



**Pontifícia
Universidade
Católica do
Rio de Janeiro**

Vítor Macedo Rodrigues Mallmann

**Análise 4E de uma planta fotovoltaica:
Comparação entre células monofacial e
bifacial**

Projeto de Graduação

Projeto de Graduação apresentado ao Departamento de Engenharia
Mecânica da PUC-Rio

Orientador: Florian Pradelle

Rio de Janeiro
Dezembro de 2025

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente ao Professor Florian Pradelle pela compreensão, dedicação e direcionamento durante esse projeto, que em momentos não acreditei que terminaria.

Agradeço juntamente ao Professor Marco Meggiolaro e aos demais professores da graduação da PUC pela paciência e pelo conhecimento passado, cujo valor é inestimável.

Agradeço aos meus pais, ambos engenheiros, por me possibilitarem trilhar esse caminho e qualquer outro que quisesse, e de quem sempre recebi apoio, carinho e orientação. Agradeço também a meus irmãos André, Bruno e Ana Clara além da minha avó Dirlene e toda minha família, sem nossos laços nunca teria chegado ao final.

Agradeço aos meus amigos da graduação, principalmente Pedro, Rodrigo e Thiago com quem partilhei as dores dessa etapa, mas que também fizeram os frutos serem infinitas vezes mais saborosos, pois foram repartidos.

Agradeço aos meus amigos fora da graduação: Bernardo, Catarina e Pedro dentre muitos outros, com quem dei boas risadas e vivi histórias. Agradeço acima de tudo por cada palavra trocada que não envolvesse o âmbito das Exatas, pois vocês mantiveram minha tênue sanidade em dia.

Por fim, agradeço acima de tudo à Sol, com quem tenho o privilégio de conviver todos os dias. Obrigado a você por inúmeras coisas, mas, no que tange esse trabalho, por sempre acreditar em mim. Acima de tudo quando eu já não mais acreditava.

Resumo

Análise 4E de uma planta fotovoltaica. Comparação entre células monofacial e bifacial.

A energia solar desponta como uma das formas de geração de energia elétrica com capacidade de escalar rapidamente para atingir os desafios climáticos propostos. Nesse contexto, o objetivo desse trabalho é analisar o potencial e a competitividade dos painéis fotovoltaicos bifaciais através da simulação matemática no software Matlab. Analisa-se a sua implementação para suprir as demandas energéticas de um conjunto habitacional no Rio de Janeiro em comparação com o uso de células monofaciais. Para isso, foram utilizados dados meteorológicos disponibilizados pelo INMET e dados de consumo médio per capita, ambos com definição horária, para estimar o desempenho de quatro configurações diferentes, fazendo uso dos dois tipos de módulo além da presença ou não de um sistema de armazenamento com baterias. A fim de analisá-los de maneira holística, uma análise 4E, tendo como foco a eficiência energética, exergética, a rentabilidade econômica e os impactos ambientais de cada combinação, foram desenvolvidas. Os resultados obtidos foram de que dos módulos bifaciais geraram em média 39% mais energia em 13% menos área ocupada e obtiveram eficiências superiores em 10% na média tanto para a energia, quanto para a exergia. Todos sistemas com armazenamento apresentaram resultados piores sob ótica financeira, porém sua independência do grid reduziu quase 13%, mais de 2 toneladas de CO₂ equivalente, quando analisadas suas emissões do berço ao túmulo. Quando comparados as combinações entre mono e bifaciais e *on* e *off-grid*, a que melhor atuou foi o sistema bifacial sem sistema de armazenamento.

Palavras-chave: Modelagem numérica, Termodinâmica, Eficiência, Valor Presente Líquido, Emissões.

Abstract

4E analysis of photovoltaic powerplant. Monofacial and Bifacial power cell comparison

Photovoltaic power has set itself as one of the few sustainable ways to generate energy with enough scaling potential to match the challenges that the environmental crisis proposes. In this context, the objective of this work is to analyze the potential and competitiveness of bifacial photovoltaic panels through mathematical simulation in Matlab software. Their implementation to meet the energy demands of a housing complex in Rio de Janeiro is analyzed in comparison with the use of monofacial cells. To this end, meteorological data provided by INMET and average per capita consumption data, both hourly defined, were used to estimate the performance of four different configurations, using both types of modules and the presence or absence of a battery storage system. In order to analyze them holistically, a 4E analysis, focusing on energy efficiency, exergy, economic profitability, and the environmental impacts of each combination, was developed. With the intent of getting a more complete scope, the 4E approach was chosen, focusing on Energy and Exergy efficiency as well as Economic rentability and Environmental impacts. The results showed that bifacial modules generated on average 39% more energy using an area 13% lower and achieved 10% higher efficiencies on average for both energy and exergy. All systems with energy storage showed worse results from a financial perspective, however, their independence from the grid reduced emissions by almost 13%, more than 2 tons of CO₂ equivalent, when analyzing their cradle-to-grave emissions. When comparing combinations of mono- and bifacial systems and on- and off-grid systems, the bifacial system without energy storage performed best.

Keywords: Numerical Modelling, Thermodynamics, Efficiency, Present Value, Emissions.

Sumário

1 Introdução	12
1.1. Contextualização	12
1.2. Objetivo	15
1.3. Estrutura do Trabalho	16
2 Revisão Bibliográfica	17
2.1. A Usina Fotovoltaica	17
2.2. Efeito Fotovoltaico e Geração de Energia	20
2.2.1. Efeito Fotovoltaico	20
2.2.2. Tipos de Célula Fotovoltaica	25
2.3. Análise Multicritério de Sistemas Fotovoltaicos	30
3 . Modelagem dos Painéis Monofacial e Bifacial e da Bateria	32
3.1. Modelo Matemático para Painel Fotovoltaico Monofacial	32
3.2. Modelos Matemáticos de Painel Fotovoltaico Bifacial	34
3.2.1. Modelo do Diodo Único	34
3.2.2. Modelo dos Diodos Duplos	38
3.2.3. Demais modelos teóricos	40
3.3. Modelo Matemático para as Baterias	41
4 Metodologia	42
4.1. Metodologia da Análise 4E	42
4.1.1. Análise Energética	42
4.1.2. Análise Exergética	43
4.1.3. Análise Econômica	44
4.1.4. Análise Ambiental	47
4.2. Descrição do Sistema	51
5 Resultados e Discussão	58
5.1. Validação do Modelo e Comparação das Células Fotovoltaicas	58

5.2. Sistemas I e II – Módulo Monofacial	62
5.2.1. Sistema I – Resultados	62
5.2.2. Sistema II – Resultados	66
5.3. Sistemas I e II – Módulo Monofacial	70
5.3.1. Sistema III – Resultados	70
5.3.2. Sistema IV – Resultados	73
5.4. Discussão	76
5.4.1. Energia	76
5.4.2. Exergia	79
5.4.3. Economia	79
5.4.4. Ambiental	80
6 Conclusão	82
7 Referência Bibliografia	83
8 Apêndice	88

Lista de Figuras

Figura 1 - Metas Globais de Desenvolvimento Sustentável da ONU (Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento, 2015).....	12
Figura 2 – Oferta Interna de Energia 2015 – 2025 (Empresa de Pesquisa Energética, 2025).	14
Figura 3 – Esquema de instalação de módulos em estrutura fixa (NTC SOMAR). ...	17
Figura 4 – Ilustração da instalação de módulos em estruturas rastreadoras (Vallourec).	18
Figura 5 – Ilustração da instalação de módulos em estruturas rastreadoras flutuantes (CPG, 2024).....	18
Figura 6 - Diagrama de unifilar com inversor <i>string</i> (autoria própria).	19
Figura 7 - Diagrama de bandas de energia de um semicondutor (autoria própria) .	21
Figura 8 - Estrutura de painéis fotovoltaicos Bifaciais e Monofaciais (Mouhib, et al., 2022).....	22
Figura 9 - Perdas Intrínsecas e suas relações com com a banda de valência (Hirst, et al., 2011).	23
Figura 10 - Representação da degradação dos módulos fotovoltaicos de Si nos últimos 10 anos (Kim, et al.).	24
Figura 11 - Curva I-V e P-V padrão de um módulo fotovoltaico (Gupta, et al., 2016).	24
Figura 12 – Ilustração da patente original do painel bifacial (Hiroshi, 1966)	25
Figura 13 – Modalidades de Irradiação Solar atingindo módulo fotovoltaico (Kosmopoulos, 2023)	26
Figura 14 – Número de publicações referentes à painéis bifaciais nos 2013-2022 (Maniscalco , et al., 2024).	27
Figura 15 – Evolução das eficiências dos painéis bifaciais no decorrer do tempo	27
Figura 16 – Seções transversais dos painéis fotovoltaicos (Mouhib, et al., 2022)	29
Figura 17 – Célula solar de contato traseiro interdigitado.	30
Figura 18 – Circuito equivalente módulo monofacial (Celik, et al., 2007).....	32

Figura 19 - Gráfico Corrente (A) X Tensão (V) de um módulo sujeito às STCs e fora das mesmas (Gu, et al., 2020).....	34
Figura 20 - Circuito Modelo de Diodo Único (Gu, et al., 2020).	35
Figura 21 - Circuito Modelo dos Diodos Paralelos (Gu, et al., 2020).....	37
Figura 22 - Circuito Modelo dos Diodos Duplos	38
Figura 23 – Custo dos <i>kits</i> fotovoltaicos no decorrer dos últimos 5 anos (Greener, 2025),.....	44
Figura 24 – Custo de instalação dos sistemas fotovoltaicos no decorrer dos últimos 5 anos (Greener, 2025),.....	44
Figura 25 – Emissões [kg/kWh] de módulos fotovoltaicos de CdTe e Si (Wikoff, et al., 2022).	48
Figura 26 – Emissões [g/kWh] de módulos fotovoltaicos Monofaciais e bifaciais <i>cradle-to-grave</i> (Xiaojie , et al., 2021).	49
Figura 27 – Visão geral dos sistemas (autoria própria)	51
Figura 28 – Fluxos de energia no sistema (autoria própria).	52
Figura 29 – Irradiação Global Horizontal por hora.....	53
Figura 30 – Irradiação Global Horizontal por hora do dia de cada mês.	54
Figura 31 – Temperatura [°C] no decorrer do ano.....	54
Figura 32 – Velocidade do vento [m/s] no decorrer do ano.	55
Figura 33 – Demanda de consumo horária no decorrer do ano.	56
Figura 34 – Curva “I _x V” e potência x tensão do painel monofacial simulado.	58
Figura 35 – Eficiência energética do painel monofacial simulado.	59
Figura 36 – Eficiência exergética do painel monofacial simulado.	59
Figura 37 – Curva “I _x V” do painel bifacial simulado.	60
Figura 38 – Potência x tensão do painel bifacial simulado.....	61
Figura 39 – Eficiência energética do painel fotovoltaico bifacial.....	61
Figura 40 – Eficiência exergética do painel fotovoltaico bifacial.....	62
Figura 41 – Comparação entre injeção e uso de energia no <i>grid</i> do Sistema I.	63
Figura 42 – Eficiência Energética do Sistema I.	64
Figura 43 – Eficiência Exergética do Sistema I.	64
Figura 44 – Rendimento Financeiro do Sistema I.	65
Figura 45 – Comparação entre injeção e uso de energia no <i>grid</i> do Sistema II.	66
Figura 46 – Estado de carregamento das baterias do Sistema II.....	67
Figura 47 – Eficiência Energética do Sistema II.	68

Figura 48 – Eficiência Exergética do Sistema II.	68
Figura 49 – Rendimento Financeiro do Sistema II.	69
Figura 50 – Comparação entre injeção e uso de energia no <i>grid</i> do Sistema III.	70
Figura 51 – Eficiência Energética do Sistema III.	71
Figura 52 – Eficiência Exergética do Sistema III.	72
Figura 53 – Rendimento Financeiro do Sistema III.	72
Figura 54 – Comparação entre injeção e uso de energia no <i>grid</i> do Sistema IV.....	73
Figura 55 – Estado de carregamento das baterias do Sistema IV.	74
Figura 56 – Eficiência Energética do Sistema IV.....	75
Figura 57 – Eficiência Exergética do Sistema IV.....	75
Figura 58 – Rendimento Financeiro do Sistema IV.	76
Figura 59 – Diferença Geração Bifacial x Monofacial.....	78

Lista de Figuras

Tabela 1 – Albedos de diferentes superfícies (Dimitrij , et al., 2019).....	26
Tabela 2 - Participação de mercado estimada por tipo de módulo (Instituto de Energia PUC-RIO, 2020).....	28
Tabela 3 – Bibliografia acerca da metodologia 4E e variantes.....	31
Tabela 4 – Modelos teóricos de modelagem de painel fotovoltaico (Tossa, et al., 2014).	40
Tabela 5 – Comparação de custos observados em (Kumbaroğlu, et al.).....	45
Tabela 6 – Estimativa de custos R\$/Wp de sistemas fotovoltaicos por faixa de potência pico [kWp] (Greener, 2025),.....	46
Tabela 7 – Estimativa de massa de CO ₂ equivalente emitido durante a fabricação e geração energética dos elementos do sistema.	50
Tabela 8 – Matriz de combinações entre soluções	51
Tabela 9 – Fatores relativos à ocupação do conjunto habitacional	56
Tabela 10 – Características dos Painéis Fotovoltaicos.	57
Tabela 11 – Características das baterias de lítio.....	57
Tabela 12 – Balanço de energia [kWh] do Sistema I.....	63
Tabela 13 – Estimativa de massa de CO ₂ equivalente emitido durante a fabricação e geração energética dos elementos do Sistema I.	65
Tabela 14 – Balanço de energia [kWh] do Sistema II.....	67
Tabela 15 – Estimativa de massa de CO ₂ emitido durante a fabricação e geração energética dos elementos do Sistema I.	69
Tabela 16 – Balanço de energia do Sistema III [kWh].....	71
Tabela 17 – Estimativa de massa de CO ₂ emitido durante a fabricação e geração energética dos elementos do Sistema III.	73
Tabela 18 – Balanço de energia [kWh] do Sistema IV.	74
Tabela 19 – Estimativa de massa de CO ₂ emitido durante a fabricação e geração energética dos elementos do Sistema IV.....	76
Tabela 20 – Comparação da Eficiência Energética dos sistemas.....	77
Tabela 21 – Comparação da eficiência exergética dos sistemas.....	79

Tabela 22 – Comparação do desempenho financeiro dos sistemas.	79
Tabela 23 – Balanço de impacto ambiental dos sistemas medido em [kg CO ₂ eq]. .	80

1 Introdução

1.1.Contextualização

A implementação e desenvolvimento de diferentes tecnologias que tenham um impacto positivo sob a ótica da sustentabilidade tem sido ponto focal de múltiplos interesses na última década no Brasil. O mais notável, de fato, é o ponto de vista ambiental, o qual observa esta solução como uma das mais viáveis para satisfazer o principal desafio proposto à humanidade no Antropoceno (Lewis, et al., 2015) : conciliar a crescente demanda de energia elétrica requerida para todas as atividades humanas à eminente crise climática que ameaça de maneira abrangente todas as formas a vida na Terra (IPCC Core Writing Team, 2023).

A Figura 1 enumera as metas propostas para o próximo milênio pela Organização das Nações Unidas para garantir desenvolvimento sustentável para a sobrevivência da raça humana e o planeta como um todo (Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento, 2015).



Figura 1 - Metas Globais de Desenvolvimento Sustentável da ONU (Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento, 2015).

Com foco na questão energética, a implementação de formas menos poluentes de geração de energia elétrica tange diretamente pelo menos três deles, se notabilizando o sétimo, além o

décimo-primeiro e o décimo-terceiro. Considerando-se ainda impactos mais indiretos, percebe-se que avanços nesse âmbito tangem muitos dos outros objetivos, uma vez que a perpetuidade dos sistemas ambientais sob os quais se apoia a humanidade são intrinsicamente correlatos a erradicação da pobreza e da fome além da conservação da saúde humana e animal no planeta Terra (Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento, 2015).

Tendo em vista este contexto, desenvolver avanços tecnológicos no âmbito da geração de energia fotovoltaica se torna de suma importância para satisfazer as metas propostas pelas organizações internacionais de estudo do clima e Meio Ambiente. Há múltiplos avanços propostos, capazes de aumentar incrementalmente nossa capacidade de extrair este recurso vital, que é a irradiação solar

Indo ao encontro disso, análises compreensivas como a feita anualmente pelo Painel Intergovernamental em Mudanças Climáticas ilustram como as mudanças climáticas, causadas em principalmente pelas emissões de gases estufa, já inequivocamente alteraram a temperatura da superfície terrestre já tendo sido observados impactos adversos no que condiz à disponibilidade de água e comida, à saúde física mental, à manutenção da infraestrutura e de demográficos populacionais e da biodiversidade (IPCC Core Writing Team, 2023). Portanto, o desenvolvimento e implementação de novas tecnologias, mais eficientes e eficazes, no setor da geração fotovoltaica está inerentemente ligada às próximas etapas que devem ser trilhadas para atingirmos os objetivos elaborados pela comunidade internacional.

Porém, esse não é o único motivo pelo qual a energia solar tem se expandido. Há uma vertente estratégica para a diversificação da matriz energética, cujo objetivo é manter-se menos suscetível as mudanças climáticas e seus impactos na geração energética (Tavares, 2023). O Balanço Energético Nacional (BEN), emitido pela Empresa de Pesquisa Energética corrobora essa leitura, pontuando que as fontes renováveis atingiram 50% de participação na matriz no ano de 2024 assim como um movimento de transição gradativa em favor de fontes como eólica e solar em detrimento dos derivados de petróleo, gás natural e carvão mineral como pode ser visto Figura 2 (Empresa de Pesquisa Energética, 2025).

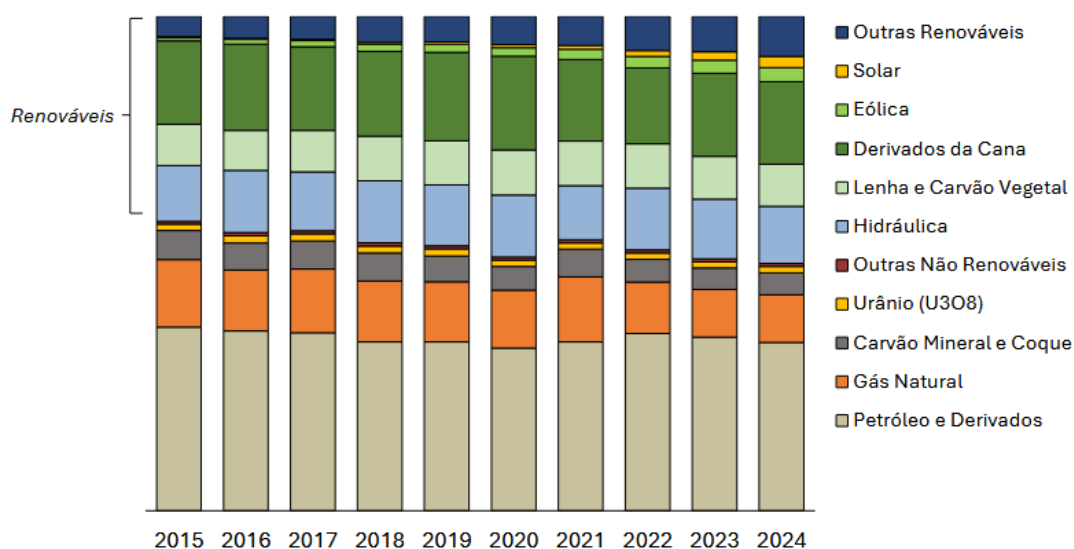


Figura 2 – Oferta Interna de Energia 2015 – 2025 (Empresa de Pesquisa Energética, 2025).

Há cada vez mais interesse econômico no mercado, abrangendo desde grandes parques solares no formato da denominada Geração Centralizada (GC), até a implementação de usinas de menor escala, não excedendo o limite de 5 MW, para a Geração Distribuída (GD). Sendo assim, evidencia-se que qualquer tecnologia, cuja implementação esteja sendo considerada em larga escala, neste setor diverso e indispensável ao cenário presente e futuro do país requer que seus impactos sejam analisados por múltiplas lentes (Ozturk, et al., 2023).

A primeira dessas, de viés tecnológico, tem como função aferir se há ganhos na geração e na eficiência do sistema, tendo como objetivo final afirmar categoricamente que, para as mesmas condições de instalação, houve um incremento na capacidade generativa da planta fotovoltaica (Tahir, et al., 2021).

Outra destas lentes deve ser focada na viabilidade financeira do projeto, evitando que, no intuito de ampliar a potência, seja prejudicada a capacidade do mesmo de ser considerado como investimento produtivo. Portanto, há também relevância que avanços propostos para o setor satisfaçam uma análise de rentabilidade para que se mostrem implementáveis na prática (Zuhur, et al., 2018)

E, finalmente, não se pode esquecer durante uma análise deste teor o maior diferencial da geração de energia solar no contexto do século XXI, que é o seu impacto ambiental demasiadamente reduzido, quando comparado com os demais membros da matriz energética global, sendo estes principalmente, Petróleo e Gás Natural (Sreenath, et al., 2021).

