologias fotovoltaicas atuais**. VII Congresso Brasileiro de Energia Solar – Gramado. 2018.

BHATIA, S. Chapter 2 - Solar radiations. In: BHATIA, S. **Advanced renewable energy**

BLAKERS. A. **Perc Solar Cell Development**. **IEEE Jornal Photovoltaics**. Vol 9, Nº 3. Australian National University. 2019.

CANDELISE, C; WINSKEL, M; GROSS, R. J.K. **The dynamics of solar PV costs and prices as a challenge for technology forecasting**. Renewable and Sustainable Energy Reviews. P. 96 – 107. 2013

CUNHA, Guilherme Henrique Bernardes. **Modelagem Matemática e Implementação Computacional no ATP de um Sistema Solar Fotovoltaico Conectado à Rede de baixa tensão**. 2013. 131f. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Uberlândia. Uberlândia – MG.

CGEE. **Produção de Silício Grau Solar no Brasil**. Brasília – DF. Março de 2009.

CRESESB. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/manual_de_engenharia_fv_2014.pdf. Acesso em: 12 maio. 2022.

CRESESB. **Base de Dados de radiação solar incidente (irradiação solar)**. 2006. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata&>. Acesso em: 20 de junho de 2022.

DELANNOY, Y. **Purification of silicon for photovoltaic application**. **Journal of Crystal Growth**. v. 360, pag 61-67. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.jcrysgro.2011.12.006>

DIAS, C. L. A. **Modelos de Avaliação de Desempenho de Diferentes Tecnologias de Geração Fotovoltaica: Estudo de caso para a Região dos Lagos**. Universidade Federal do Rio de Janeiro. 2017.

DUBEY S., SARVAIYA, J.N. and SESHADRI, B. (2013) ‘**Temperature Dependent Photovoltaic (PV) Efficiency and Its Effect on PV Production in the World: A Review**’, **Energy Procedia**, Vol.33, pp.311-321

EPIA. **Perspectivas do mercado global para energia fotovoltaica até 2016**. Relatório da European Photovoltaic Industry Association. Maio de 2011. Disponível em: <http://www.epia.org/news/publications/>. Acesso em: 17 de dezembro de 2022.

FADIGAS, E. A. F. A. **Energia solar fotovoltaica: fundamentos, conversão e viabilidade técnico-econômica**. GEPEA – Grupo de Energia Escola Politécnica Universidade de São Paulo, p. 71, 2011. Disponível em: https://edisciplinas.usp.br/pluginfile.php/56337/mod_resource/content/2/Apostila_solar.pdf. Acesso em: 03 de junho de 2022.

FAHRENBRUCH, M. B., BUBE, R. H. **Fundamentals of solar cells**. New York, Academic Press, 1983.

FALCÃO, Vivienne Denise. **Fabricação de Células Solares de Cds/CdTe**. Instituto Militar de Engenharia. Rio de Janeiro, 120 p. 2005. Disponível em: http://www.ime.eb.mil.br/arquivos/teses/se4/cm/dissertacaofinal_viviennedenise.pdf. Acesso em: 20 de maio de 2022.

FARHAD Taghizadeh-Hesary, NAOYUKI Yoshino, Yugo Inagaki, (2018). “**Análise empírica de fatores que influenciam o preço dos módulos solares**”, International Journal of Energy Sector Management. DOI: <https://doi.org/10.1108/IJESM-05-2018-0005>

FERNANDES, Ketheryn Rocha. **Estudo de viabilidade da implantação de um sistema de energia solar fotovoltaica em uma empresa de mármore e granito**. 2018.

FERREIRA, Nuno Marques. **Células Fotovoltaicas de Perovskitas livres de material condutor de lacuna**. Universidade Federal da Bahia, Instituto de Física. 168 p. 2018. Disponível em: https://ppg fis.ufba.br/sites/ppg fis.ufba.br/files/projeto_perovskite_versao_final_1.0.pdf. Acesso em: 20 de julho de 2022.