No caso diferencial do Brasil, tanto a energia solar quanto a energia hidráulica, principal fonte de energia elétrica atualmente, tem a qualidade de não gerarem diretamente emissões de dióxido de carbono (CO₂) na atmosfera durante a sua operação. Contudo, em ambos os casos, as emissões durante a fabricação e instalação dos componentes, além da construção da infraestrutura, não devem ser ignoradas quando estudados e comparados seus respectivos setores.

1.2.Objetivo

O objetivo principal deste estudo é, através da metodologia de análise de sistemas de geração energética e processos termodinâmicos, comparar possíveis tecnologias do mercado de geração fotovoltaica a fim de estimar sua viabilidade baseada na sua performance nos quatro campos focais deste modelo, sendo estes: Energia, Exergia, Economia e Meio Ambiente.

Em relação aos tipos de painel fotovoltaico; foram comparadas as tecnologias do painel fotovoltaico monofacial com o painel bifacial no que tange tanto suas capacidades de geração energética, como também, seus respectivos desafios de instalação e operação. Além disso, considerou-se os ditos sistemas tanto quando conectados diretamente à rede da concessionária (*on-grid*), quanto conectados a um sistema de armazenamento, na forma de baterias (*off-grid*).

A fim de manter o fator ambiental consistente para todos os casos estudos, estipulou-se para todos uma instalação em um município do Estado do Rio de Janeiro afim de se utilizar os dados de temperatura, velocidade do vento, e irradiação medidas por estações solarimétricas com frequência horária de um ano nas modelagens necessárias.

Assim, será necessário atingir os seguintes objetivos secundários:

- Compendio enxuto da bibliografia atual sobre a geração fotovoltaica, com ênfase na bifacialidade;
- Modelagem de painéis solares fotovoltaicos monofaciais e bifaciais com o uso do software Matlab;
- Comparação no que tange os 4 pilares da análise 4E de ambas as tecnologias propostas em configuração, conectadas ou não a rede.;

1.3.Estrutura do Trabalho

Na seção 1 é proposta uma contextualização acerca da importância da tecnologia fotovoltaica para que sejam atendidos os desafios presentes à Humanidade no que tange à questão climática.

Na seção 2 deste relatório, consta a revisão bibliográfica acerca da geração fotovoltaica, os equipamentos principais de uma usina fotovoltaica, o efeito fotoelétrico e um embasamento da abordagem 4E a ser implementada nesse trabalho.

Na seção 3 são descritos os modelos matemáticos usado para a simulação numérica da geração dos painéis monofaciais e bifaciais e do sistema de armazenamento.

Na seção 4, são definidos os critérios a qual serão submetidos os sistemas analisados no que tange os seus desempenhos energéticos, exergéticos, econômicos e ambientais, assim como as características dos cenários simulados.

Na seção 5 expõe-se os resultados obtidos de cada caso, além de uma discussão global acerca do que foi encontrado.

Na seção 6, encontra-se na conclusão os principais resultados obtidos assim como comentários acerca de futuros trabalhos.

2 Revisão Bibliográfica

2.1.A Usina Fotovoltaica

A fim de explicitar o funcionamento das placas fotovoltaicas e o contexto no qual estão inseridas é de suma importância compreender quem são os principais equipamentos pertencentes ao sistema de geração de energia de uma Usina Fotovoltaica (UFV) e suas respectivas funções. É denominado como UFV um sistema de grande porte, cuja função principal é a geração de energia elétrica em Média e Alta Tensão para distribuição na rede das concessionárias e não para autoconsumo, se diferenciando assim sistemas fotovoltaicos residenciais e industriais (Instituto de Energia PUC-RIO, 2020).

As placas são frequentemente instaladas em solo estável, fazendo uso de mesas fixas de aço para estrutura de fixação dos módulos (Instituto de Energia PUC-RIO, 2020), como mostrado na Figura 3.



Figura 3 – Esquema de instalação de módulos em estrutura fixa (NTC SOMAR).

Adicionalmente, há aquelas que utilizam sistemas mais complexos de rastreamento do Sol e, assim, geram mais energia por área que as anteriores, abandonando as estruturas estáticas em favor de equipamentos denominados rastreadores, do inglês *trackers*. Estes equipamentos, também estruturas de aço, utilizam um sistema de rotação dos módulos regido por algoritmos

de otimização cujo objetivo é rotacionar as células a fim de maximizar a produtividade do sistema, como mostrado na Figura 4.



Figura 4 – Ilustração da instalação de módulos em estruturas rastreadoras (Vallourec).

Em menor frequência, há UFVs tidas como Flutuantes, que como o nome ilustra, são instaladas sobre corpos hídricos naturais, ou represas, com o uso de boias. Um exemplo está visível na Figura 5. Mantém-se em terra só os equipamentos de maior porte, como a cabine de medição e o transformador, sobre os quais se elaborará mais à frente.



Figura 5 – Ilustração da instalação de módulos em estruturas rastreadoras flutuantes (CPG, 2024)

Em adição aos módulos e estruturas de sustentação utilizadas, há outros três equipamentos que são primordiais para geração elétrica de uma UFV; os inversores, o transformador e a cabine de medição. O diagrama da Figura 6 é denominado um Diagrama Unifilar e sua função é ilustrar como estes equipamentos se conectam.

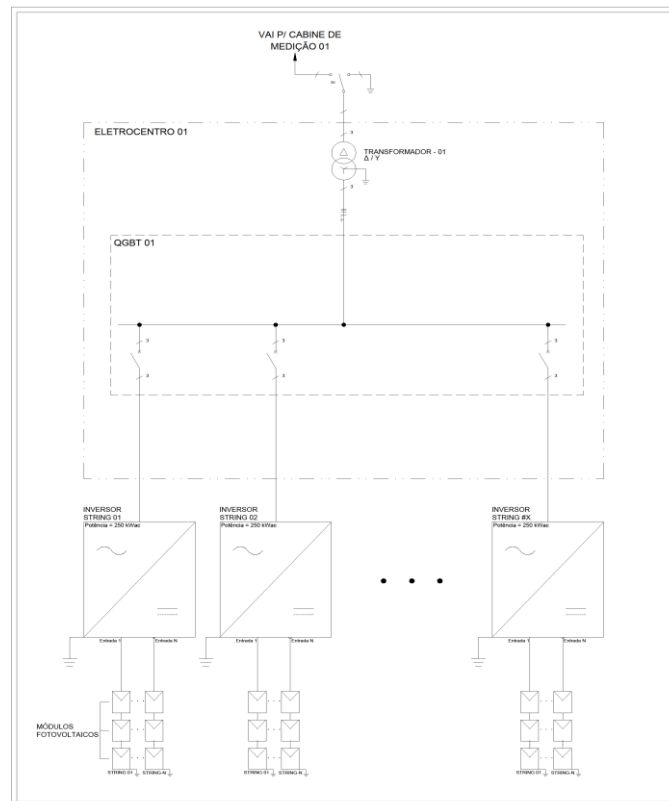


Figura 6 - Diagrama de unifilar com inversor *string* (autoria própria).

Evidencia-se através deste diagrama as chamadas *strings*, do inglês para “corda”, que é o nome dado para o conjunto de módulos conectados entre si (Gokmen, et al., 2012). Este conjunto é uma subpartição relevante da usina pois as células de uma mesma *string* impactam-se umas às outras devido à sua conexão em série. Isso implica que uma falha de performance de um desses módulos, por sujidade ou defeito, limita a produtividade de todos do mesmo conjunto. O tamanho da *string* é limitado pela tensão de saída dos módulos e a de chegada dos inversores (Karin, et al., 2020). As placas fotovoltaicas geram sempre eletricidade a baixa tensão e em corrente contínua (CC), 2 qualidades que devem ser aletradas até a conexão do sistema fotovoltaico à rede da concessionária. O conjunto de *strings* que são conectadas ao mesmo inversor de corrente se denomina Arranjo Fotovoltaico. Há dois tipos de topologia de circuito, que envolvem a presença ou não da chamada “caixa combinadora”, que desempenha a função de equipotencializar os circuitos provenientes dos módulos. A primeira, que a utiliza, a instala de forma que essa receba a potência gerada das *strings* e paralela seus os circuitos e assim, sua saída é um sinal elétrico de Baixa Tensão e em CC que segue para o inversor, que realiza a conversão da corrente, gerada pelos módulos em CC para corrente alternada (CA),

necessária para a transmissão na rede da concessionária. O inversor que é instalado neste tipo de topologia se denomina “Inversor Virtual Central”.

Já a segunda topologia possível é a que abdica das caixas combinadoras e utiliza um “Inversor String” que é capaz de realizar ambas as funções da topologia anterior. Neste caso, diversas *strings* conectam-se a cada inversor, tendo como fator limitante para a quantidade dessas alimentando cada equipamento a disponibilidade de portas do inversor.

Subsequentemente, é necessária a conversão da corrente de baixa tensão à Média ou Alta Tensão. O equipamento encarregado de realizar esta função é o transformador de potência. A ele são conectados os circuitos de Baixa Tensão saídos dos inversores no barramento de entrada. Já no barramento de saída, conecta-se os cabos que serão encaminhados até a cabine de medição, o último dos equipamentos principais da UFV a serem explicitados nesta seção.

A cabine de proteção tem como função acoplar com segurança o sistema de geração fotovoltaica da usina à rede de transmissão da concessionária, além de fazer a medição da quantidade de energia injetada na rede. Esta funcionalidade é primordial para garantir a capacidade do empreendimento de compensar os custos energéticos debitados pela concessionária ao proprietário.

2.2.Efeito Fotovoltaico e Geração de Energia

2.2.1.Efeito Fotovoltaico

O princípio de funcionamento de qualquer painel solar é o efeito fotoelétrico. Esse fenômeno pode ser descrito como a geração de corrente elétrica quando um material, frequentemente um semicondutor, é exposto à radiação eletromagnética, como por exemplo à luz. Para que a corrente seja gerada é necessário que os fótons incidentes tenham energia suficientemente alta para exceder o chamado “*gap*” entre as bandas de energia Figura 7 (Neamen, 2003).

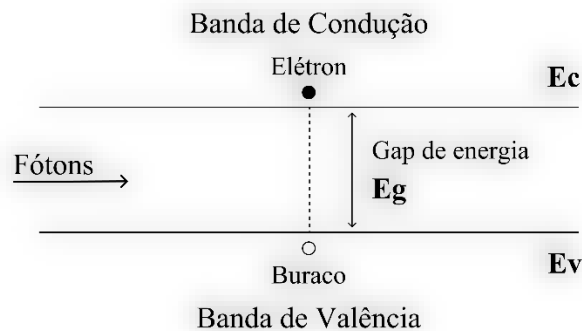


Figura 7 - Diagrama de bandas de energia de um semicondutor (autoria própria) .

O “gap” representa uma banda de valência proibida, onde um elétron não pode existir. Assim, quando o fóton cede sua energia aos elétrons da banda de valência, eles devem cruzar obrigatoriamente o *gap* atingindo a próxima banda de condução com capacidade de absorvê-lo. Caso não o façam a energia absorvida é dispersa na forma de calor e não gera energia (Wang, et al., 2018).

Assim é criado o par “elétron-buraco” que não se recombina de imediato, e sim se difunde pelo substrato, atraídos pelo campo elétrico interno. Os elétrons se movem para o semicondutor Tipo-N e os buracos para o semicondutor Tipo-P, estabelecendo uma força eletromotriz. A zona criada entre esses semicondutores de polaridade diferente se denomina Junção P-N Quando os dois lados do painel são conectados entre si, a diferença de potencial elétrico energiza o condutor externo, gerando finalmente a corrente elétrica. Tipicamente a superfície do painel, Tipo-N tem aproximadamente 1 μm de espessura, enquanto a camada absorvedora, Tipo-P, é de 100 μm . É ideal que a espessura da camada P seja a menor que o comprimento de difusão da partícula emitida afim de minimizar recombinação (Sahu, et al., Jan. 2025).

A Figura 8 explicita um exemplo de como pode ser a disposição dos componentes essenciais de painéis Monofaciais e Bifaciais, cujas geometrias e composições químicas já se diversificaram significativamente desde a sua concepção e as quais são o tópico que segue neste projeto (Mouhib, et al., 2022).

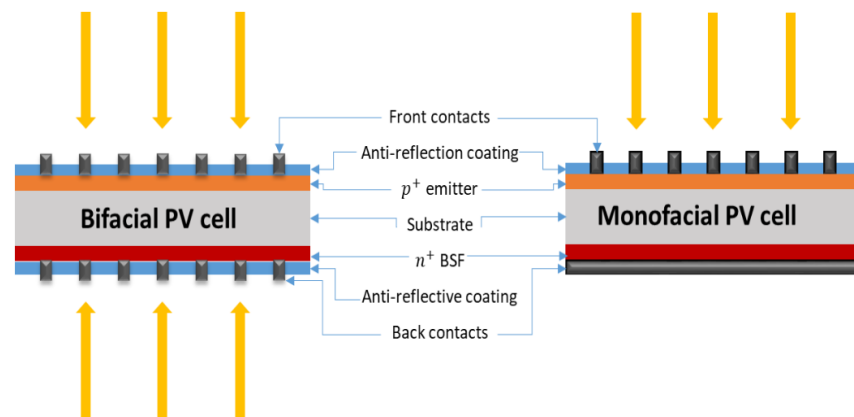


Figura 8 - Estrutura de painéis fotovoltaicos Bifaciais e Monofaciais (Mouhib, et al., 2022).

Se o efeito fotoelétrico é a fonte da geração elétrica do sistema, é necessário também descrever as fontes de dissipação da mesma. Perdas em células fotovoltaicas podem ser agrupadas em dois grandes grupos: perdas intrínsecas e extrínsecas (Wang, et al., 2018). As intrínsecas são apenas mitigáveis em painéis solares com apenas uma banda proibida, e são enumeradas abaixo:

- Perdas ópticas como irradiação não aproveitada devido à reflexão na superfície do painel ou refração através do mesmo.
- Energia descontada devido à energia do fóton ser insuficiente para vencer a banda proibida, disseminada como calor.
- Energia dispersa na forma de calor devido a um quantum de energia superior ao limite superior das bandas de condução, levando ao elétron a liberá-la para se adequar à uma banda adequada. Futuramente referenciada como perda de termalização
- A emissão de radiação de fótons por parte do painel, provenientes da recombinação dos pares na célula. Será referenciada a frente como perda de Boltzmann.
- A perda de Carnot, correspondente a energia que há de ser gasta para a execução de trabalho entre o reservatório quente e frio, sendo estes o Sol e a célula respectivamente.
- Decorrente da incompatibilidade entre os ângulos de absorção e emissão do painel levando a mais dispersão na forma de calor.

Em contrapartidas, as tidas como extrínsecas podem ser enumeradas como

- Recombinação não radiativa dos pares “elétron-buraco”

- As resistências elétricas dos equipamentos
- Absorções “parasíticas”, denominadas assim quando a energia do fóton é retida por átomos indevidos e assim, não geram a corrente elétrica (Dupré, et al., 2016).

A Figura 9 explicita a relação entre a dimensão da banda de energia proibida, “ E_g ” e a dispersão de energia dentre as perdas intrínsecas citadas, além evidentemente, da potência gerada pelo módulo, em função da radiação solar incidente. Vale destacar que no artigo que origina este gráfico é dispensada a incompatibilidade dos ângulos de emissão e absorção, (Hirst, et al., 2011).

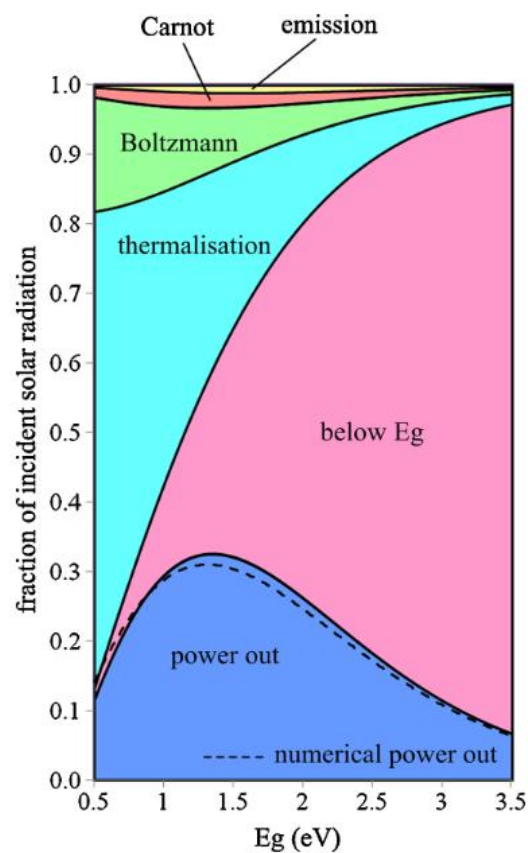


Figura 9 - Perdas Intrínsecas e suas relações com com a banda de valência (Hirst, et al., 2011).

Com o passar dos anos de implementação, as células solares tendem a ter suas capacidades de geração reduzidas por diversos fatores. O fator mais comum é a formação de pontos quentes na sua geometria, além de descoloração de componentes e danos mecânicos a superfície de vidro. Em menor escala são apresentados danos às células em si e a degradação induzida por fótons (abreviado em inglês para PID) (Kim, et al., 2021). A Figura 10 ilustra os tipos de degradação.

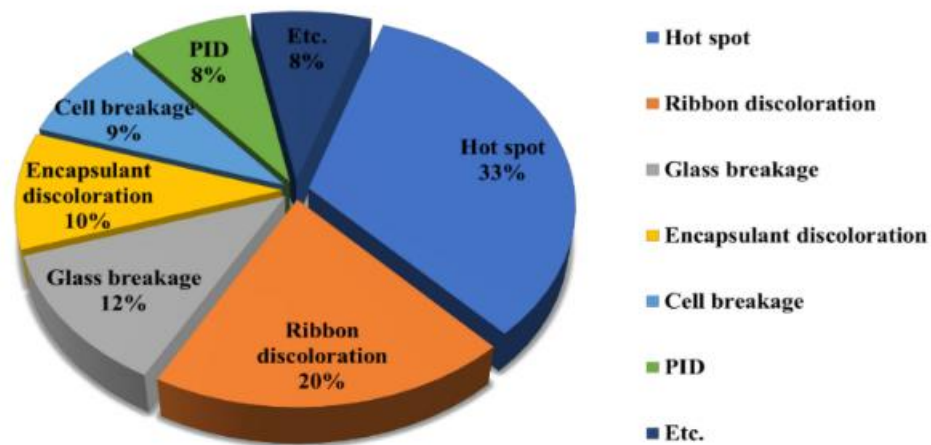


Figura 10 - Representação da degradação dos módulos fotovoltaicos de Si nos últimos 10 anos (Kim, et al.).

Para diagnosticar a degradação dos módulos e das *strings* a curva que relaciona a corrente com a tensão, denominada curva I-V, é uma representação instrumental do atual funcionamento do módulo, tendo utilidade particular em aproximar características como a Corrente de Curto-Circuito (I_{SC}) e a Tensão de Circuito Aberto (V_{OC}) além da Potência Máxima da placa (Gupta, et al., 2016). Uma Curva I-V e sua derivativa a P-V, que representa Potência *versus* Corrente e seus pontos notáveis são apresentados na Figura 11.

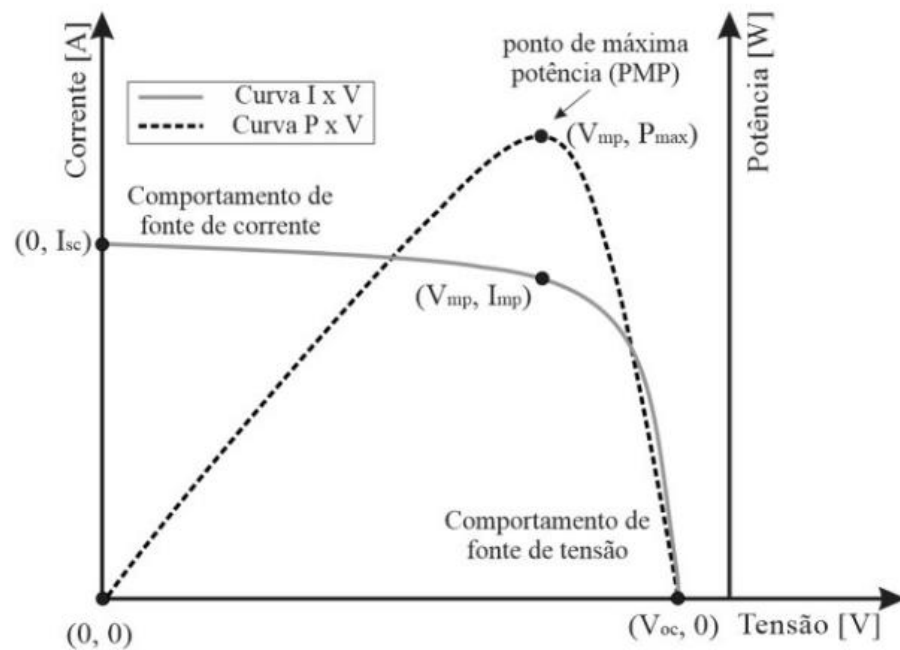


Figura 11 - Curva I-V e P-V padrão de um módulo fotovoltaico (Gupta, et al., 2016).