FORTES, Rárisson Roberto Acácio. **Propagação de Harmônicas produzidas por Inversores Fotovoltaicos e Transformadores Assimetricamente Magnetizados na Geração Distribuída**. 203 p. 2018. Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho – UNESP. Ilha Solteira.

FRAUNHOFER ISE (2015): **Current and Future Cost of Photovoltaics. Long-term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems**. Study on behalf of Agora Energiewende.

FREEDOM. **Bateria Estacionária 240 Ah. S/D**. Disponível em: <https://www.neosolar.com.br/loja/fileuploader/download/download/?d=0&file=custom%2Fupload%2Ffile-1366223528.pdf>. Acesso em: 22 de julho de 2022.

FRONTIN, S. d., BRASIL Jr, A. C., CARNEIRO, M. D., & GODOY, N. D. (2017). **Usina Fotovoltaica Jáiba Solar: Planejamento e Engenharia**. Brasília.

GAO, W; WEN, D; REN, J. **Desenvolvimento da indústria e mercado solar fotovoltaico na China, Alemanha, Japão e Estados Unidos da América através de políticas de incentivo**. V.39. Disponível em: <https://doi.org/10.1177/0144598720979256>. 2020

GAIL, Hartwigsen; NULL Roberta. **Journal of Housing For the Elderly**, 7:1, 133-148, 1991. disponível em: DOI: 10.1300/J081V07N01_08.

GÓES, Patrícia Fagundes, TANIMOTO, Armando Hirohumi. **2 Tecnologias e Parâmetros Ambientais para escolha de uma placa geradora de Energia Solar Fotovoltaica**. Revista Scientia, Salvador, v.6, n.1, p. 34-6. Jan/abril, 2021.

GUIMARÃES, Ana Clara Cruvinel. **Estudo comparativo entre Paineis Solares Orgânicos Fotovoltaicos (OPV) e Paineis Solares de Silício utilizando os Softwares Pvsyst® e Setfos®**. 41p. Trabalho de Conclusão de Curso. Instituto Federal Goiano. Rio Verde – GO. 2021.

GUL, M., KOTAK, Y. and MUNEEER, T. (2016). **Review on recent trend of solar photovoltaic technology**. *Energy Exploration & Exploitation*, Vol. 34, pp. 485-526

GHOSH, A., **Ascension Technology Inc.**, comunicação pessoal com Chris Harmon do IIASA, 6 de julho de 1999. Disponível em: DOI: <https://doi.org/10.1111/j.1751-5823.1999.tb00378.x>

GREEN, M. A *et al.*, **Tabelas de eficiência de células solares**. 2013. Disponível em: DOI: 10.1002/pip.2404

GREEN, Martin. **Silicon Photovoltaic Modules: A Brief History of the First 50 Years, Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, 2005.

GREEN, Martin, A. **Photovoltaic Principles**. Scieal Research Centre for Third Generation Photovoltaics, University of New South Wales, Sydney, Australia. *Physica E: Low-dimensional Systems and Nanostructures*, vol. 14, nº 1-2, Abril 2002, pp. 11-17.

GREENPRO. **Energia Fotovoltaica - Manual sobre tecnologias, projecto e instalação**. Janeiro, 2004. Disponível em <<https://www.portal-energia.com/downloads/guia-tecnico-manual-energia-fotovoltaica.pdf>>. Acesso em 18 de janeiro de 2022.

GURUSTHAL, R.S; SINGH, A. K; TYAGI, T. **A critical review on Efficiency Enhancement of Solar Panels using Advanced Technologies**. School of Electronics and Electrical Department, Lovely professional University, Punjab, India. 2019.

HALLAM, B; KIM, M; UNDERWOOD, R; DRURY, S; WANG, Li. **A Polysilicon Learning Curve and the Material Requirements for Broad Electrification with Photovoltaics by 2050**. Australia. 2022.

HARMON, C. **Experiences curves of photovoltaic technology**. Interim Report IR-00-014, International Institute for Applied System Analysis, Laxenburg, Austria. 2000

HASAN, R; MEKHILEF, S. et al, **Grid-Connected isolated PV microinverters: A review**. Renewable and Sustainable Energy Reviews 67. P. 1065 – 1080. School of Engineering, Deakin University, Waurn Ponds, Australia. 2017.