2.2.2. Tipos de Célula Fotovoltaica

Desde a descoberta do efeito fotoelétrico até o momento atual, a tecnologia já passou por algumas iterações. Notavelmente, os campos de maior estudo e desenvolvimento são os que competem à geometria dos componentes e a composição dos materiais utilizados na sua fabricação. A placa fotovoltaica bifacial é um avanço tecnológico que vem sendo desenvolvido como uma melhoria sobre o design original do painel monofacial desde 1960, como visível numa figura de uma patente dessa década (Figura 12).

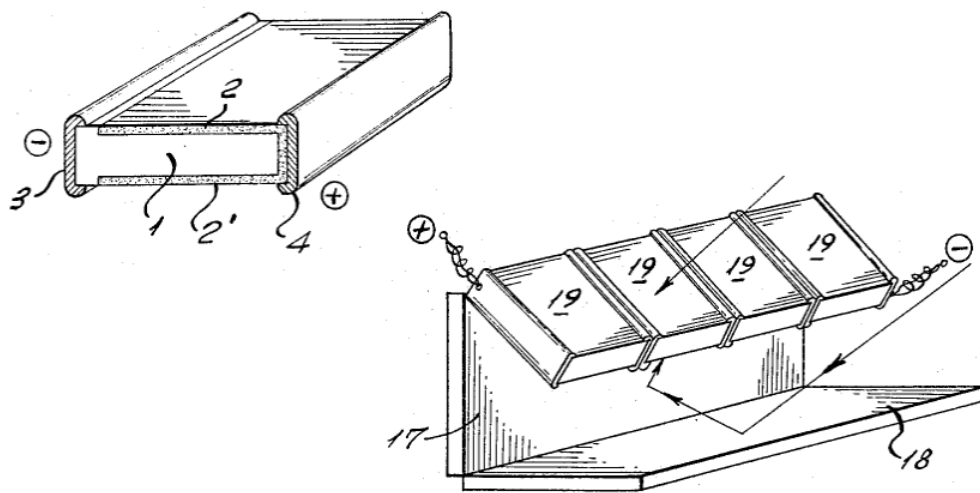


Figura 12 – Ilustração da patente original do painel bifacial (Hiroshi, 1966)

Desde a sua concepção, esta tecnologia se destaca em relação à sua predecessora pela sua capacidade de aumentar a densidade de potência gerada por área de superfície. Este acréscimo se dá pois ela faz uso tanto da irradiação incidente sobre sua face superior, vinda diretamente do Sol, como também da irradiação difusa que incide sobre ambas as faces e finalmente, da irradiação refletida no solo, que é absorvida pela sua face inferior (Ganilha, 2017).

Na literatura (Jain, 1990) postula-se que há dois tipos de Irradiação Solar, a Direta, que é caracterizada por não ter sido refletida em nenhuma partícula ou superfície até chegar no objeto analisado enquanto a Difusa de fato foi. Para a primeira é abreviada sua nomenclatura para DNI e a segunda DIF, enquanto a Global que é a resultante de ambas se denomina GHI.

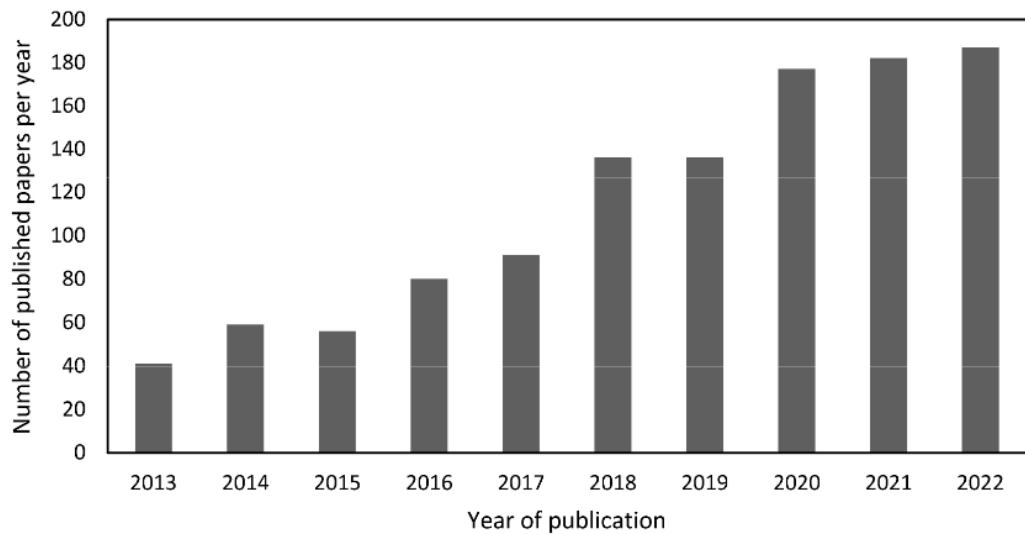


Figura 14 – Número de publicações referentes à painéis bifaciais nos 2013-2022 (Maniscalco , et al., 2024).

A Figura 15, elaborado pelo Laboratório Nacional de Energias Renováveis dos Estados Unidos (NREL), ilustra os avanços realizados nas últimas décadas, descrevendo o acréscimo da eficiência de diversos tipos de painéis, tanto monofaciais quanto bifaciais, com o passar do tempo.

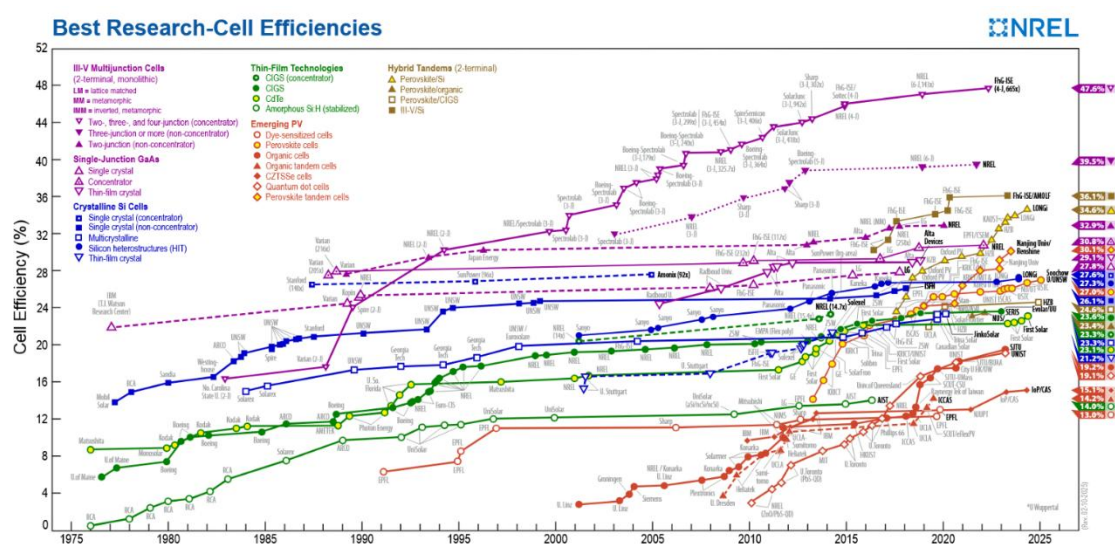


Figura 15 – Evolução das eficiências dos painéis bifaciais no decorrer do tempo

As células solares que inicialmente foram comercializadas eram feitas de semicondutores cristalinos ou policristalinos, como por exemplo o Silício, baseadas em Junções p-n, ilustradas no gráfico em azul. Seguidamente, desenvolveu-se as células de filmes finos, representados em

verde abaixo. Na década de 90, células solares denominadas “emergentes”, dentre as quais se notabilizam as de compostos orgânicos, sensibilizadas por corantes e células de perovskitas, capazes de atingir eficiências mais altas, mas ainda encontram limitações da escala de produção, sendo mais frequentes em laboratórios de teste que em UFVs de grande porte. Estas últimas foram representadas em vermelho.

Por fim, representadas em roxo, representaram-se as tecnologias baseadas em semicondutores do chamado grupo “III-V”, denominados assim dada o seu pertencimento no grupo III e V da tabela periódica. Dispõe de Junções P-N simples, duplas e triplas, são as tecnologias que apresentam os maiores recordes de eficiência, atingindo por volta de 47,1% medido em laboratório da NREL.

Em questão de participação no mercado, as células de Silício apresentam números muito mais notáveis que as demais tecnologias propostas. A tabela Tabela 2 retrata as tendências de participação do mercado das tecnologias que são vistas no mercado.

Tabela 2 - Participação de mercado estimada por tipo de módulo (Instituto de Energia PUC-RIO, 2020).

Tecnologia	Tipo	2014	2020	2030
Baseadas em Si	Monocristalino	92,0%	73,3%	44,8%
	Policristalino			
	Silício Amorfo			
Filmes Finos	CIGS	2,0%	5,2%	6,4%
	CdTe	5,0%	5,2%	4,7%
Outros	Concentradores Solares Fotovoltaico	1,0%	1,2%	0,6%
	OPV e Sensibilizadas por Corantes		5,8%	8,7%
	Silício Cristalino Melhorado		8,7%	25,6%
	CGIS Alternativo, Perovskita e III-V Melhorado		0,6%	9,3%

As denominações presentes acima referem-se a termos abrangentes para os tipos painéis presentes no mercado. Sendo assim, se nota a necessidade de explorar as tecnologias de painéis fotovoltaicos baseados em Silício uma vez que estas representam a parcela mais significativa do mercado. Algumas dessas tecnologias são ilustradas na Figura 16 – Seções transversais dos painéis fotovoltaicos .

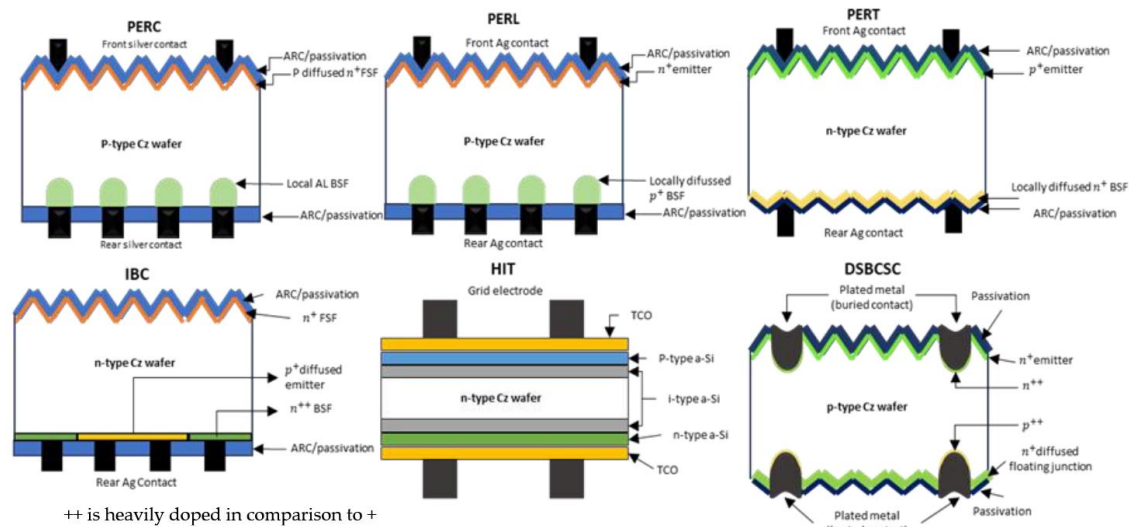


Figura 16 – Seções transversais dos painéis fotovoltaicos (Mouhib, et al., 2022)

A seguir, explicita-se as tecnologias cuja implementação se notabiliza no setor (Mouhib, et al., 2022).

- PERC – Tecnologia cujo nome em inglês significa Emissor Passivado e Célula Traseira, possuem a adicionalmente uma camada passiva dielétrica na sua extremidade inferior, oposta ao Sol, que possibilita que a luz não absorvida tenha a oportunidade de ser refletida para a célula novamente, em uma nova tentativa de absorção. Assim, incrementa-se a eficiência do módulo fotovoltaico por meio da redução da velocidade de recombinação dos pares “elétron-buraco” na superfície do módulo. Pode ser tanto monofacial ou bifacial (Instituto de Energia PUC-RIO, 2020).
- PERT – cujo acrônimo pode ser traduzido como parte traseira do emissor passivado totalmente difundida, normalmente pelo uso de Boro ou Fósforo. Essa tecnologia prioriza tirar máximo proveito das células no que tange à tolerância a impurezas metálicas e à degradação causada pela radiação luminosa. Esta tecnologia apresenta-se no mercado de maneira monofacial ou bifacial (Instituto de Energia PUC-RIO, 2020).
- PERL – A tecnologia, cujo nome pode ser explicitado como “emissor passivado traseiro difundido localmente. Esta geometria tende a combinar as vantagens da PERC e da PERT, tendo a ambas as superfícies frontais e traseiras das células passivadas. Na traseira, a difusão é implementada apenas localmente nos contatos metálicos para minimizar a recombinação, mantendo ainda bom contato elétrico

enquanto a recombinação é minimizada. Painéis PERL podem ser também bifaciais (Instituto de Energia PUC-RIO, 2020).

- IBC – Traduzido para célula solar de contato traseiro integrado tem como característica mais notável que sua camada de difusão conta com semicondutores Tipo P e Tipo N em um arranjo Além disso, elas mantêm todos os elementos metálicos na parte inferior do painel, deixando assim a parte frontal sem nenhum ponto de sombreamento intraestrutural. São sempre bifaciais como o ilustrado Figura 17 (Boukourt, et al., 2019).

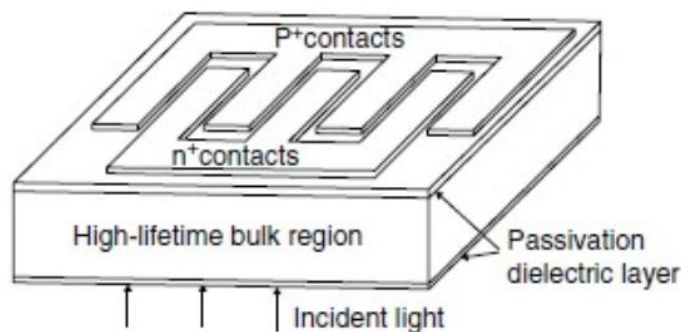


Figura 17 – Célula solar de contato traseiro interdigitado.

- HIT – São um tipo de painel que combina um cristal fino de Silício com camadas ultrafinas de Silício amorfo, geometria que tende a incrementar a eficiência em relação ao PERC, opção comum no mercado. Seu nome pode ser traduzido para painel de junção heterogênea com camada fina intrínseca. Painéis HIT são sempre bifaciais (Vodapally, et al., 2023).
- DSBCSC – Consiste em um painel bifacial formado por semiconductor sutilmente dopado com Fósforo e Boro. Este modelo dispõe de custos mais baixos de fabricação e simplicidade geométrica. Este modelo de painel também pode ser estruturado em forma monofacial (Mouhib, et al., 2022).

2.3. Análise Multicritério de Sistemas Fotovoltaicos

Essa abordagem já foi implementada na bibliografia, inclusive estando sujeita a modificações quanto ao número de aspectos a serem analisadas. A Tabela 3 resume algumas das implementações dessa abordagem na literatura para múltiplos sistemas de geração e armazenamento de energia.

Tabela 3 – Bibliografia acerca da metodologia 4E e variantes.

Artigo	Número de Variáveis	Crítérios	Sistema de Observação
(Zuhur, et al., 2018)	3E	<ul style="list-style-type: none"> • Energia; • Exergia; • Económico-ambiental. 	Sistema heliotérmico com armazenamento para aquecimento e eletricidade de um conjunto habitacional durante o inverno.
(de Carvalho, 2025)	4E	<ul style="list-style-type: none"> • Energia; • Exergia; • Económica; • Ambiental. 	Sistema integrado fotovoltaico com armazenamento via baterias e liquefação de hidrogénio em conjuntos habitacionais no Rio de Janeiro (Brasil) e em Lyon (França).
(Tahir, et al., 2021)	4E	<ul style="list-style-type: none"> • Energia; • Exergia; • Económica; • Ambiental. 	Sistemas de geração de energia diversos
(Sreenath, et al., 2021)	7E	<ul style="list-style-type: none"> • Energia; • Exergia; • Económico; • Ambiental; • Energoeconómico; • Exergoeconómico; • Ambiental-Económico 	Sistema fotovoltaico para suprir 7 aeroportos na Índia.

3. Modelagem dos Painéis Monofacial e Bifacial e da Bateria

Na seção anterior, foram apresentadas as principais características do painel bifacial através de uma perspectiva qualitativa. A seção posterior tem como intuito abranger as ferramentas matemáticas de modelagem do sistema fotovoltaico monofacial, do seu contraste com o bifacial e da bateria para armazenamento da energia gerada por ambos.

3.1. Modelo Matemático para Painel Fotovoltaico Monofacial

A fim de modelar matematicamente o funcionamento de uma célula fotovoltaica, faz-se necessário antes elaborar o circuito equivalente a ela. O mais frequentemente usado considera a célula como um sistema com quatro componentes: um único diodo, uma resistência do *shunt*, a resistência da célula e a resistência total da célula (Kumar, et al., 2024), como observado na Figura 18 (Celik, et al., 2007).

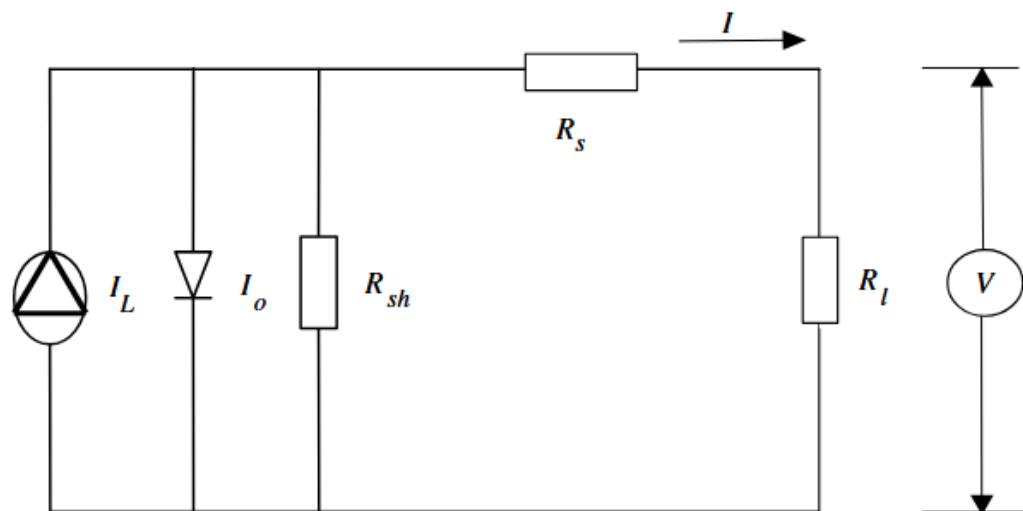


Figura 18 – Circuito equivalente módulo monofacial (Celik, et al., 2007).

Os elementos dispostos na Figura 18 e enumerados a seguir são os necessários para estimar a corrente fotoelétrica, que junta com a tensão resultante da célula, possibilitam estimar a potência (Celik, et al., 2007). Estes são:

- Corrente Fotoelétrica I_L [A] : A corrente gerada pela célula pela adsorção de fótons.
- Corrente de Reversa de Saturação do Diodo I_0 [A]
- Resistência do *Shunt* R_{sh} [Ω]: O *shunt* é um trajeto paralelo ao principal da célula, de alta condutividade, que passa através da junção p-n gerando escapes de corrente não desejados. Eles tendem a ser induzidos por falhas no material cristalino ou no processo de fabricação do painel (Kumar, et al., 2024).
- Resistência em Série do Circuito R_s [Ω]
- Fator de Idealidade de Diodo n ;

Na Equação 1, são relacionadas essas grandezas a fim de estimar a corrente resultante I_{pv} . A grandeza V_t , relativa ao cálculo da voltagem térmica do diodo, é decorrente do fator de idealidade, n , da temperatura T da célula, da carga do elétron q , e da Constante de Boltzmann K :

$$I_{pv} = I_L - I_0 \left[\exp \left(\frac{V + I_{pv} * R_s}{N_s * V_t * n} \right) - 1 \right] - \frac{V + I_{pv} * R_s}{R_{sh}} \quad (1)$$

$$V_t = \frac{n * K * T}{q} \quad \text{com } q = 1,620.10^{-19}C \quad e \quad K = 1,381.10^{-23} \frac{J}{K} \quad (2)$$

É relevante pontuar que essa modelagem não é a única possível e no item 3.2.3 estão expostos demais modelos que se encontram na literatura. Entretanto, o modelo disposto acima é o mais frequentemente usado devido ao fato de que se baseia nos fatores com mais impacto no funcionamento total da célula, junto com o fato de que ele faz uso de informações comumente disponibilizadas pelos fabricantes (Celik, et al., 2007).

É importante pontuar que a corrente e tensão do módulo fotovoltaico são impactadas pelas condições de instalação do mesmo. Dentre essas condições, se destacam aquelas que diferem das condições de teste padrão, (*Standart Testing Conditions* ou STC). Estas são a irradiação solar, G_{STC} , equivalente a $1000 W/m^2$, a temperatura T_{STC} , equivalente a $25^\circ C$ e a massa do ar no valor de $AM 1,5$ (Jordeh, 2016). A Figura 19 ilustra como a implementação do painel solar pode impactar a corrente e tensão de potência máxima do mesmo, que receberam o índice “m”, quando implementado na STC, índice ref e fora. As tensões de circuito aberto, V_{oc} , e a corrente de curto-circuito, I_{sc} , também foram impactadas (Gu, et al., 2020).

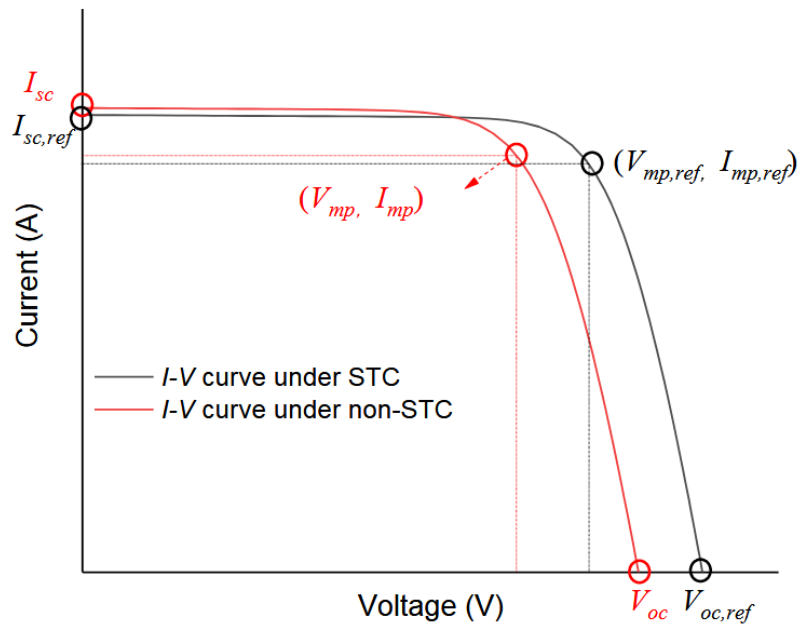


Figura 19 - Gráfico Corrente (A) X Tensão (V) de um módulo sujeito às STCs e fora das mesmas (Gu, et al., 2020).

3.2.Modelos Matemáticos de Painel Fotovoltaico Bifacial

Há ainda diversos modelos propostos a fim de compreender os sistemas apresentados nas sessões anteriores. O mais comum, utilizado em maior escala devido a sua simplicidade é o modelo do Diodo Único (Sahu, et al., Jan. 2025). Tendo em vista sua maior utilização e os resultados observados no artigo (Becerra, et al., 2024), este será o modelo implementado na comparação a ser elaborada. Porém, este não é o único modelo relevante, sendo também postulados modelos com múltiplos diodos que são introduzidos à frente, como o modelo dos Diodos Duplos (Becerra, et al., 2024).

3.2.1.Modelo do Diodo Único

O modelo de Diodo Único, referenciado como SDM, do inglês *Single Diode Model*, se baseia em cinco parâmetros que são necessários para estimar a função matemática relativa à corrente gerada pelo painel bifacial (Gu, et al., 2020), como mostrado na Figura 20.

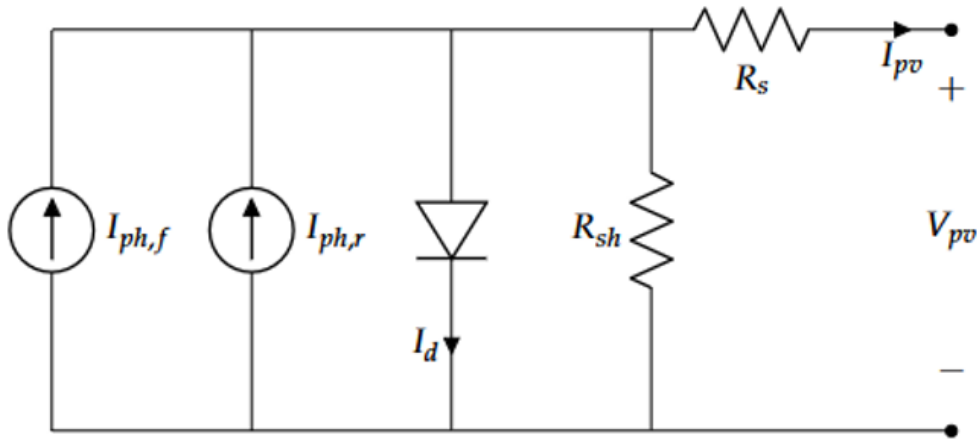


Figura 20 - Circuito Modelo de Diodo Único (Gu, et al., 2020).

Estes são os mesmos relativos ao monofacial, porém, a corrente fotoelétrica I_{ph} pode ser aproximada como a soma das correntes geradas pelas células superiores I_f e do verso do módulo I_r conforme ilustra a Equação 3.

$$I_{ph} = I_f + I_r \quad (3)$$

A fim de estimar a potência de um módulo utilizando este modelo, (Gu, et al., 2020) propõem a **Erro! Fonte de referência não encontrada.** para estimar a corrente resultante de ambas as faces do painel bifacial. Assim, combinando **Erro! Fonte de referência não encontrada.** a $I_{pv} = I_L -$

$$I_0 \left[\exp \left(\frac{V + I_{pv} * R_s}{N_s * V_t * n} \right) - 1 \right] - \frac{V + I_{pv} * R_s}{R_{sh}} \quad (1)$$

, se pode resultar nas **Erro! Fonte de referência não encontrada.** e **Erro! Fonte de referência não encontrada..**

$$I_{pv} = I_L - I_0 \left[\exp \left(\frac{V + I_{pv} * R_s}{N_s * V_t * n} \right) - 1 \right] - \frac{V + I_{pv} * R_s}{R_{sh}} \quad (1)$$

$$I_{pv} = I_{ph} - I_s \left[\exp \left(\frac{V_{pv} + I_{pv} * R_s}{N_s * V_t * n} \right) - 1 \right] - \frac{V_{pv} + I_{pv} * R_s}{R_{sh}} \quad (4)$$

$$I_{pv} = I_f + I_r - I_s \left[\exp \left(\frac{V_{pv} + I_{pv} * R_s}{N_s * V_t * n} \right) - 1 \right] - \frac{V_{pv} + I_{pv} * R_s}{R_{sh}} \quad (5)$$

Na Equação 6, relativa ao cálculo da voltagem térmica do diodo, V_t é o fator de idealidade, n , da temperatura T da célula, da carga do elétron q , e da Constante de Boltzmann K :

$$V_t = \frac{n * K * T}{q} \quad (6)$$

Ademais, no artigo é proposto que os fatores explicitados anteriormente sejam estimados inicialmente nas condições de teste padrão (abreviado em inglês STC) para que depois se possa implementar o modelo em outras condições diferentes dos presentes nesse cenário. Sendo assim, as seguintes estimativas são propostas (Gu, et al., 2020):

1. Para a Tensão Térmica nas condições de STC, onde β é o coeficiente de variação de tensão de circuito aberto com temperatura [% / °C] e α é o coeficiente de variação de corrente de curto-circuito com a temperatura, [% / °C]. O parâmetro E_g representa o quantum de energia do *gap* de valência $1,7936 \cdot 10^{-19}$ J e N_s é o número de células em série em um painel:

$$V_{t,STC} = \left[\frac{\beta * T_{STC} - V_{OC,STC}}{\frac{N_s * T_{STC} * \alpha}{I_{ph,STC}} - 3 * N_s - \frac{E_g * N_s}{K * T_{STC}}} \right] \quad (7)$$

2. Já para Corrente Fotovoltaica nas condições de STC pode ser obtida com a equação a seguir, baseada no fato de que, quando a Tensão de Operação é zero, a Corrente se torna a de Curto-Circuito (Equação 8) (Celik, et al., 2007):

$$I_{ph,STC} \approx I_{SC,STC} \quad (8)$$

3. Em relação a Corrente de Saturação do Diodo nas condições da STC pode ser expressa pela equação a seguir, quando aplicada a condição de se a Tensão atingir a Tensão de Circuito Aberto, a corrente vai à zero é aplicada à Equação 5 (Celik, et al., 2007).

$$I_{0,STC} = I_{SC,STC} * \exp \left(\frac{-V_{OC,STC}}{N_s * V_{t,STC}} \right) \quad (9)$$

4. Quando discutindo a resistência do *shunt* nas condições do STC, (Ma, et al., 2019) propõe que este fator pode ser estimado com a equação a seguir, fazendo uso da propriedade de que em no gráfico IxV, disposto abaixo, a derivada da potência em função da voltagem no ponto de Potência Máxima é 0.

$$R_{sh,STC} = \frac{(V_{MP,STC} - I_{MP,STC} * R_{S,STC}) * (V_{MP,STC} - N_S * V_{t,STC})}{(V_{MP,STC} - I_{MP,STC} * R_{S,STC}) * (I_{SC,STC} - I_{MP,STC}) - N_S * V_{t,STC} * I_{MP,STC}} \quad (10)$$

5. Por fim, o último parâmetro necessário é a Resistência em Série na STC. Esta pode ser estimada através da substituição da **Erro! Fonte de referência não encontrada.**, além da condição que no ponto de potência máxima ($I = I_{MP,STC}$ & $V = V_{MP,STC}$), na **Erro! Fonte de referência não encontrada.** (Ma, et al., 2019). Na Equação 11, que segue, só há uma incógnita, a Resistência em Série na STC. E, portanto, é proposto que se resolva a equação para estimá-la.

$$I_{MP,STC} = I_{pv,STC} - I_{0,STC} \left[\exp\left(\frac{V_{MP,STC} + I_{MP,STC} * R_{S,STC}}{N_S * V_{t,STC}}\right) - 1 \right] - (V_{MP,STC} + I_{MP,STC} * R_{S,STC}) * \frac{[(V_{MP,STC} - I_{MP,STC} * R_{S,STC}) * (I_{SC,STC} - I_{MP,STC}) - N_S * V_{t,STC} * I_{MP,STC}]}{(V_{MP,STC} - I_{MP,STC} * R_{S,STC}) * (V_{MP,STC} - N_S * V_{t,STC})} \quad (11)$$

O modelo do Diodo único também pode ser representado como ilustrado na Figura 21, sendo mais bem descrito como dois circuitos conectados em paralelo cada qual com seu próprio diodo.

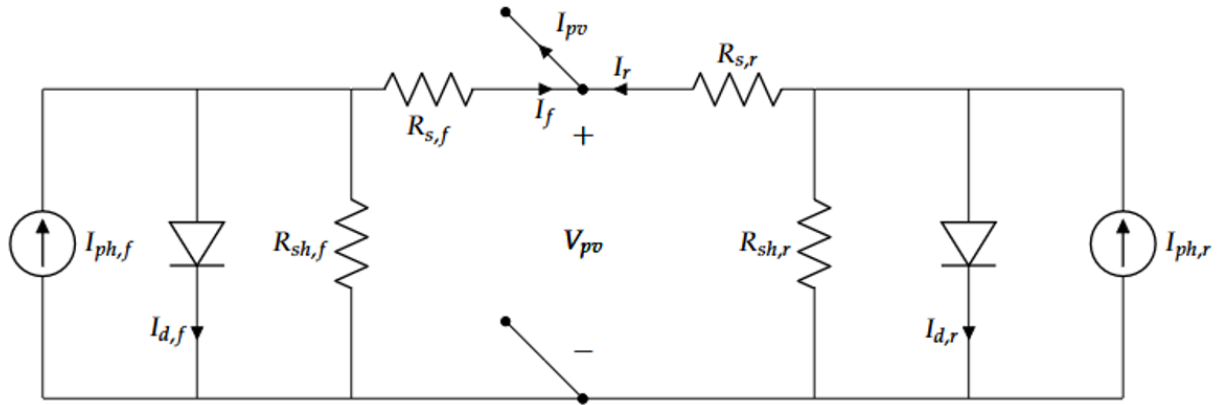


Figura 21 - Circuito Modelo dos Diodos Paralelos (Gu, et al., 2020).

Dessa forma, se pode considerar que, como ilustra as Equações 12, 13 e 14, a corrente I_{pv} pode ser descrita como a soma da produção do painel frontal, representada pelo índice “f” e o do verso, demarcado como “r”.

$$I_{pv,total} = I_{pv,f} + I_{pv,r} \quad (12)$$

$$I_{pv,f} = I_{ph} - I_{s,f} \left[\exp \left(\frac{V_{pv} + I_f * R_{s,f}}{N_s * V_{t,f} * n} \right) - 1 \right] - \frac{V_{pv} + I_f * R_{s,f}}{R_{sh,f}} \quad (13)$$

$$I_{pv,r} = I_{ph} - I_{s,r} \left[\exp \left(\frac{V_{pv} + I_r * R_{s,r}}{N_s * V_{t,r} * n} \right) - 1 \right] - \frac{V_{pv} + I_r * R_{s,r}}{R_{sh,r}} \quad (14)$$

3.2.2. Modelo dos Diodos Duplos

Este modelo se diferencia do anterior por apresentar uma consideração que o painel bifacial é melhor representado pelo circuito abaixo, detentor de mais de um diodo. Ademais, na sua formulação é necessário incluir 2 termos adicionais, totalizando 7 parâmetros a serem estimados para a sua implementação, os fatores de idealidade e as correntes de saturação reversa dos diodos apresentado na Figura 22.

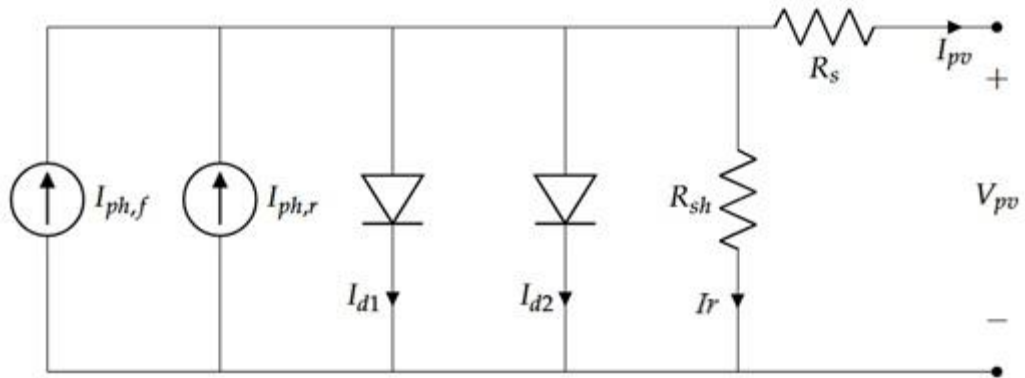


Figura 22 - Circuito Modelo dos Diodos Duplos

Este fato tende a aumentar a sua complexidade, porém sua acurácia, em comparação com o Modelo do Diodo Simples, não é hegemonicamente reconhecida. Segundo (Ahmed, et al., 2022) postula-se que esse modelo traz uma previsão mais precisa do funcionamento dos módulos bifaciais, em particular da junção p-n. Porém, os resultados apreciados em (Becerra, et al., 2024) consideraram que sua implementação do modelo, seguindo a metodologia proposta

em (Janssen, et al., 2015), trouxe resultados com índices de erro em torno de 75% em contrapartida aos 10%, que o modelo mais simples apresentou.

As equações 15 a 17 descrevem o modelo, com os índices “1” e “2” representando cada um dos diodos e “r” relativo à resistência do *shunt*. Ademais, I_{01} e I_{02} são as correntes de saturação reversa de seus respectivos diodos. Por fim, n_1 e n_2 são os fatores de idealidade dos diodos. I_r é calculado conforme explicitado no modelo de diodo único.

$$I_{pv,total} = I_{ph,f} + I_{ph,r} - I_{d1} - I_{d2} - I_r \quad (15)$$

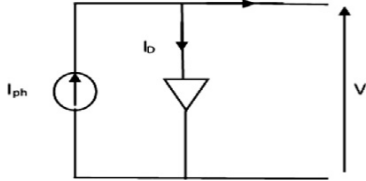
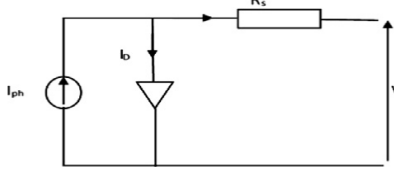
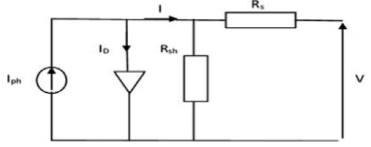
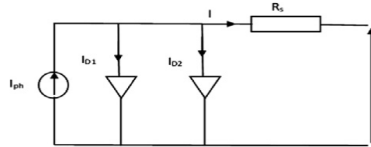
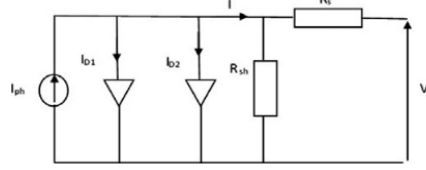
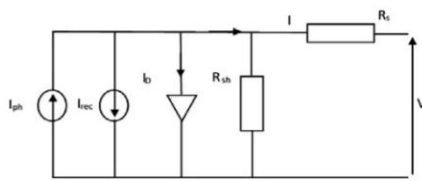
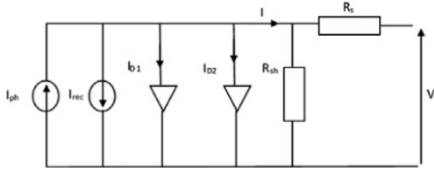
$$I_{d1} = I_{01} \left[\exp \left(\frac{V_{pv} + I_{pv} * R_{s,r}}{n_1 * V_{t,r}} \right) - 1 \right] \quad (16)$$

$$I_{d2} = I_{02} \left[\exp \left(\frac{V_{pv} + I_{pv} * R_{s,r}}{n_2 * V_{t,r}} \right) - 1 \right] \quad (17)$$

3.2.3. Demais modelos teóricos

Os dois modelos apresentados são os mais comumente estudados, (Tossa, et al., 2014) elaborou um compêndio compreensivo das metodologias mais estabelecidas para painéis monofaciais que já foram utilizados como base para modelar os bifaciais.

Tabela 4 – Modelos teóricos de modelagem de painel fotovoltaico (Tossa, et al., 2014).

Grupo	Modelo	Parâmetros	Circuito Equivalente
Diodo Simples	Modelo de 3 Parâmetros	I_{ph}, n, I_0	
Diodo Simples	Modelo de 4 Parâmetros	I_{ph}, n, R_s, I_0	
Diodo Simples	Modelo de 5 Parâmetros	$I_{ph}, n, R_s, R_{sh}, I_0$	
Diodo Duplo	Modelo de 6 Parâmetros	$I_{ph}, R_s, n_1, n_2, I_{01}, I_{02}$	
Diodo Duplo	Modelo de 7 Parâmetros	$I_{ph}, R_s, R_{sh}, n_1, n_2, I_{01}, I_{02}$	
Modelos Elétricos com corrente de recombinação dos pares	Diodo Único	$I_{ph}, R_s, R_{sh}, n, I_0, \mu_\tau$	
Modelos Elétricos com corrente de recombinação dos pares	Modelo de 7 Parâmetros	$I_{ph}, R_s, R_{sh}, n_1, n_2, I_{01}, I_{02}, \mu_\tau$	

O modelo de Diodo Único foi escolhido para simplificar a modelagem matemática sem comprometer a qualidade dos resultados.

3.3. Modelo Matemático para as Baterias

Nos casos nos quais o sistema de armazenamento de energia será considerado, ele consistirá em um conjunto de bateria de Lítio. Sua capacidade estima-se a partir de um processo iterativo que faz uso do conceito de Estado de Carregamento (State of Charge, em inglês, abreviado para SOC), que representa o percentual de carga da bateria frente a sua capacidade total de armazenamento. Como premissa de projeto estipula-se que a bateria deva operar entre 20 e 80%, maximizando assim a vida útil do equipamento (Wikner, et al., 2018).

As Equações 18 e 19 representam o SOC em função do tempo para o cenário de carga e descarga, respectivamente, podem ser observadas abaixo, em adição às especificações da bateria (de Carvalho, 2025).

$$SOC(t) = SOC(t - 1) \cdot (1 - \sigma) - \frac{E_{elet}}{\eta_{b,dis} \cdot \eta_{b,conv} \cdot Cap_b} \quad (18)$$

$$SOC(t) = SOC(t - 1) \cdot (1 - \sigma) - \frac{E_{elet}}{\eta_{b,dis} \cdot \eta_{b,conv} \cdot Cap_b} \quad (19)$$

Nelas, σ representa a taxa de descarga interna da bateria, $\eta_{b,cha}$ é o coeficiente de eficiência de carga da bateria, $\eta_{b,dis}$ o de descarga, $\eta_{b,conv}$ a eficiência de conversão energética, cap_{bat} é a capacidade da bateria e, por fim, E_{cha} e E_{dis} são as energias sendo injetadas e retiradas das baterias respectivamente.

4 Metodologia

4.1. Metodologia da Análise 4E

A metodologia 4E propõe uma abordagem multifacetada para a comparação entre soluções de engenharia sob diferentes lentes, sendo estas as eficiências, energética e exergética, além do seu impacto ambiental e econômico (Tahir, et al., 2021).