HOJI, Masakazu. **Administração Financeira e Orçamentária**. São Paulo: Atlas, 2010.

IEA. **Relatório especial sobre energia solar fotovoltaica global Redes de fornecimento**. França. 2022

IRENA. International Renewable Energy Agency. **Renewable Power Generation Costs in 2018, 2019**, Abu Dhabi. ISBN 978-92-9260-126-3

IRENA. **Gerenciamento de Fim de Vida: Painéis Solares Fotovoltaicos, Agência Internacional de Energia Renovável e Energia Internacional**, 2021.

IRENA. **Estatísticas de Energia Renovável (2021)**, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi (2021)

IRENA. **Renewable Power Generation Costs in 2021**, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi (2022)

JIMENEZ, J. A. B. **Inversores Bidireccionales con aislamiento en alta frecuencia para aplicaciones de energía renovables**. Catalunya, 2005. Tese (Doutorado) - Universitat Politècnica de Catalunya.

KALOGIROU, S. **Solar energy engineering: Processes and systems**, Elsevier Inc. 2009.

JINKO SOLAR. **Tiger Neo N-type 54HL4-B 400-420 Watt**. 2022. Disponível em: <https://jinkosolarcdn.shwebspace.com/uploads/JKM400-420N-54HL4-B-F3-EN.pdf>

JUNIOR, Elias. **A energia fotovoltaica no agronegócio: gestão de custos eriscos, diversificação de receita e externalidades**. 2019. Tese de Doutorado. (Doutorado em Engenharia de Energia na Agricultura) – Universidade Estadual do Oeste do Paraná.

KEKERES, T. A. **New High-Efficiency Single-Phase Transformerless PV Inverter Topology**. IEEE Transaction on industrial electronics, vol.58, nº1, 2011.

KOCHENBORGER, Augusto dos Santos. **Desenvolvimento e Comparação de Células Solares Bifaciais Processadas com Redução de Etapas Térmicas em Lâminas de Silício com Diferentes Resistividades de Base**. 80p. Dissertação de Mestrado. Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul – PUCRS. Porto Alegre. 2021

KONRAD, Roitter. **Dimensionamento de sistema fotovoltaico aplicado a edificações prediais**. Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre. 112 p. 2021. Disponível em:

<https://www.lume.ufrgs.br/bitstream/handle/10183/235732/001136767.pdf?sequence=1>. Acesso em: 25 de julho de 2022.

KNABBEN, Gustavo Carlos. **Microinversor Fotovoltaico Não Isolado de Dois Estágios**. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Santa Catarina, 252 p. 2017. Disponível em: <https://repositorio.ufsc.br/xmlui/handle/123456789/178588>. Acesso em: 29 de abril de 2022.

KIM, C. **Uma revisão dos programas de implantação, impacto e barreiras das políticas de energia renovável na Coreia**. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.110870>. 2021.

LEE, J. **Effects of heat treatment of vacuum evaporated CdCl₂ layer on the properties of CdS/CdTe solar cells**. Current Applied Physics, Amsterdam, v. 11, n. 1, p. S103- S108, 2011. Supplement 1. ISSN 1567-1739. Disponível em: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1567173910004633>. Acesso em: 12 de jan. de 2023.

LOFERSKI, Joseph. **The First Forty Years: a Brief History of the Modern Photovoltaic Age**. Progress in Photovoltaics: Research and Applications, Rhode Island – EUA, v1, p. 67-78, September, 1992.

MACHADO, C. T.; MIRANDA, F. S. **Energia Solar Fotovoltaica: Uma Breve Revisão**. Revista Virtual de Química, Niterói, v. 7, n. 1, p. 126 - 143, Outubro 2014.

MALLWITZ, R; ENGEL, B. **Solar Power Inverters**. SMA Solar Technology. Alemanha. 2010.