4.1.1. Análise Energética

Quando abordada a comparação sob a ótica da geração energética, é necessário que haja um incremento da eficiência energética do sistema para que o painel bifacial tenha resultados satisfatórios. Este ponto é abordado e reforçado na literatura (Juaidi, et al., 2023) e as conclusões tiradas são que de fato o painel monofacial tende a gerar menos energia por área de instalação que o bifacial quando implementados em condições semelhantes e a análise energética que será elaborada deve retratar isso. A eficiência analisada nessa seção pode ser descrita através do conjunto de Equações 20 e 21, relacionando a eficiência energética η_1 , às grandezas de consumo horário de energia dos habitantes do conjunto habitacional suprido pelo sistema $[C_H]$, a energia armazenada na bateria $[En_{bat}]$, a energia excedente entre a geração e a demanda horária $[En_{delta}]$ e toda a energia irradiativa recebida pelo arranjo fotovoltaico proveniente do Sol $[En_{solar}]$, todas em kWh. Caso o fluxo de energia do sistema com o *grid* seja de caráter injetor ou não, irá alterar sua relação com as demais grandezas para o cálculo da eficiência energética.

$$\eta_1 = \frac{C_H + En_{bat} + En_{delta} * p}{En_{solar}}, se \ En_{delta} > 0 \quad (20)$$

$$\eta_1 = \frac{C_H + En_{bat}}{En_{solar} + En_{delta}}, se \ En_{delta} < 0 \quad (21)$$

Na Equação 20, p é um fator de aproveitamento da energia injetada. Foi estimado que apenas 90% da energia que é cedida para o *grid* pode ser recuperada em um instante no qual a demanda exceda a produção fotovoltaica.

O termo En_{solar} , presente na Equação 20 e 21 representa a energia incidente sob o painel fotovoltaico onde G é a Irradiação Global Horizontal, medida em kW/m^2 pela estação solarimétrica.

$$En_{solar}^{mono} = G * A_{cel} \quad (22)$$

Como está sendo analisado o painel bifacial é necessário considerar o índice de reflexividade, chamado albedo, do solo. Na equação 23, o albedo recebe o sinal α .

$$En_{solar}^{bi} = (G * A_{cel} + G * \alpha * A_{cel}) \quad (23)$$

4.1.2. Análise Exergética

A análise exergética retrata quão próximo de um processo ideal o sistema está, podendo a exergia em si ser interpretada como um limite máximo teórico de trabalho reversível que pode ser obtido no sistema (de Carvalho, 2025), e é uma grandeza útil para averiguar a eficiência termodinâmica do sistema. Na bibliografia, postula-se que a fórmula possa ser usada para estimar a eficiência exergética de um painel bifacial em operação (Petela, 2003).

$$\Psi = \eta_2 = \frac{\dot{W}_{PV}}{\dot{E}x_{sol}} = \frac{i * V}{G * A * \left(1 - \frac{4}{3} * \frac{T_0}{T_{sol}} + \frac{1}{3} * \left(\frac{T_0}{T_{sol}} \right)^4 \right)} \quad (24)$$

Na Equação 24, T_0 representa a temperatura média, T_{sol} é a temperatura do Sol, aproximada para 5800 K e \dot{W}_{PV} , equivalente a potência fotovoltaica total, estimada pelo produto da corrente gerada i pela tensão do V .

4.1.3. Análise Econômica

É imprescindível para a análise de viabilidade dos sistemas propostos que haja a comprovação da viabilidade financeira do empreendimento. Como base de parâmetro de custo total do sistema fotovoltaico foi usado o relatório (Greener, 2025), que analisa o setor anualmente. Nesse, é proposto o infográfico da Figura 23, retratando os preços, em real por Wp, de sistemas de diferentes capacidades e como essa métrica flutuou nos últimos 5 anos.

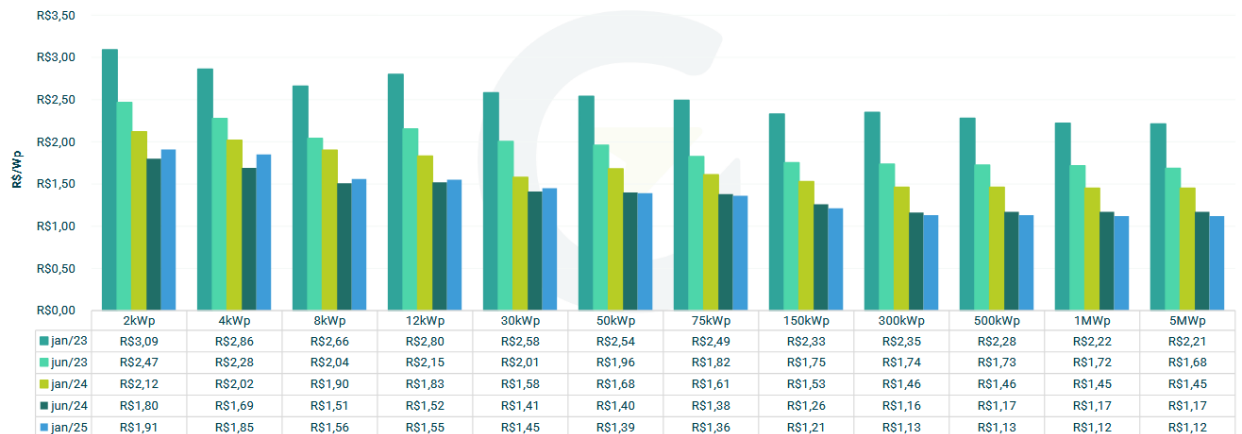


Figura 23 – Custo dos *kits* fotovoltaicos no decorrer dos últimos 5 anos (Greener, 2025),.

O relatório faz a útil separação entre os custos dos *kits* fotovoltaicos, compostos por módulos fotovoltaicos, inversores, sistemas de montagens, cabeamento e sistema de proteção, dos custos de integração, que podem ser compreendidos como custos de instalação do sistema. A Figura 24 pontua os custos apenas da instalação dos painéis, sendo assim uma fonte útil para a estimativa de custo final de todos os sistemas propostos.



Figura 24 – Custo de instalação dos sistemas fotovoltaicos no decorrer dos últimos 5 anos (Greener, 2025),.

A partir destes valores se pode estimar o investimento necessário para se implementar quaisquer das soluções propostas, denominado do inglês para “despesas de capital” (*Capital Expenditure*), recebe a sigla CAPEX. Além do CAPEX, é também necessário estimar os custos e a receita operacionais da operação do sistema. O primeiro desses, resumido por “despesas de operacionais” (*Operational Expenditure*) é abreviado para OPEX e também foi calculado fazendo uso dos dados do relatório acima (Verbrugge, et al., 2006).

Para os demais custos (Kumbaroğlu, et al.) propõe uma comparação dos custos de implementação e manutenção de dois painéis fotovoltaicos um monofacial e um bifacial sob mesmas condições.

Tabela 5 – Comparação de custos observados em (Kumbaroğlu, et al.).

Características dos Painéis	Sistema I	Sistema II
	Monofacial	Bifacial
Potência do Pannel [W]	390 Wp	385 Wp
Custo dos Painéis [\$ / Wp]	0,25	0,295
Investimento Total [\$]	\$24.392.649	\$26.489.979
Custos de Manutenção [\$ / Ano]	\$315.000	\$245.000

Os valores absolutos apresentados acima foram utilizados para criar uma estimativa relativa de custos, precificando o módulo bifacial como 18% mais caro que um monofacial de potência aproximadamente igual. Ademais, normalizou-se que os custos de operação do sistema com módulo monofacial é em torno de 1,29% do valor absoluto investido no projeto, em comparação com o 0,93% daquele com bifacial. Sendo r_{op} o fator de proporção entre CAPEX e OPEX previsto em (Kumbaroğlu, et al.)

Tabela 6 – Estimativa de custos R\$/Wp de sistemas fotovoltaicos por faixa de potência pico [kWp]
(Greener, 2025),.

Potência [kWp]	Custos do <i>Kit</i> Mono [R\$ / Wp]	Custos do <i>Kit</i> Bi Aproximado [R\$ / Wp]	Custo de Implementação [R\$ / Wp]
2	1,91	2,25	1,73
4	1,85	2,18	1,03
8	1,56	1,84	0,86
12	1,55	1,83	0,72
30	1,45	1,71	0,71
50	1,39	1,64	0,80
75	1,36	1,60	1,15
150	1,21	1,43	1,11
300	1,13	1,33	1,10
500	1,13	1,33	1,05
1000	1,12	1,32	1,06
5000	1,12	1,32	1,04

Para a precificação da bateria dos Sistemas II e IV estimou-se a partir mercado internacional que, em 2025, precificam os custos estão em torno de 150,00 dólares por kWh, ou R\$ 800,00 (BSLBATT Lithium, 2025) e sua capacidade total foi dimensionada seguindo a metodologia descrita no item 3.3 do relatório.

A partir destes valores se pode estimar o montante necessário para se calcular o CAPEX e o OPEX dos sistemas analisados. Os índices da equação que segue significam respectivamente kit para os custos do *kit* fotovoltaico, mon para os custos de montagem e implementação do sistema e bat da bateria.

$$\text{CAPEX [R\$]} = C_{\text{kit}} + C_{\text{mon}} + C_{\text{bat}} \quad (25)$$

$$\text{OPEX [R\$]} = \text{CAPEX} * r_{\text{op}} \quad (26)$$

Para estimar a receita do empreendimento, é necessário implementar forma de precificar a energia gerada e consumida pelos sistemas. Com esse intuito, fez-se uso da tarifa de 0,883 R\$ / kWh da tabela da concessionária LIGHT no período de 2021 (LIGHT, 2025). A essa tarifa multiplicou-se a diferença entre a energia excedente produzida pela planta que gera créditos, em kWh, valor positivo, ou retirada do grid, valor negativo, (E_{grid}) com o sistema operando e a demanda, em kWh, (D) de energia que seria retirada do grid sem nenhum sistema fotovoltaico implementado. Assim, a receita operacional pode ser descrita a seguir:

$$R [R\$] = 0,883 \left[\frac{R\$}{\text{kWh}} \right] * (E_{\text{grid}} * \rho - D) [\text{kWh}] \quad (27)$$

A fim de aproximar finalmente o fluxo de caixa durante o tempo e assegurar a viabilidade financeira do empreendimento, utilizou-se da ferramenta do Valor Presente Líquido (VPL) e do Fluxo de Caixa Financeiro (FCF), apresentadas nas equações 28 e 29, respectivamente.

$$\text{VPL} [R\$] = - \text{CAPEX} + \sum_1^{30} \frac{(-\text{OPEX}_j + R_j)}{(1 + j)^t} \quad (28)$$

$$\text{FCF}_j [R\$] = \text{FCF}_{j-1} + \frac{(-\text{OPEX}_j + R_j)}{(1 + j)^t} \quad (29)$$

A taxa de juros (j) foi estimada em 10% ao ano e a estimativa de vida do sistema em 30 anos. Para este critério, considera-se que o sistema é ao menos economicamente viável se seu VPL ao final do tempo de vida seja positivo. O FCF permite verificar, com a passagem do tempo, a amortização dos custos e o comportamento dos lucros do investimento.

4.1.4. Análise Ambiental

Como mencionado anteriormente, para que se atinjam as metas propostas pelas organizações internacionais que visam a conservação dos biomas terrestres e a capacidade humana de permanecer de maneira sustentável no planeta, um resultado positivo quanto a viabilidade ambiental é inexorável frente ao processo de tomada de decisão acerca dos impactos de implementação de tecnologias futuras.

Indo ao encontro desse fato, fez-se necessário metrificar as consequências ambientais das soluções técnicas sendo avaliadas, a fim de intuir conclusivamente desempenham melhor suas funções sob esta ótica. A ferramenta utilizada adiante é uma avaliação de massa, em quilogramas, de dióxido de carbono (CO_2) equivalente emitida para fabricação e operação de cada componente, além da emissão basal devido ao uso da eletricidade da concessionária. Assim, é relevante explicitar os valores emitidos para as emissões de dióxido de carbono durante a fabricação até o eventual fim da vida de funcionamento dos equipamentos, período esse comumente denominado de berço ao túmulo ou, do inglês, *cradle-to-grave*. A Figura 25 (Wikoff, et al., 2022) compara os impactos em kg/kWh da fabricação e operação de dois tipos

de painel fotovoltaico, um de Cádmiio-Telúrio e o outro, o qual utiliza-se como referência nesta análise, de Silício.

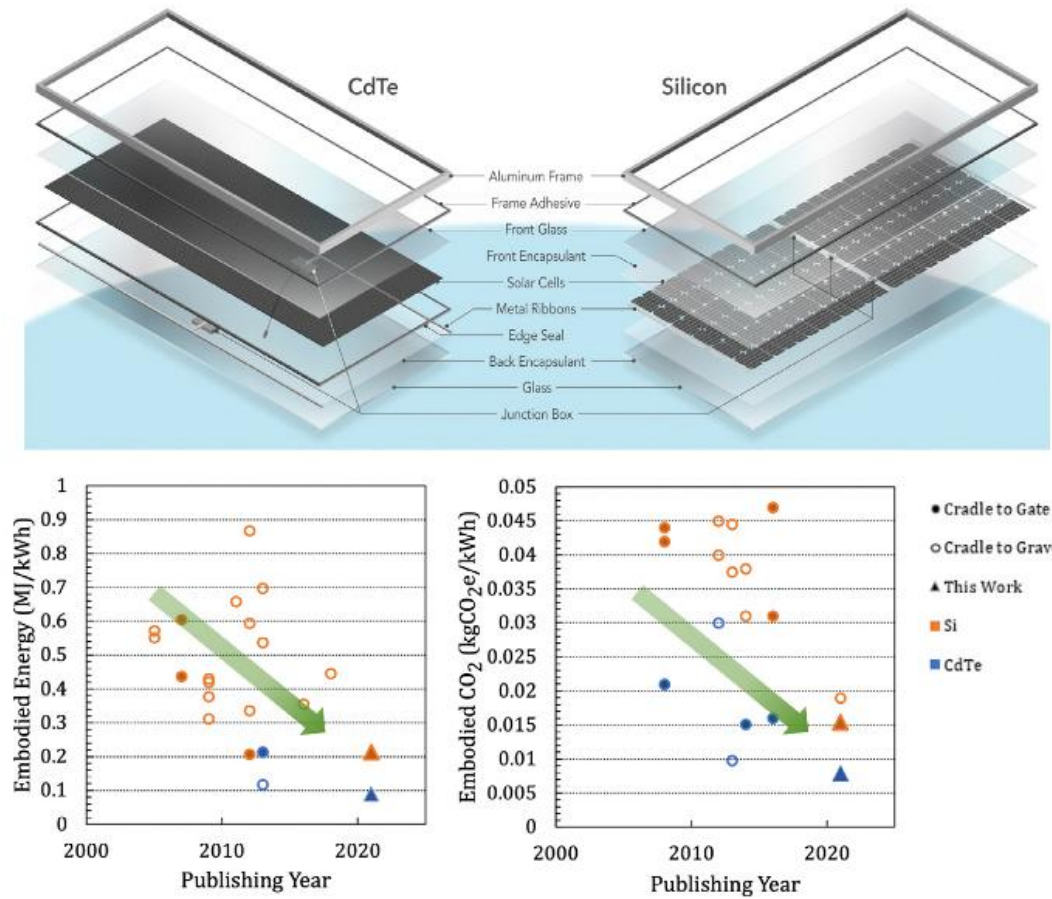


Figura 25 – Emissões [kg/kWh] de módulos fotovoltaicos de CdTe e Si (Wikoff, et al., 2022).

Ademais, é de interesse compreender a diferença entre o impacto ambiental do módulo monofacial para o bifacial. (Xiaojie, et al., 2021) calculou o impacto, em g de CO₂eq por kWh, de diferentes tipos de módulos fotovoltaicos durante sua vida útil chegando até o impacto de seu descarte, conforme mostrado na Figura 26.

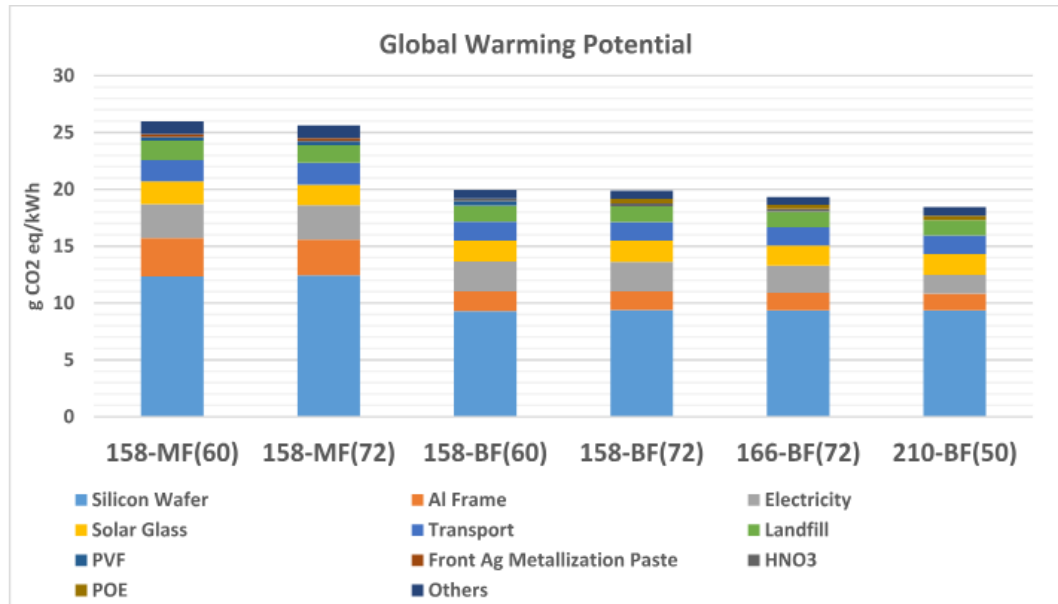


Figura 26 – Emissões [g/kWh] de módulos fotovoltaicos Monofaciais e bifaciais *cradle-to-grave* (Xiaojie , et al., 2021).

Os modelos são identificados por códigos alfanuméricos de 7 algarismos, sendo os 3 primeiros a família do modelo (158, 166 e 210), as letras retratam se é monofacial (MF) ou bifacial (BF) e o número de células por face (60, 72 e 50 unidades). Evidencia-se nele que o impacto de módulos bifaciais tende a ser menor. É justificado que isso se dá devido ao fato de que, ao invés de deterem a chapa de metal (frequentemente Al no seu verso), eles fazem uso de compósitos como o vidro para captar a irradiação no verso. Este material tende a ser menos poluente. Sendo assim, tendo em vista os resultados seguintes, estimou-se que o impacto do módulo bifacial é aproximadamente 23% menos emissor que o monofacial (Xiaojie , et al., 2021).

Já para o inversor, (Campos, et al., 2024) estimaram que, para um inversor de 20 kHz as emissões de manufatura e transporte do equipamento sejam respectivamente 149 e 23 kg de CO₂eq por unidade de inversor de 250 kWp de potência nominal. Esses valores foram normalizados para adequarem-se a instalação dos sistemas analisados e obteve-se 0,688 kg CO₂eq / kWp.

O sistema de armazenamento composto por baterias de Lítio teve sua contribuição dimensionada com base nos resultados comparados em (Kim, et al., 2016). Nesta análise considerou-se os valores mais conservadores de impacto das baterias de Lítio, *cradle-to-grave*, em torno de 200 kg CO₂eq / kWh de capacidade da bateria.

Finalmente, é necessário estimar as emissões basais de provenientes da geração de energia vindas da matriz energética brasileira. Para isso referencia-se a publicação do Balanço Energético Nacional 2025 (BEN 2025), emitido pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) mineral (Empresa de Pesquisa Energética, 2025). Nele, estima-se que são emitidos 59,9 kg de CO₂ / MWh gerado no Brasil. Assim, os valores obtidos para as emissões dos componentes podem ser compilados na Tabela 7 .

Tabela 7 – Estimativa de massa de CO₂ equivalente emitido durante a fabricação e geração energética dos elementos do sistema.

Equipamento / Sistema	Índice	Unidade da Emissão	Valor
Monofacial	$m_{CO_2}^{mf}$	[kg CO ₂ eq / kWp]	0,098
Bifacial	$m_{CO_2}^{bi}$	[kg CO ₂ eq / kWp]	0,075
Inversor	$m_{CO_2}^{inv}$	[kg CO ₂ eq / kW]	0,688
Bateria	$m_{CO_2}^{bat}$	[kg CO ₂ eq / kWh]	200,000
Geração da Matriz	$m_{CO_2}^{grid}$	[kg CO ₂ eq / MWh]	0,0599

Assim, podemos escrever as equações abaixo, estimando as emissões de cada um dos componentes. Os índices mf, bi, inv, bat, grid e bau correspondem a monofacial, bifacial, inversor, bateria, *grid* e do inglês “*business as usual*”, ou seja, sem a implementação de nenhum sistema fotovoltaico. Foi considerado um fator de 10% acrescido a potência pico do sistema para a potência nominal do inversor para que ele esteja suficientemente dimensionado. W_p corresponde a potência pico da usina, c_{bat} a capacidade da bateria, E_{grid} a energia total fornecida ao grid de cada solução e D a demanda basal de energia considerada.