MASON, I. G.; MILLER, A. J. V. **Energetic and economic optimisation of islanded household-scale photovoltaic-plus-battery systems**. Renewable Energy, 1487701795, v. 96, p. 559-573, Oct 2016. ISSN 0960-1481. Disponível em: DOI ://WOS:000379271800050.

MARTINS, Nuno Miguel Pereira. **Incorporação de Microinversor em Módulos Fotovoltaicos**. Dissertação de Mestrado, Universidade de Aveiro. 115 p. 2012. Disponível em: <https://ria.ua.pt/handle/10773/10634>. Acesso em: 04 de maio de 2022.

MENDES, M. R. et al. **Avaliação do dimensionamento e aspectos construtivos de um sistema fossa séptica e sumidouro: Estudo de caso para o residencial Orlando de Moraes, localizado em Goiânia – Goiás**. Universidade Federal de Goiás. 61 p. 2010. Disponível em:

MONTEIRO, Monica da Costa. **Células Fotovoltaicas de Silício Cristalino: Tecnologias e processo de fabricação**. 74p. Trabalho de Conclusão de Curso. Universidade Federal de Campina Grande. Campina Grande. 2016

MOSQUEIRA, Glória Leite de Almeida. **A evolução da Energia Solar Fotovoltaica no Brasil**. 51p. Monografia. Universidade Federal do Estado do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro – RJ. 2020.

MCCANDLESS et al. **Opções de processamento para células solares de filme fino de CdTe**. Revista Energia Solar. V.77 Ed. 6. Páginas 839-856. 2004. Disponível em: DOI:

<https://doi.org/10.1016/j.solener.2004.04.012>. Acesso em: 12 de maio de 2022.

NAKANO, A. **Simulação de desempenho energético de tecnologias fotovoltaicas em fachadas de edifício no município de São Paulo**. 143 p. 2017.

Dissertação de mestrado. Escola Politécnica, Universidade de São Paulo – SP.

NASCIMENTO, Mario Elias Carvalho do et al. **Avaliação econômica de sistemas fotovoltaicos conectados à rede para empreendimentos do agronegócio**. 105 p. 2019.

NAZER, A; DRISS, S; HADDADI, A. M; FARHANGI, S. **Optimal Photovoltaic Multi-String Inverter Topology Selection based on Reliability and Cost Analysis**. IEEE Transactions on Sustainable Energy. v12. Nº2. 2021.

NEOSOLAR. **Controlador de carga MPPT 50A 12/24/48V Epever Tracer 5415AN**. 2022. Disponível em: <https://www.neosolar.com.br/loja/controlador-carga-mppt-50a-12-24-48v-epever-tracer-54150an.html>

NEMET, Gregory. **Além da curva de aprendizado: fatores que influenciam a redução de custos em energia fotovoltaica**. Política Energética – Elsevier, Berkeley – EUA ,v.34, p.3218-3232, novembro, 2005.

NOCTULA. **Novas células solares de perovskita, podem ser o futuro da tecnologia fotovoltaica**. Disponível em: <http://noctula.pt/novas-celulas-solares-de-perovskita-mineral-considerado-o-futuro-da-tecnologia-fotovoltaica/> Acesso em: 14 de maio de 2022.

NUNES, H. M et al. **Estudo Comparativo Técnico-Financeiro de Usinas Fotovoltaicas Utilizando Módulos de Silício Monocristalinos e Policristalinos**.

VIII Congresso Brasileiro de Energia Solar. 2020. Fortaleza

NREL. **Photovoltaic (PV) Module Technologies: 2020 Benchmark Costs and Technology Evolution Framework Results**. 2021

OBEIDAT, F. **A Comprehensive review of future photovoltaic systems**. Solar Energy. V 163, p. 545-551. 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.01.050>

OLIVEIRA, R. S. **Avaliação técnica e financeira de utilização da energia solar, via sistema on grid, em três municípios pernambucanos: estudo de casos múltiplos utilizando o software PVsol premium versão 2021**. Universidade Federal de Pernambuco. Caruaru, 2022.

PARK, NG (2015) '**Células solares de perovskita: uma tecnologia fotovoltaica emergente**', Materiais Hoje Elsevier , Vol.18, No. 2 ,pp.65-72.