Finalmente, a viabilidade ambiental de cada sistema pode ser avaliada como a diferença entre o somatório resultante da adição das emissões de seus componentes, $e_{CO_2}^{sist}$, e $e_{CO_2}^{bau}$.

$$\Delta_{CO_2} [kgCO_2eq] = e_{CO_2}^{sist} - e_{CO_2}^{bau} \quad (30)$$

Se o resultado de $\Delta_{CO_2} < 0$, o sistema apresenta uma melhoria em relação as emissões geradas quando comparado com as emissões sem a implementação do mesmo.

4.2.Descrição do Sistema

Para a simulação do desempenho dos módulos, quando integrados tanto a sistemas com armazenamento e sem, com o intuito de suprir a demanda horária de energia de um conjunto habitacional de pequeno porte, foram propostas as combinações expostas na Tabela 8. A esses cenários serão aplicados os critérios das lentes da 4E explicitados no 4.1.

Tabela 8 – Matriz de combinações entre soluções

Sistema	Tipo de Pannel Fotovoltaico	Presença de Armazenamento de Energia
I	Painel Monofacial	Sem armazenamento (<i>on-grid</i>)
II	Painel Monofacial	Com armazenamento (<i>off-grid</i>)
III	Painel Bifacial	Sem armazenamento (<i>on-grid</i>)
IV	Painel Bifacial	Com armazenamento (<i>off-grid</i>)

A potência dos sistemas for dimensionada para chegar o mais próximo possível de atender o consumo total dos usuários decrescido de 1200 kWh ao ano, uma vez que esse valor corresponde a mínima fatura para ser conectado à rede; não há benefícios financeiros no âmbito residencial de ter um perfil como gerador para o *grid* e assim, limitou-se a potência dos sistemas com isso em mente.

Para melhor ilustrar os elementos gerais comuns aos cenários explicitados na Tabela 8, segue a Figura 27.

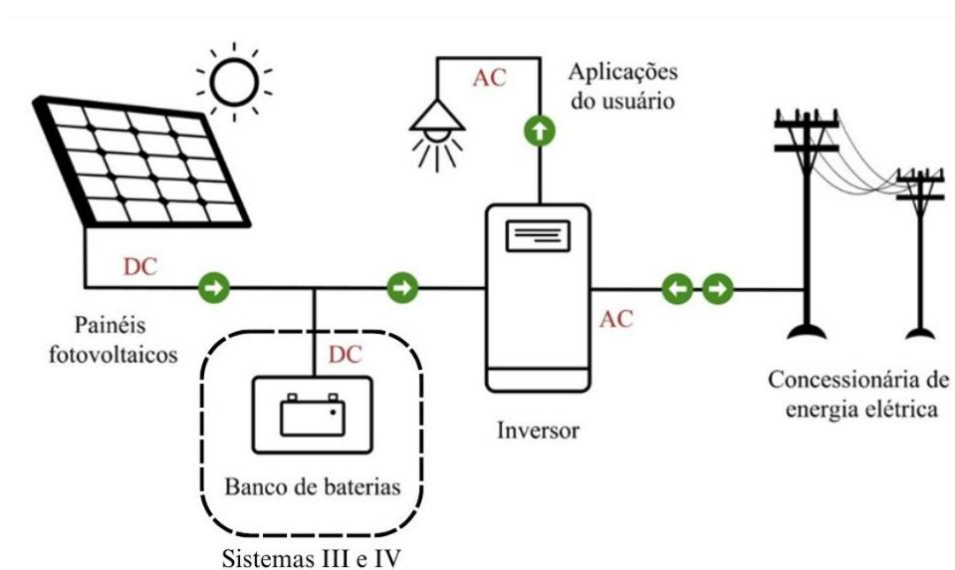


Figura 27 – Visão geral dos sistemas (autoria própria) .

A lógica de armazenamento de energia do sistema seguiu baseada na quantidade de energia excedente disponível a cada instante, ou seja, a diferença entre a produção do sistema e a demanda horária. Caso a bateria tivesse a capacidade de armazenar energia sobressalente sem exceder seu limite máximo, ela o faria e seria injetado na rede o resto. Caso a bateria já estivesse operando no limite máximo de carga, 80%, a energia excedente seria inteiramente injetada no *grid*. Caso contrário, e a demanda fosse maior que a energia sendo produzida, a bateria cederia energia suficiente até que atingisse seu piso, 20% de capacidade total, para suprir a demanda e o resto faltante seria puxado do *grid*. Finalmente, se a bateria já estivesse operando no seu piso, a demanda horaria seria suprida inteiramente da energia proveniente da rede da concessionária. Assim, o dimensionamento da capacidade total da bateria do sistema foi feito de forma a que ela operasse apenas nessa faixa.

A Figura 28 retrata os fluxos de energia vigentes entre o sistema fotovoltaico e os demais elementos do sistema.

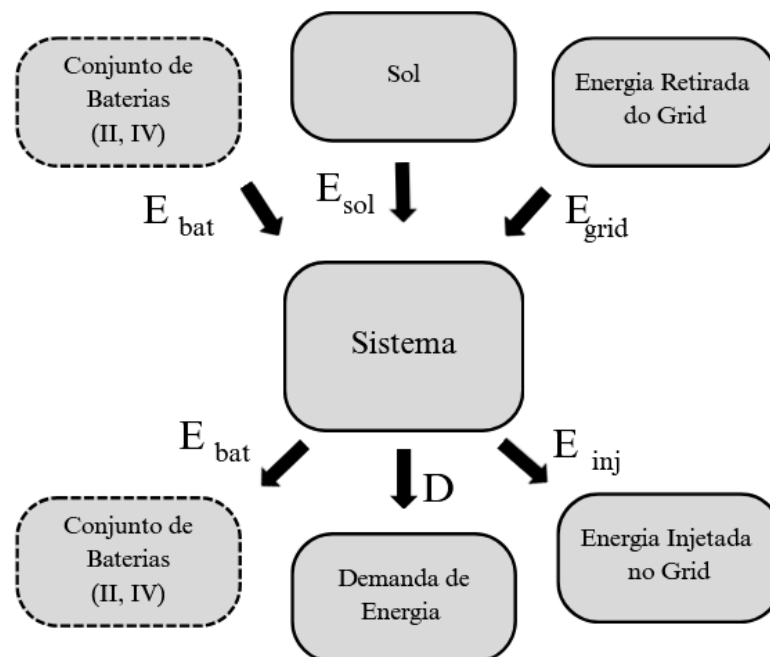


Figura 28 – Fluxos de energia no sistema (autoria própria).

O *grid* e o conjunto de baterias aparecem repetidamente pois ele pode tanto alimentar o sistema com energia como também receber a energia gerada, dependendo se houver energia disponível para satisfazer a demanda ou não.

Com o intuito de estudar a viabilidade de um leque de opções de instalações fotovoltaicas, serão consideradas quatro instalações diferentes, seguindo o que foi discutido anteriormente. Primeiro considera-se comparar o desempenho de painéis bifaciais, quando comparados com os monofaciais. Além disso, contrasta-se o desempenho de um conjunto de baterias de Lítio com um sistema que injeta a energia diretamente para a rede da concessionária, sem nenhum tipo de armazenamento intermediário.

Para a modelagem da geração de energia pelos painéis fotovoltaicos, faz-se necessário utilizar dados meteorológicos para estimar seus respectivos funcionamentos. Assim, usou-se dados meteorológicos fornecidos do Instituto Nacional de Estudos e Pesquisas (INEP), instituição que realiza medições periódicas ao redor da cidade do Rio de Janeiro. Da estação solarimétrica instalada em Xerém, fornecem dados horários de Irradiação Solar Horizontal (GHI) [kW/m^2], Temperatura [$^{\circ}\text{C}$] e velocidade do vento [m/s] para os cálculos que seguem nas 29 a 32

Durante o ano analisado a Irradiação Global Horizontal variou como mostra a Figura 29, tendo seu máximo em $1.057,20 \text{ W/m}^2$ e seu valor médio de $0,17 \text{ W/m}^2$.

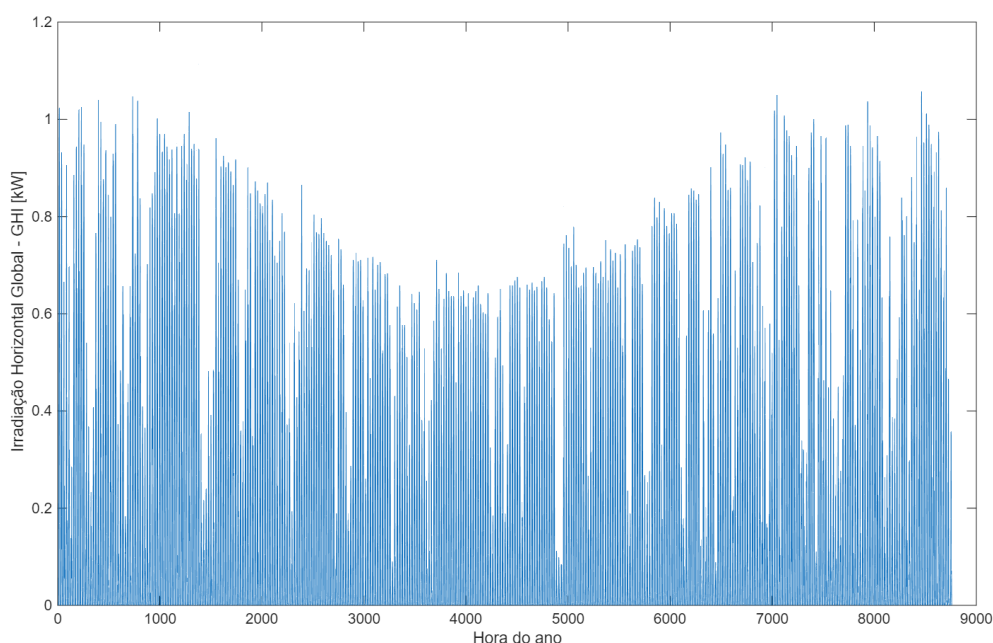


Figura 29 – Irradiação Global Horizontal por horária.

Os dados de irradiação solar durante o ano de 2021 foram separados por mês e expostos na Figura 30. Como esperado os meses de verão, em particular janeiro, teve as maiores medições e particularmente setembro foram medidas as menores radiações.

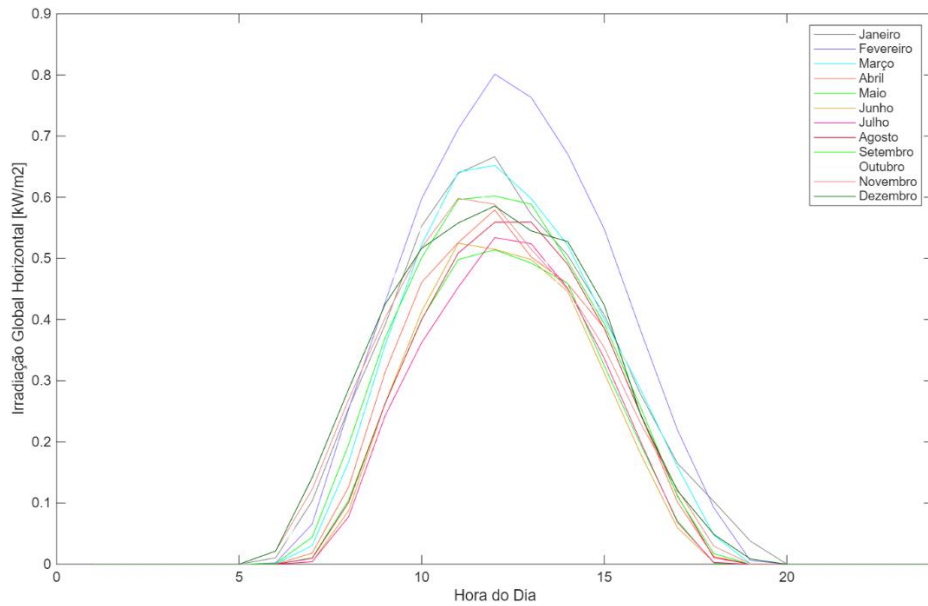


Figura 30 – Irradiação Global Horizontal por hora do dia de cada mês.

Os dados de temperatura medidos durante o ano de 2021 foram expostos na Figura 31. Durante o ano analisado a temperatura oscilou entre o seu mínimo de 9,9 °C e seu máximo de 39,30 °C, tendo como valor médio 22,80 °C.

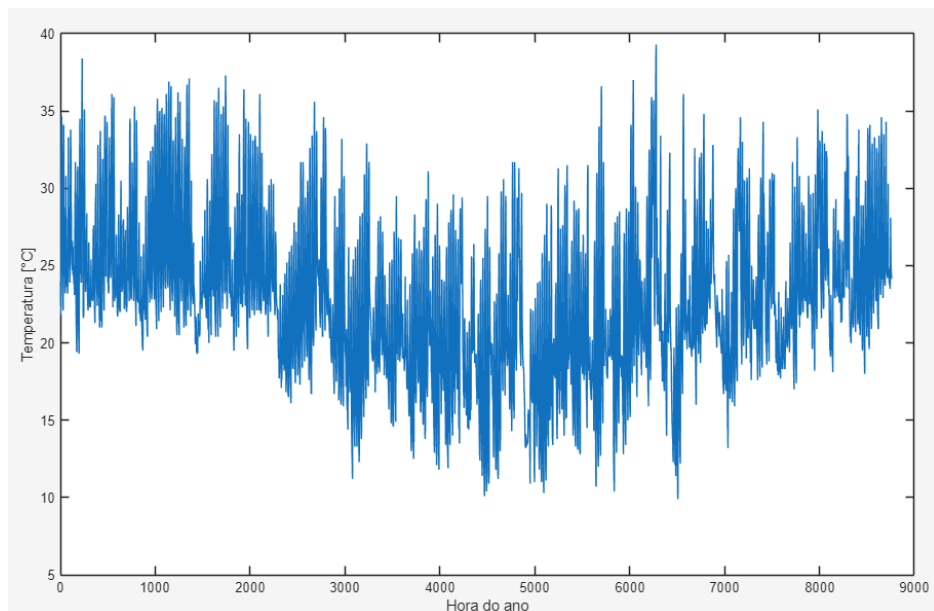


Figura 31 – Temperatura [°C] no decorrer do ano.

Já quanto a velocidade do vento, as suas medições do ano de 2021 foram seguem na Figura 32. Durante o ano analisado velocidade do vento variou entre o seu mínimo de 0,1 m/s e seu máximo de 6,4 m/s, tendo como valor médio 0,89 m/x.

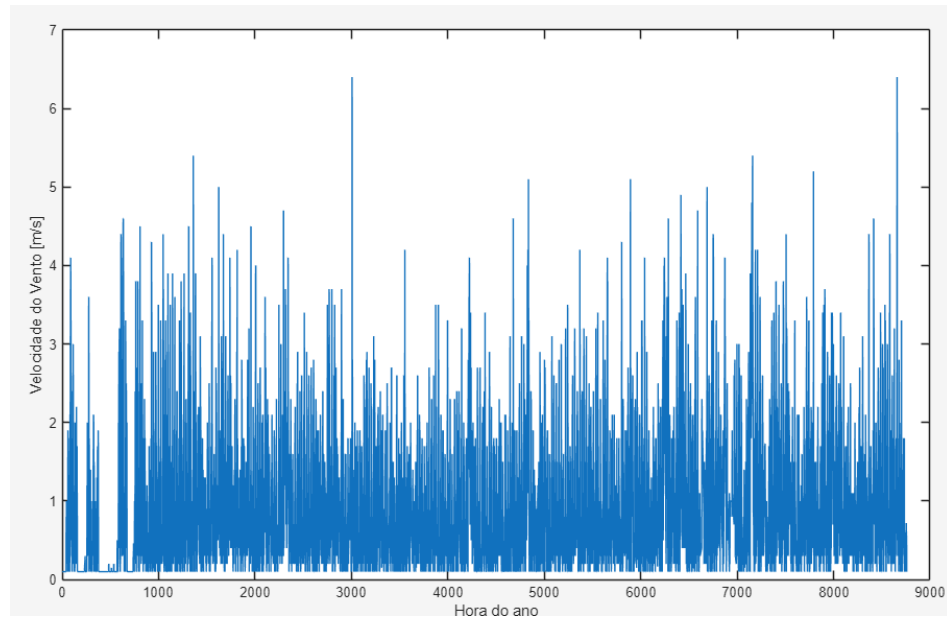


Figura 32 – Velocidade do vento [m/s] no decorrer do ano.

Para a simulação elaborada, optou-se por seguir com a abordagem de que os sistemas serão instalados em cascalho claro, com albedo de 40% (Dimitrij , et al., 2019).

O sistema proposto para as seguintes análises é um sistema fotovoltaico dimensionado para suprir a demanda horária padrão de um lar médio no Brasil. Foi considerado um prédio de dois andares, cada um com quatro apartamentos. A Figura 33 ilustra essa demanda horária.

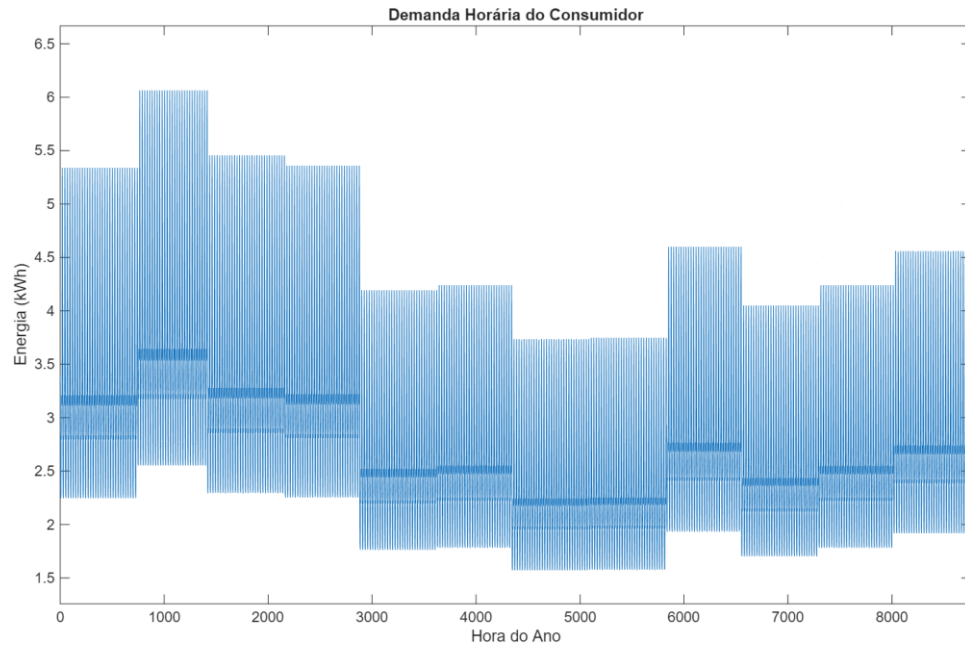


Figura 33 – Demanda de consumo horária no decorrer do ano.

Fazendo uso da área disponível do conjunto residencial, fez-se uso de um fator de multiplicativo de 2, para aproximar uma área disponível anexa ao prédio capaz de receber a instalação dos painéis, proporcional ao número de andares do mesmo.

Tabela 9 – Fatores relativos à ocupação do conjunto habitacional

Áreas	Valor
Área do Apartamento [m ²]	72
Número de Andares [unid]	2
Moradores por Apartamento	3
Área Total Disponível [m ²]	672

Para suprir essa demanda propõe-se a instalação dos módulos fotovoltaicos descritos abaixo, além de um inversor para converter a corrente contínua fornecida pelos mesmos em corrente alternada e por fim, um sistema de armazenamento de energia, composto por baterias de Lítio. As características dos painéis fotovoltaicos explicitam-se abaixo. Quanto à modelagem do painel fotovoltaico, decidiu-se que a mais adequada deveria ser o Modelo de Diodo Único, elucidada na seção anterior, tanto por sua acurácia superior, quanto também pela sua maior utilização no mercado (Becerra, et al., 2024).

Tabela 10 – Características dos Painéis Fotovoltaicos.

Painel Fotovoltaico	Monofacial	Bifacial - Frente	Bifacial - Verso
Potência [Wp]	120	120	96
Comprimento [m]	1,559		
Largura [m]	0,798		
Fator de Bifacialidade [%]	-	-	80
Tensão de Circuito-Aberto [V]	47,7	47.7	47.7
Corrente Fotovoltaica de Referência [A]	5,75		
Número de Células [unid]	72		
Fator de Forma por Face	136,8		
Fator de Idealidade por Face	1,9		
Resistência do Shunt [Ω]	0,0277		

Foram considerados os valores dispostos na Tabela 11 para as grandezas físicas de funcionamento interno da bateria, que são necessárias para o dimensionamento do SOC, explicitado na seção 3.3.

Tabela 11 – Características das baterias de lítio.