PENIZZOTO, F; PRINGLES. R; OLSINA. F. **Real Options valuation of photovoltaic power investments in existing buildings**. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109308>

PEREIRA, E.B. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. 2ªed. Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais – INPE. 2006.

PEREIRA, Reuler Cardoso. **Políticas Públicas para Expansão da Energia Solar Fotovoltaica: Um estudo dos principais programas de incentivo da tecnologia no Brasil**. 74p. Trabalho de Conclusão de Curso. Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás. Itumbiara – GO. 2019.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro, v. 1, p. 47-499, 2014.

POMÍLIO, José Antenor et al. **Eletrônica de Potência para Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica**. Universidade Estadual de Campinas. Departamento de Sistemas e Energia. 21 p. 2021. Disponível em: <https://www.dsce.fee.unicamp.br/~antenor/pdf/it744/cap1.pdf>. Acesso em: 24 de julho de 2022.

PORTAL SOLAR. **Dados Do Mercado De Energia Solar No Brasil**. 2022. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/mercado-de-energia-solar-no-brasil.html>. Acesso em: 01 de Julho de 2022.

PRIEB, César Wilhelm Massen. **Determinação da eficiência de seguimento de máxima potência de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição**. Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre. 141 p. 2011.

QUEISSER, H. J. **Detailed balance limit for solar cell efficiency**. Materials Science and Engineering: B, v. 159–160, n. 0, p. 322-328, 2009. ISSN 0921-5107. Disponível em: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0921510708003620>

RATHORE, D. N; PANWAR, N. L. **A Comprehensive review on different types of solar photovoltaic cells and their applications**. Disponível em: <https://doi.org/10.1080/01430750.2019.1592774>, 2019.

RAPHAEL, E; SILVA. M.N; SZOSTAK, R. SCHIAVON, M.A; NOGUEIRA, A. F. **Células Solares de Perovskitas: Uma nova Tecnologia Emergente**. Disponível em: DOI: <https://doi.org/10.21577/0100-4042.20170127>.

RAMPINELLI, Giuliano Arns et al. **Análise de características de Inversores para sistemas Fotovoltaicos conectados à rede em função da tensão de entrada**. III Congresso Brasileiro de Energia Solar. Belém – PA. 2010. Disponível em: https://nteelsolar.paginas.ufsc.br/files/2020/10/IIICBENS_2010.pdf. Acesso em: 20 de julho de 2022.

RAZYKOV , TM , FERKIDES , CS , MOREL , D. , STEFANAKOS , E. , ULLAL , HS E UPADHYAYA , HM (2011) '**Eletricidade Solar Fotovoltaica: Situação Atual e Perspectivas Futuras**', Energia Solar , Vol.85, No.8, pp.1580-1608

REN21, **Annual Reporting on Renewables: Ten years of excellence**, 2015. Disponível em: <http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2015/.../REN12-GSR2015_Onlinebook_low1.pdf>. Acesso em: 03/12/2022.

RENNOVE ENGENHARIA. **Energia Solar Fotovoltaica**. Disponível em: <https://www.renoveengenharia.com.br/>. Acesso em: 10 de Maio de 2022.

RIBEIRO, Giankarlo Fialho. **Dimensionamento de um Sistema Fotovoltaico Off-grid em um motorhome**. 20 p. Trabalho de Conclusão de Curso. Faculdade de Tecnologia e Ciências Sociais aplicadas – FATECS. Brasília – DF. 2020.

RODRIGUES, L. T. **Estudo comparativo de novas tecnologias de geração fotovoltaica**. Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina. Florianópolis. 2017.

ROMEO, N; BOSIO, A.; CANEVARI, V.; POTESTÀ, A. **Recent progress on CdTe/CdS thin film solar cells**. Solar Energy, V. 77, p. 795-801, 2004

RÜHLE, S. **Tabulated values of the Shockley–Queisser limit for single junction solar cells**. Solar Energy, v. 130, p. 139-147, 6// 2016. ISSN 0038-092X. Disponível em: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X16001110>. Acesso em: 05 de novembro de 2022.

RÜTHER, R. **Edifícios solares fotovoltaicos: o potencial da geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligada à rede elétrica pública no Brasil**. Editora UFSC, 2004. Florianópolis. Labsolar, 2004

SAMPAIO, J.A, AMADO, R.S. Marques, P.S.G. SOARES, L.G.L. Série Rochas e Minerais: Silício Grau Solar – **Uma revisão das tecnologias de produção**. Centro de Tecnologia Mineral – Rio de Janeiro. 2019.

SANTIAGO, João Vitor Assad. **O Mercado Emergente de Energia Solar Fotovoltaica no Brasil entre 2012 e 2018: Avanços, desafios e perspectivas**. 138 p. Dissertação de Mestrado. Universidade de São Paulo. Ribeirão Preto. 2019. Disponível em: https://teses.usp.br/teses/disponiveis/96/96132/tde-24042020-142420/publico/JoaoVitorASantiago_Corrigida.pdf. Acesso em: 12 de maio de 2022.

SEGUEL, Julio Igor López. **Projeto de um sistema fotovoltaico Autônomo de suprimento de energia usando técnica MPPT e controle digital**. Universidade Federal de Minas Gerais. Belo Horizonte. 222 p. 2009. Disponível em: https://www.ppgee.ufmg.br/documentos/Defesas/850/Julio_Lopez_Versao_Corrigida.pdf. Acesso em: 24 de julho de 2022.

SET. Sustainable Energy Technologies. **Efficient Power Inverters Discussion**. **Photovoltaics Bulletin**, n.8, p.6, 2002.

SIEMENS SOLAR INDUSTRIES. “**M75 High efficiency solar electric module.**” 1990.

SILVA, Edson Alan Pinheiro. **O efeito Fotoelétrico.** 60 p. Trabalho de Conclusão de Curso. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro. 2000.

SILVA, Eric Valero Carvalho. **Avaliação Econômica entre sistemas de Energia Fotovoltaica *on-grid* e *off-grid* em um aviário de propriedade rural.** 62 p. 2021. Disponível em: <https://www5.unioeste.br/portalunioeste/arq/files/PPGEA/Dissertacao.Eric.V.C.Silva.pdf>. Acesso em: 22 de julho de 2022.

SILVA, Leonardo Rosenthal Caetano. **Análise de Técnicas de Rastreamento de Máxima Potência (MPPT) para Aplicação em Arranjos de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede.** 235 p. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Uberlândia. Uberlândia – MG. 2015.

SILVA, Marcus Vinícius Santos. **Estudo de Filmes Finos CuInSe₂ para Aplicações em Células Fotovoltaicas.** 177 p. Tese de Doutorado. Universidade Federal da Bahia. Salvador – BA. 2010.

SIMIONI, Tássio. **O impacto da temperatura para o aproveitamento do potencial solar Fotovoltaico do Brasil.** Universidade Federal do Rio de Janeiro. 222 p. 2017. Disponível em: http://www.ppe.ufrj.br/images/publica%C3%A7%C3%B5es/mestrado/T%C3%A1ssio_Simioni.pdf. Acesso em: 10 de julho de 2022.

SOBRINHO, Louise Cristiane de Oliveira. **Desenvolvimentos e Pesquisas na Terceira geração de células Fotovoltaicas.** Universidade Federal do Rio de Janeiro. 80 p. 2016. Disponível em: <https://silo.tips/download/desenvolvimentos-e-pesquisas-na-terceira-geracao-de-celulas-fotovoltaicas-louise>. Acesso em: 08 de junho de 2022.

SOLAR POWER EUROPE. **Global Market outlook.** For solar power 2020-2022. Bruxelas, Bélgica. 2022. Disponível em: www.solarpower.org. Acesso em: 13 de março de 2023.

SOLAR POWER EUROPE. **Global Market outlook.** For solar power 2022-2026. Bruxelas, Bélgica. 2022. Disponível em: www.solarpower.org. Acesso em: 13 de junho de 2022.