Característica	Valor
Taxa de Descarga Interna Anual [σ]	0,05
Coeficiente de Carga [η_{b_cha}]	0,95
Coeficiente de Descarga [η_{b_dis}]	0,95
Coeficiente de Conversão [η_{b_conv}]	0,95

A metodologia 4E foi implementado com o intuito e aferir como 4 cenários dos sistemas enumerados da Tabela 8 desempenham sob cada uma das lentes propostas da 4E: as eficiências energéticas e exergéticas, além do desempenho econômico e o impacto ambiental de cada cenário analisado.

Os cálculos foram desenvolvidos usando o software Matlab e a rotina de cálculo encontra-se em Apêndice.

5 Resultados e Discussão

5.1. Validação do Modelo e Comparação das Células Fotovoltaicas

Na Figura 34, observa-se a chamada curva IxV, que relaciona a corrente gerada e a tensão, do arranjo monofacial simulado, tal qual a curva que ilustra o comportamento da potência com a tensão. O gráfico está em conformidade com a Figura 11, abordada na descrição teórica do funcionamento dos painéis e, portanto, se pode validar que a aproximação numérica se aproximou suficientemente do esperado.

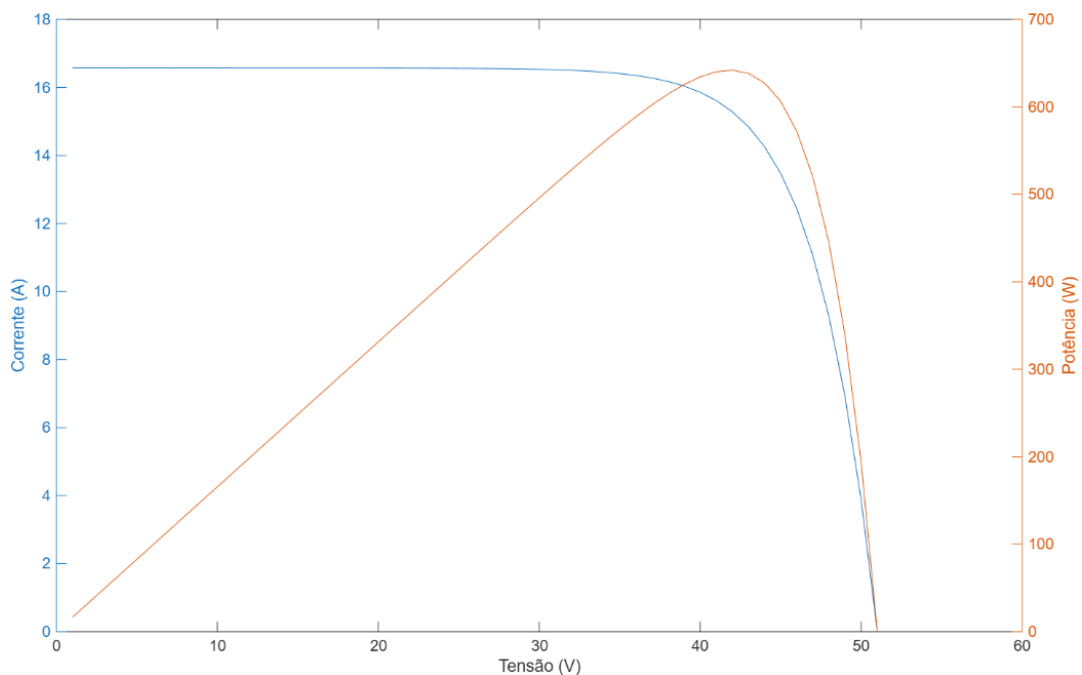


Figura 34 – Curva “IxV” e potência x tensão do painel monofacial simulado.

Os resultados de eficiência total dos Sistemas I e II serão abordados nos itens das seções seguintes, porém é de interesse abordar a eficiência energética e exergética dos módulos monofaciais. A Figura 35 demonstra o desempenho do equipamento sob esse aspecto. A média de eficiência energética, retirando da conta os instantes nos quais a irradiação solar eram 0, foi 10.99%, tendo seu pico em 14.63%. Para estimar essa média, foi considerada tanto a GHI quanto a DHI, a fim de quantificar em pé de igualdade a energia perdida pelo monofacial por não fazer tanto uso da segunda.

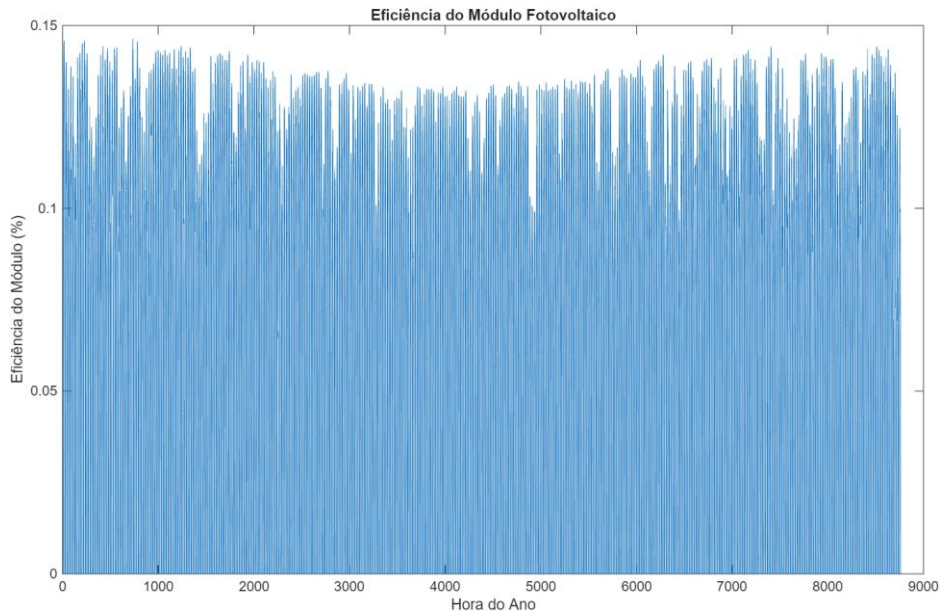


Figura 35 – Eficiência energética do painel monofacial simulado.

Também foi estimada a eficiência exergética do painel monofacial, no decorrer da simulação. A média dessa grandeza foi de 11,78 %, tendo seu pico em 15,70% e a curva dessa grandeza segue na Figura 36.

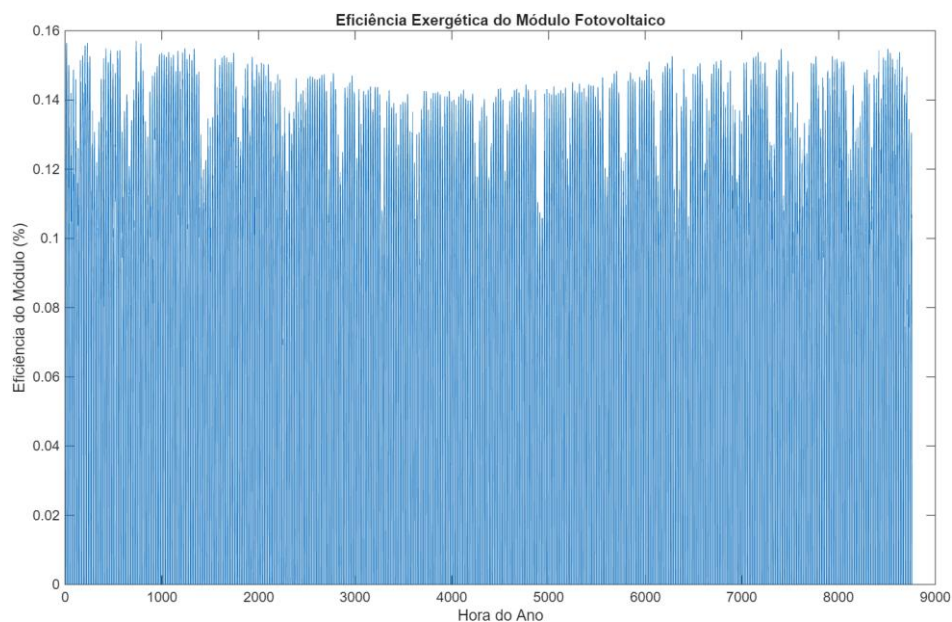


Figura 36 – Eficiência exergética do painel monofacial simulado.

Diferentemente do módulo monofacial, o funcionamento do módulo bifacial simulado, pode representado através de três curvas IxV sobrepostas na Figura 37. A primeira apresenta a corrente total do módulo, seguindo a modelagem do Diodo Único, além das suas componentes.

A corrente, e a potência por consequência, da face inferior tendem a ser menores, pois apenas recebem uma fração, DHI, da irradiação total, GHI.

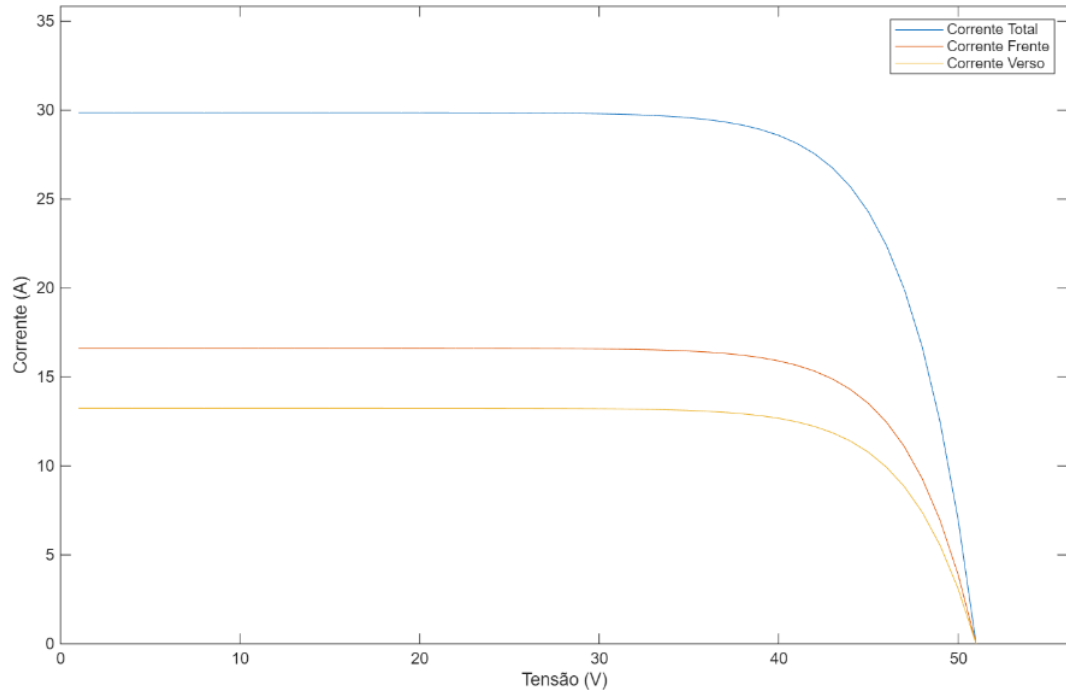


Figura 37 – Curva “I_xV” do painel bifacial simulado.

A Figura 38 evidencia o acréscimo de potência proveniente do acesso à DHI. Na simulação do modelo de Diodo Único, as interações entre células são minimizadas e, portanto, se pode aproximar a produção relativa à “frente” do módulo como aproximadamente a geração de um monofacial equivalente apresentado no item.

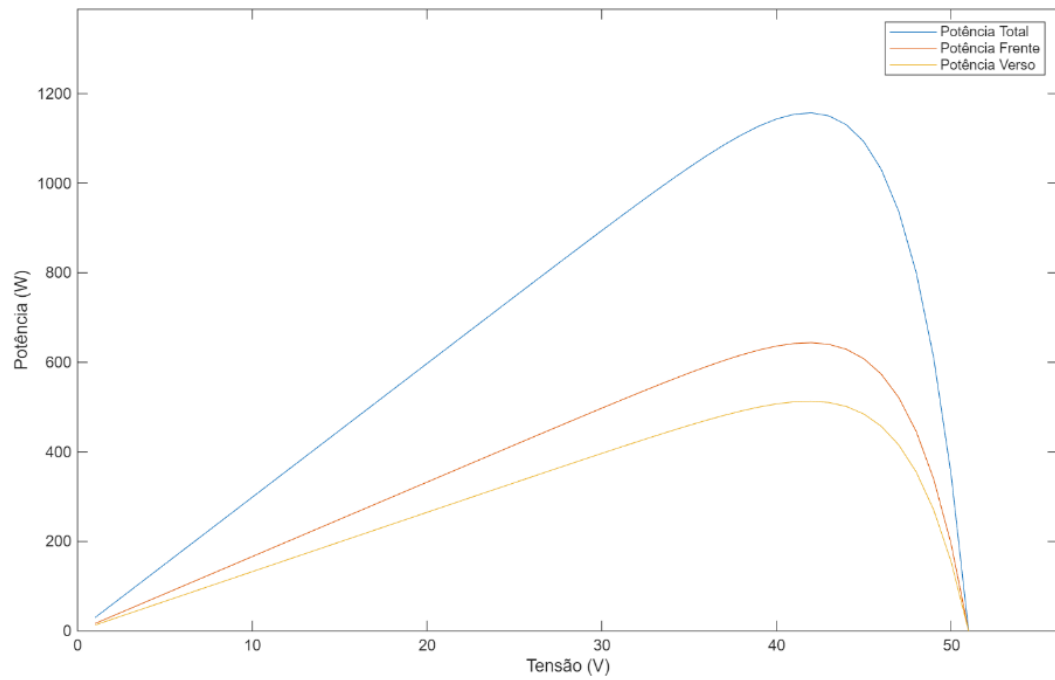


Figura 38 – Potência x tensão do painel bifacial simulado.

A Figura 39 ilustra a eficiência energética do painel bifacial segundo o modelo do Diodo Único. A média de eficiência energética, retirando da conta os instantes nos quais a irradiação solar eram 0, foi 12.11 %, tendo seu pico em 15.96%.

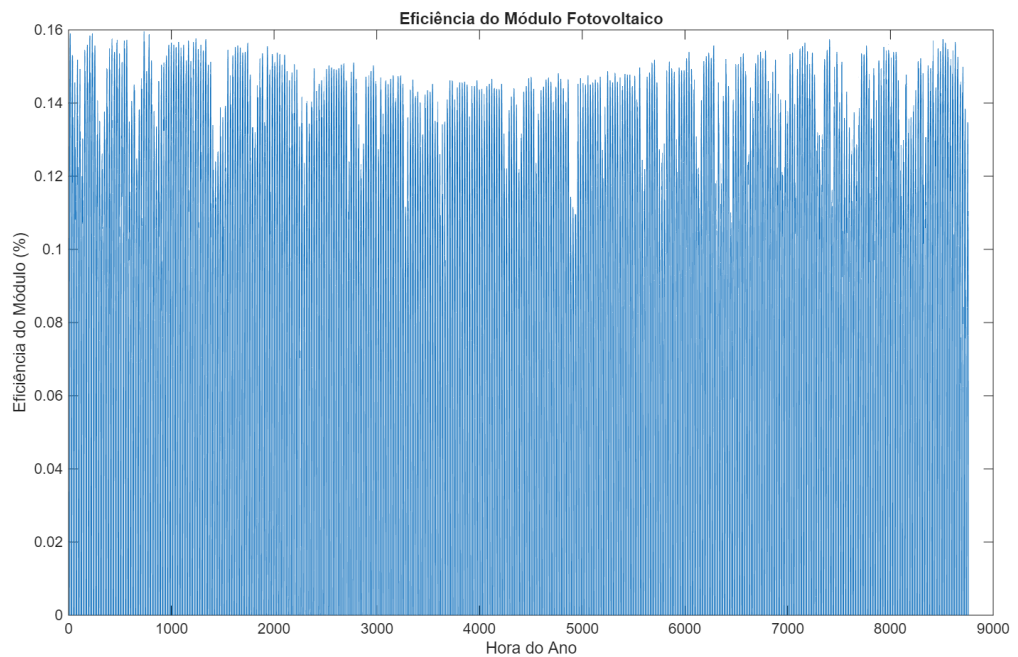


Figura 39 – Eficiência energética do painel fotovoltaico bifacial.

Quanto à eficiência exergética do painel bifacial média foi de 12,97 %, tendo seu pico em 17,13% e a curva dessa grandeza segue na Figura 40.

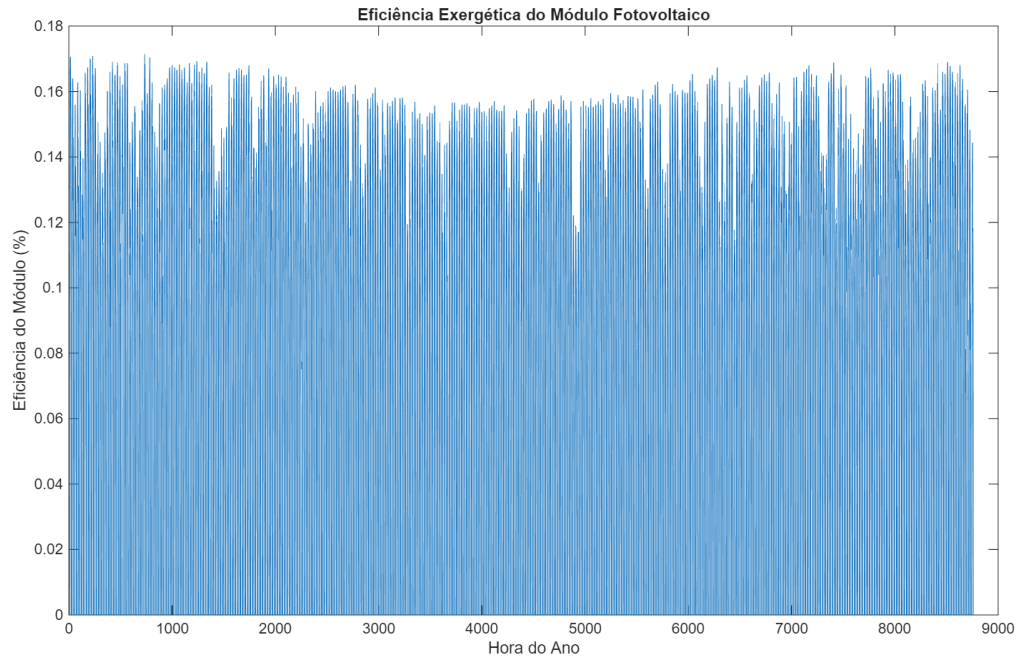


Figura 40 – Eficiência exergética do painel fotovoltaico bifacial.

5.2.Sistemas I e II – Módulo Monofacial

Nesta seção, dispõe-se os resultados obtidos durante a simulação do funcionamento dos sistemas fotovoltaicos propostos fazendo uso dos módulos monofaciais, além de seus respectivos desempenhos em relação aos critérios propostos pela metodologia “4E”. Os resultados dos Sistemas III e IV, que fazem uso dos módulos bifaciais, serão abordados nos itens 5.3.1 e 5.3.2, respectivamente.

5.2.1.Sistema I – Resultados

A Figura 41 ilustra o padrão de funcionamento do Sistema I sob as condições apresentadas, sem o conjunto de baterias.

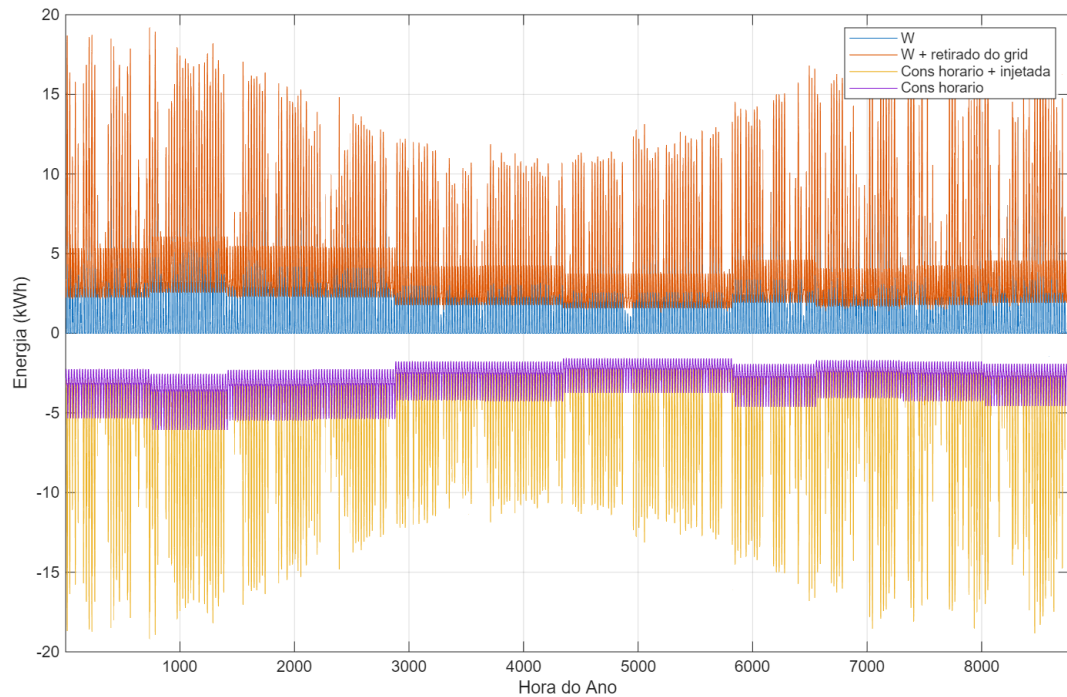


Figura 41 – Comparação entre injeção e uso de energia no *grid* do Sistema I.