SCOLARI, B. S; NASCIMENTO, D. E; SOUZA, A; STRAUHS, F. R. **Covid-19 pandemic impacto on micro and mini photovoltaic distributed Generation in Brazil: selection and analysis of representative indicator.** Disponível em: <https://doi.org/10.5327/Z2176-94781330>

SCHRAM, Igor Bertolino. Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Fevereiro de 2019. **Sensibilidade do Custo da Energia Elétrica Fotovoltaica no Brasil Utilizando o Método de Monte Carlo.** Professor orientador Dr. Samuel Nelson Melegari de Souza.

SMITHSONIAN MAGAZINE. **A brief history of solar panels**. Disponível em: <https://www.smithsonianmag.com/sponsored/brief-history-solar-panels-180972006/>. Acesso em: 30 de Abril de 2022.

SRINIVAS, B., BALAJI, S., Nagendra Babu, M. e Reddy, YS (2015) '**Review on Present and Materiais Avançados para Células Solares**', International Journal of Engineering Research-Online, Vol.3, pp.178-182.

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. Acesso em: 15 de junho de 2022.

TIEPOLO, G. M. **Estudo do Potencial de Geração de Energia Elétrica Através de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede no Estado do Paraná**. 2015. 227 p. Escola Politécnica da Pontifícia Universidade Católica do Paraná. Curitiba - PR. 2015. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/275828862_ESTUDO_DO_POTENCIAL_D_E_GERACAO_DE_ENERGIA_ELETRICA_ATRAVES_DE_SISTEMAS_FOTOVOLTICOS_CONECTADOS_A_REDE_NO_ESTADO_DO_PARANA. Acesso em: 23 de julho de 2022

TIRAPELLE, Guilherme Alfredo Hobmeir. MURA, Laís Botassari. FRAZÃO, Lucas. **Análise da Viabilidade Técnica de Painéis solares fotovoltaicos conectados à rede, com backup de energia, instalados em postos de combustíveis**. Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR). Curitiba. 146 p. 2013. Disponível em: https://nupet.daelt.ct.utfpr.edu.br/tcc/engenharia/doc-equipe/2011_2_28/2011_2_28_monografia.pdf. Acesso em: 25 de julho de 2022.

TONIN, F. S. **Caracterização de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica na Cidade de Curitiba**. 2017. 131 p. Universidade Tecnológica Federal do Paraná – UTFPR. Curitiba – PR. 2017. Disponível em: 48 http://repositorio.utfpr.edu.br/jspui/bitstream/1/2876/1/CT_PPGSE_M_Tonin%2C%20Fabianna%20Stumpf_2017.pdf. Acesso em: 22 de fevereiro de 2021.

TORRES, R. C. **Energia solar fotovoltaica como fonte alternativa de geração de energia elétrica em edificações residenciais**. Universidade de São Paulo. 2012

TRX SOLAR. **Controladores de carga ou reguladores de carga**. 2021. Disponível em: <https://loja.trxsolar.com/loja/noticia.php?loja=655927&id=53>. Acesso em: 25 de julho de 2022.

VALLÊRA, A. M.; BRITO, M. C. **Meio século de história fotovoltaica**. Gazeta de Física, v. 1, n. 2, 2006. 4

VICENTE, Daniela Tomé Mesquita de Jesus. **Células Fotovoltaicas de Silício Cristalino: Homojunções obtidas pelo método de prédeposição de dopante a baixa temperatura e Heterojunções HIT**. 106 p. 2014. Dissertação de Mestrado. Universidade Nova de Lisboa. Lisboa – PT.

VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R. **Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e Aplicações**. São Paulo: Érica, 2012. p. 228.

WALDAU, A. J. **Research, Solar Cell Production and Market Implementation of Photovoltaics**. PV Status Report. 2010. Italia.

WALDAU, A. **PV Status Report 2011**. Comissão Europeia, DG Joint Research Centre, Institute for Energy, Renewable Energy Unit Report. EUR 24807 PT; 2011.

WANG, R; HASANEFENDIC, S; HAUFF, E.V; BOSSINK, B. **The cost of photovoltaics: Re- evaluating grid parity for PV systems in China**. Renewable Energy. p. 469 – 481.

WILSON, G. M. et al. **The 2020 Photovoltaic technologies roadmap**. Journal of Physics D: Applied Physics. EUA. 2020

XUE, Y; KURTHAKOTI, C. D; GRIPENTROG, G; LIVIU, M; SURESH, S; MANJREKAR, M. **Rumo a Inversores Fotovoltaicos de próxima geração**. Pesquisadora Corporativa, Siemens Corporation, Princeton, EUA.

ZANESCO, I et al. **Influência do emissor produzido com redução de etapas térmicas nos parâmetros elétricos de células solares bifaciais N**. Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul. 2022.

ZHAO, T; BHAVARAJU, V; NIRANTARE, P; XU, J. **Evaluation of Commercial Scale Transformerless Solar Inverter Technology**. IEEE, 2015.

ANEXOS

ANEXO 1

CÁLCULO DE VIABILIDADE ECONÔMICA – SISTEMA ON-GRID (2022)					
ANO	CUSTOS	RECEITAS (Custos evitados)	SALDO	SALDO (VP)	SALDO (VP) ACUMULADO
0	-27095,5		-27095,5	-27095,5	-27095,5
1	0	5388	5388	4944	-22151
2	0	5388	5388	4535	-17616
3	0	5388	5388	4161	-13455
4	0	5388	5388	3817	-9638
5	0	5388	5388	3502	-6136
6	0	5388	5388	3213	-2923
7	0	5388	5388	2948	24
8	0	5388	5388	2704	2728
9	0	5388	5388	2481	5209
10	-4000	5388	1388	586	5795
11	0	5388	5388	2088	7883
12	0	5388	5388	1916	9799
13	0	5388	5388	1757	11556
14	0	5388	5388	1612	13168
15	0	5388	5388	1479	14647
16	0	5388	5388	1357	16004
17	0	5388	5388	1245	17249
18	0	5388	5388	1142	18391
19	0	5388	5388	1048	19439
20	-4000	5388	1388	248	19687
21	0	5388	5388	882	20569
22	0	5388	5388	809	21378
23	0	5388	5388	742	22120
24	0	5388	5388	681	22801
25	0	5388	5388	625	23426

$$\text{SALDO (VP)} = \frac{\text{SALDO}}{(1+\text{TMA})^1} + \frac{\text{SALDO}}{(1+\text{TMA})^2} + \dots + \frac{\text{SALDO}}{(1+\text{TMA})^{25}}$$

- Foi considerado TMA = 9%

ANEXO 2

CÁLCULO DE VIABILIDADE ECONÔMICA – SISTEMA OFF-GRID (2022)					
ANO	CUSTOS	RECEITAS (custos evitados)	SALDO	SALDO (VP)	SALDO (VP) ACUMULADO
0	-65263		-65263	-65263	-65263
1	0	5388	5388	4943	-60320
2	0	5388	5388	4535	-55785
3	0	5388	5388	4160	-51625
4	-26765	5388	-21377	-15144	-66769
5	0	5388	5388	3502	-63267
6	0	5388	5388	3213	-60054
7	0	5388	5388	2947	-57107
8	-26765	5388	-21377	-10728	-67835
9	0	5388	5388	2481	-65354
10	-6199	5388	-811	-343	-65697
11	0	5388	5388	2088	-63609
12	-26765	5388	-21377	-7600	-71209
13	0	5388	5388	1757	-69452
14	0	5388	5388	1612	-67840
15	0	5388	5388	1479	-66361
16	-26765	5388	-21377	-5384	-71745
17	0	5388	5388	1245	-70500
18	0	5388	5388	1142	-69358
19	0	5388	5388	1048	-68310
20	-32963	5388	-27575	-4920	-73230
21	0	5388	5388	882	-72348
22	0	5388	5388	809	-71539
23	0	5388	5388	742	-70797
24	-26765	5388	-21377	-2702	-73499
25	0	5388	5388	625	-72874