A Tabela 12 ilustra como, ao final do ano de simulação, o balanço de energia ficou alocado.

Tabela 12 – Balanço de energia [kWh] do Sistema I.

Sistema I	
Grandeza	Grandeza
Potência Instalada [kWp]	37,72
Área de Ocupação [m ²]	386,40
Capacidade da Bateria	0,00
Energia Gerada W [kWh]	23.947,00
Retirado do Grid En_{grid} [kWh]	16.031,00
Injetado no Grid En_{inj} [kWh]	-14.844,00
Consumo Horário D [kWh]	-25.134,00

A Figura 42 que segue mostra a eficiência energética do Sistema I durante uma semana de funcionamento, ou seja, a sua taxa de conversão total da irradiação solar para energia elétrica. O valor médio do ano todo para a eficiência energética foi de 53,32 % em função do uso da rede, que tem eficiência de 100%.

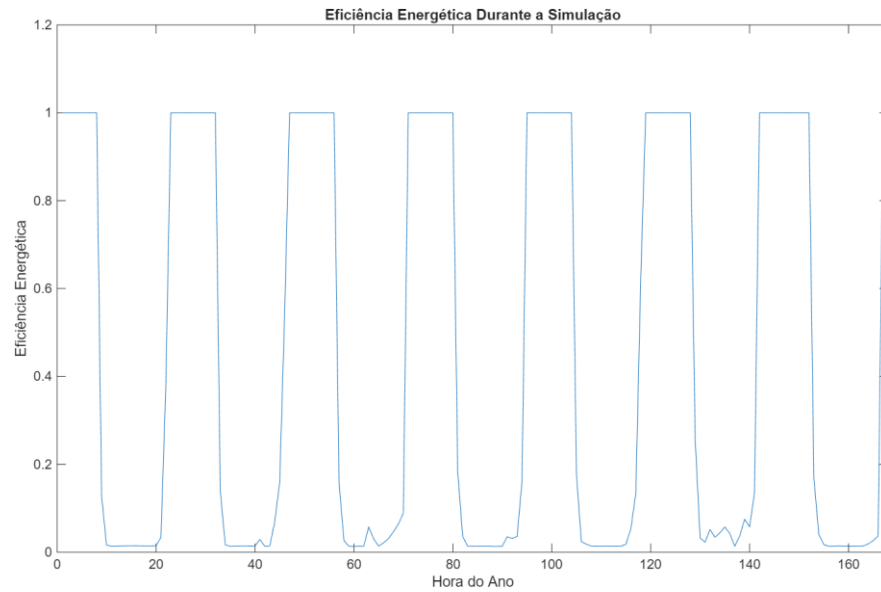


Figura 42 – Eficiência Energética do Sistema I.

Já quanto a eficiência exérgica do sistema, que pode ser compreendida como uma grandeza que quantifica quão próximo seu funcionamento é de uma máquina de calor ideal, que funciona com processos reversíveis. O seu comportamento durante uma semana de funcionamento pode ser observado na Figura 43. O valor médio da eficiência exérgica do Sistema I foi de 53,57% considerando o ano todo, pelo mesmo motivo da relatado na análise energética.

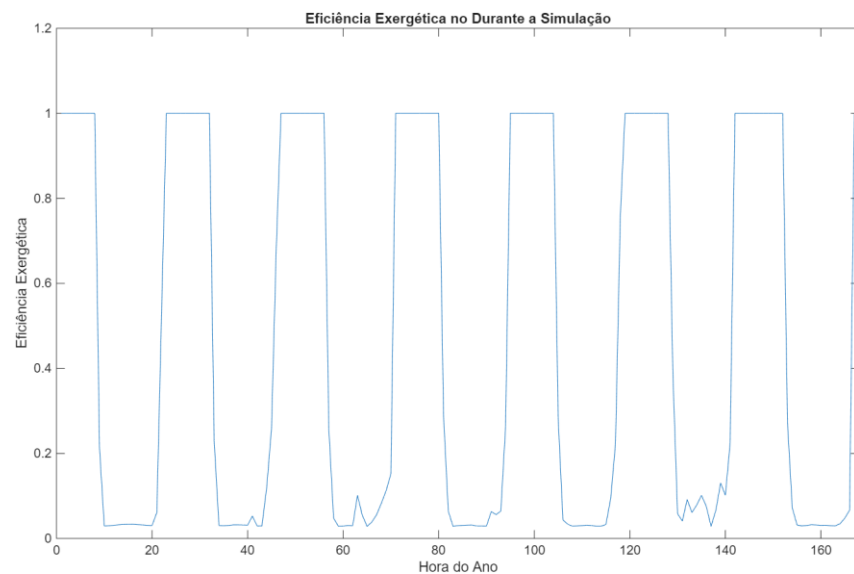


Figura 43 – Eficiência Exérgica do Sistema I.

O desempenho financeiro pode ser analisado abaixo. Ao final dos 30 anos de funcionamento o Sistema I resultou em um VPL no total de R\$ 236.450,00, com um CAPEX 94.679,00 e um retorno mensal positivo de R\$ 35.126,00. O tempo necessário para o investimento ser recuperado, nomeado de *payback* do inglês, foi de 4 anos.

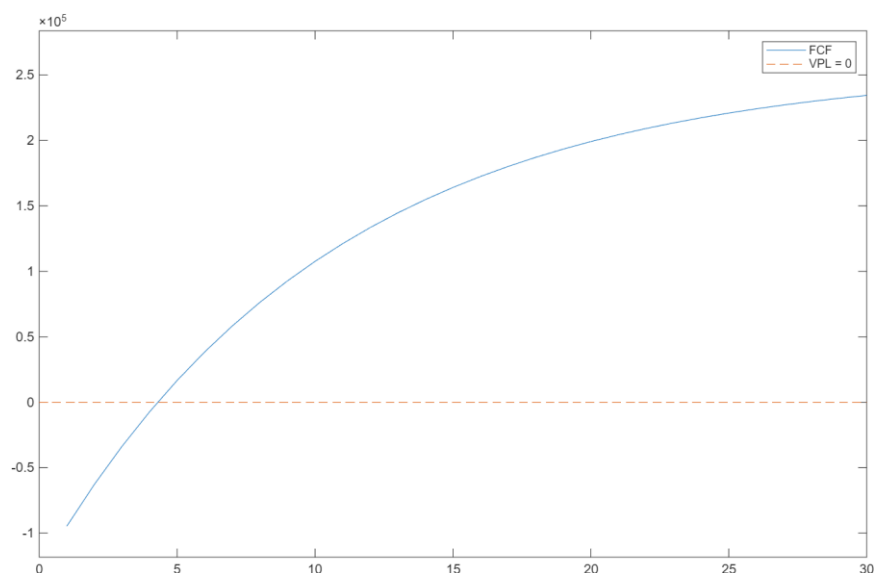


Figura 44 – Rendimento Financeiro do Sistema I.

O balanço de emissões estimadas de CO_{2eq} para implementação e operação do sistema, nos 30 anos de operação previstos podem ser apreciados na Tabela 13. Ao final, a diferença entre a massa de CO₂ equivalente resultante quando comparado com as emissões esperadas sem nenhuma geração fotovoltaico (BAU, do inglês *Business As Usual*).

Tabela 13 – Estimativa de massa de CO₂ equivalente emitido durante a fabricação e geração energética dos elementos do Sistema I.

Sistema	I
Módulo [kg CO ₂ eq]	7,47
Inversor [kg CO ₂ eq]	28,55
Grid [kg CO ₂ eq]	28.880,00
Bateria [kg CO ₂ eq]	0,00
Sistema [kg CO ₂ eq]	28.844,00
B.A.U [kg CO ₂ eq]	45.167,00
$\Delta(\text{Sistema} - \text{B.A.U})$ [kg CO ₂ eq]	-16.323,00

5.2.2.Sistema II – Resultados

A Figura 45 ilustra o padrão de funcionamento do Sistema II sob as condições apresentadas, com a adição das baterias. A divisão de cores apresentadas nas seções passadas foi mantida, agora apenas incluso o impacto das baterias.

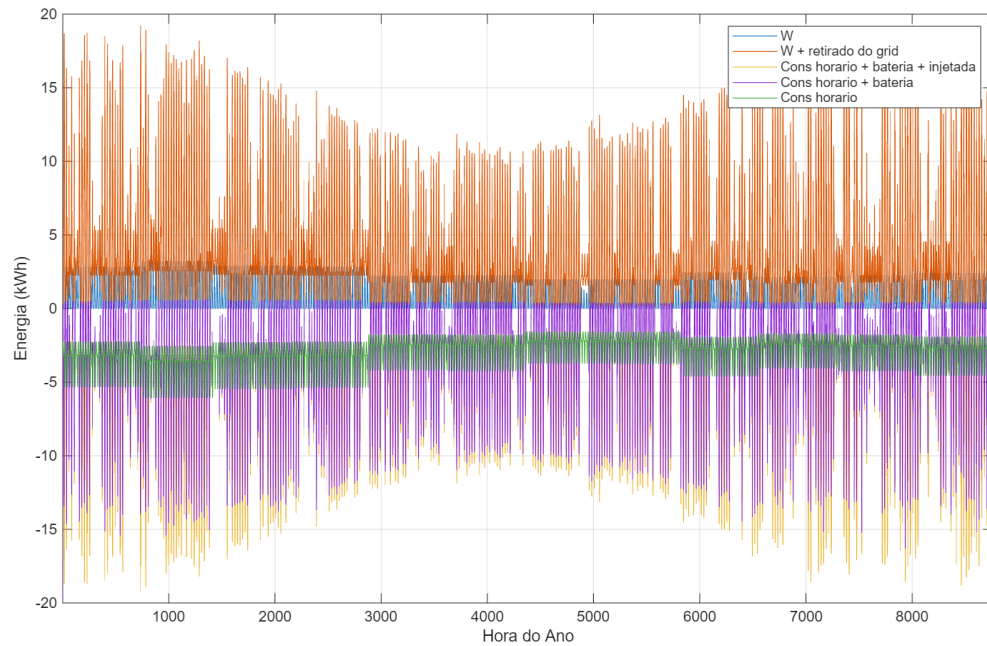


Figura 45 – Comparação entre injeção e uso de energia no *grid* do Sistema II.

O armazenamento nas baterias pode ser observado abaixo sendo detalhado pelo seu estado de carregamento (SOC). A capacidade total de armazenamento do Sistema II corresponde à 50 kWh.

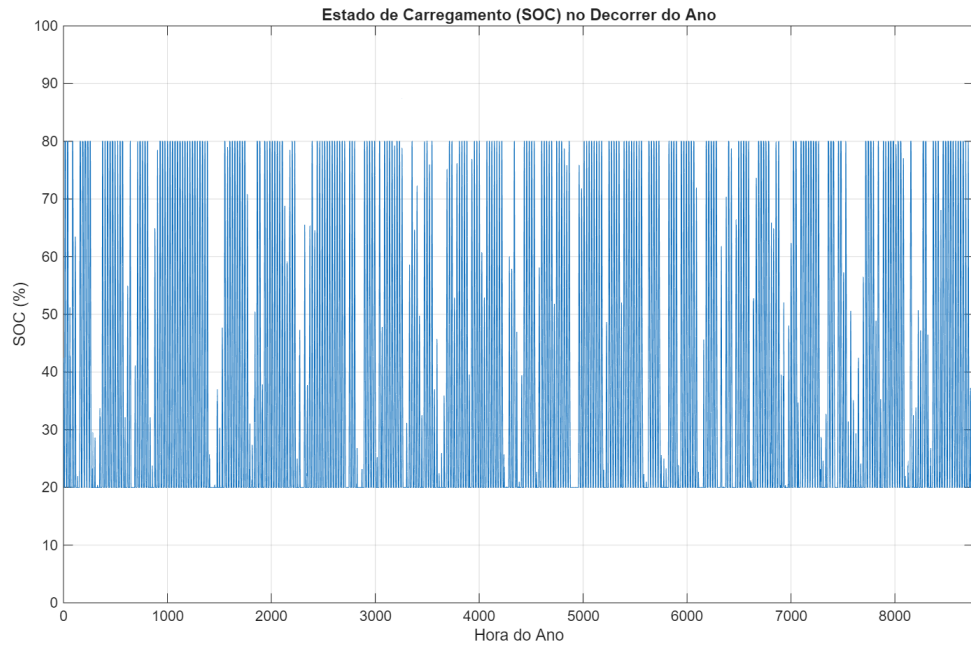


Figura 46 – Estado de carregamento das baterias do Sistema II.

Através da análise da Tabela 14, explicita-se como foi o balanço energético ao final do ano.

Tabela 14 – Balanço de energia [kWh] do Sistema II.

	Sistema I
Grandeza	Grandeza
Potência Instalada [kWp]	37.72
Área de Ocupação [m ²]	386,40
Capacidade da Bateria [kWh]	50
Energia Gerada W [kWh]	23.947,00
Retirado do Grid En_{grid} [kWh]	7.603,20
Delta Energia Armazenada [Δ_{bat}]	-11.2291
Injetado no Grid En_{inj} [kWh]	-6.427,00
Consumo Horário D [kWh]	-25.134.00

O gráfico da Figura 47 mostra a eficiência energética do Sistema II durante o ano de funcionamento. O valor médio da eficiência energética no período foi de 32.24%, evidentemente menor que o do Sistema I por ter dependido menos da energia do *grid*.

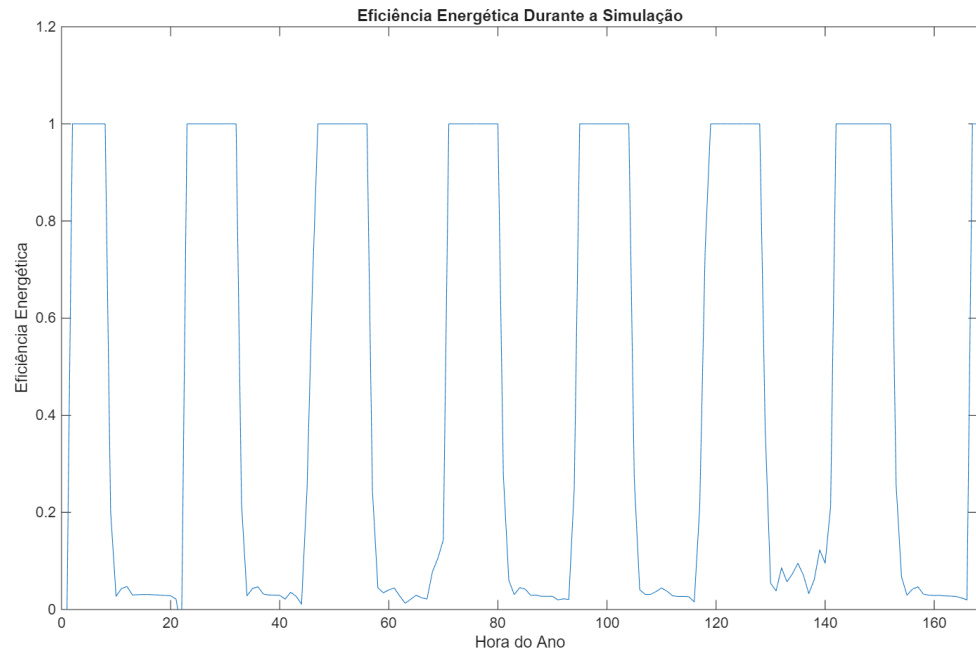


Figura 47 – Eficiência Energética do Sistema II.

Os resultados da simulação exergética do Sistema II são exibidos abaixo na Figura 48 e o valor médio da eficiência exergética foi de 32.44 %, também sendo menores pois contam menos com a *grid* para suprir a necessidade do consumidor.

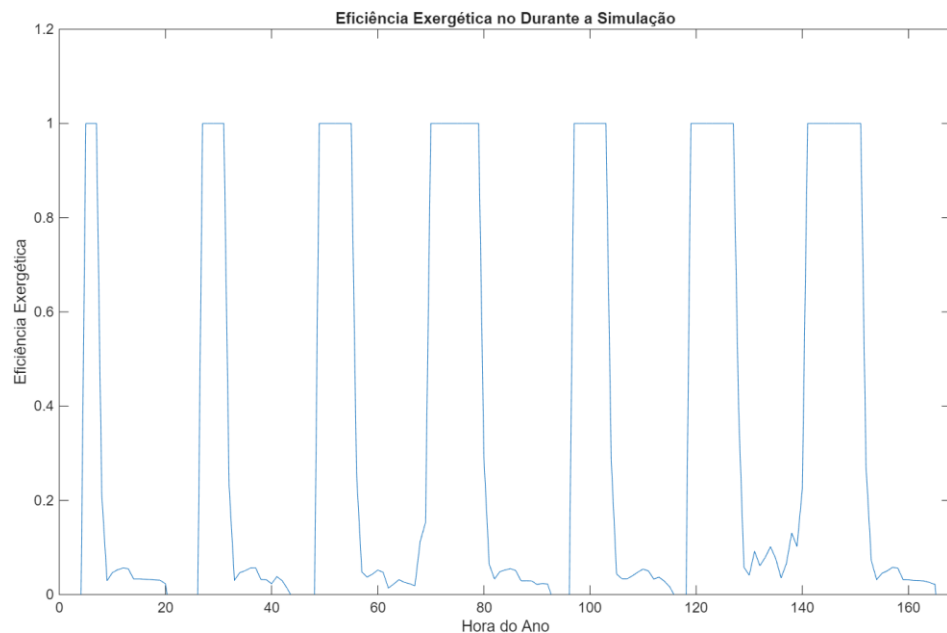


Figura 48 – Eficiência Exergética do Sistema II.

O desempenho financeiro do Sistema II na Figura 49. Ao final dos 30 anos de funcionamento resultou-se em um VPL no total de R\$ 176.340,00, com um CAPEX 135.480,00 e um retorno mensal positivo de R\$ 27.609,00. O tempo de *payback*, foi de 8 anos.

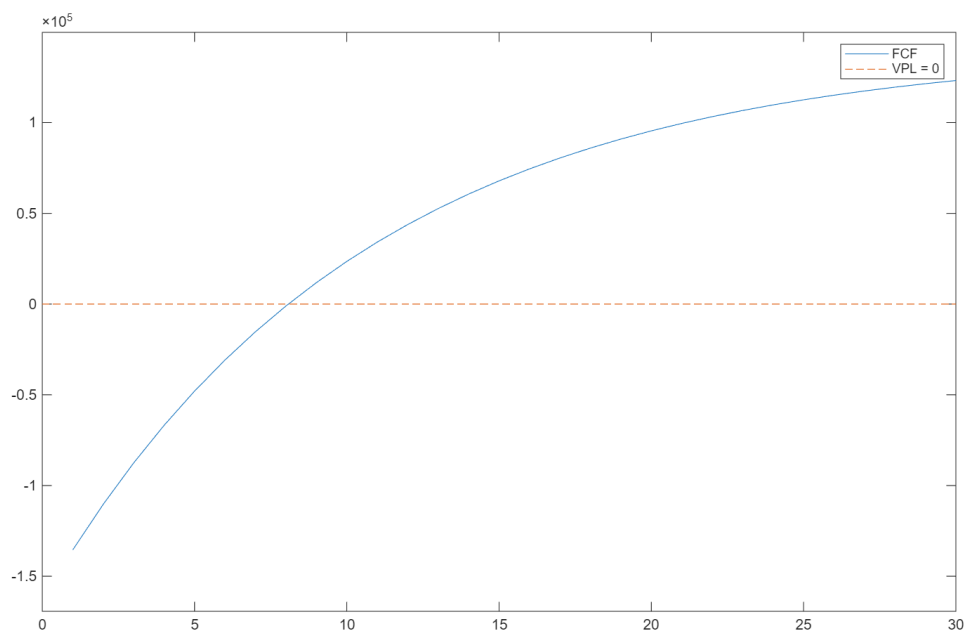


Figura 49 – Rendimento Financeiro do Sistema II.

O balanço de emissões estimadas de CO₂ equivalente para implementação e operação do sistema, nos 30 anos de operação previstos podem ser apreciados abaixo.

Tabela 15 – Estimativa de massa de CO₂ emitido durante a fabricação e geração energética dos elementos do Sistema I.

Sistema	II
Módulo [kg CO2 eq]	7,47
Inversor [kg CO2 eq]	28,55
Grid [kg CO2 eq]	16.464,00
Bateria [kg CO2 eq]	10.000
Sistema [kg CO2 eq]	26.500,00
B.A.U [kg CO2 eq]	45.167,00
$\Delta(\text{Sistema} - \text{B.A.U})$ [kg CO2 eq]	-18.666,00

5.3.Sistemas I e II – Módulo Monofacial

Nesta seção, dispõe-se os resultados obtidos durante a simulação do funcionamento dos sistemas fotovoltaicos propostos fazendo uso dos módulos bifaciais, além de seus respectivos desempenhos em relação aos critérios propostos pela metodologia “4E”.

5.3.1.Sistema III – Resultados

A Figura 50 ilustra o padrão de funcionamento do Sistema III sob as condições apresentadas, com a adição das baterias. A divisão de cores apresentadas nas seções passadas foi mantida.

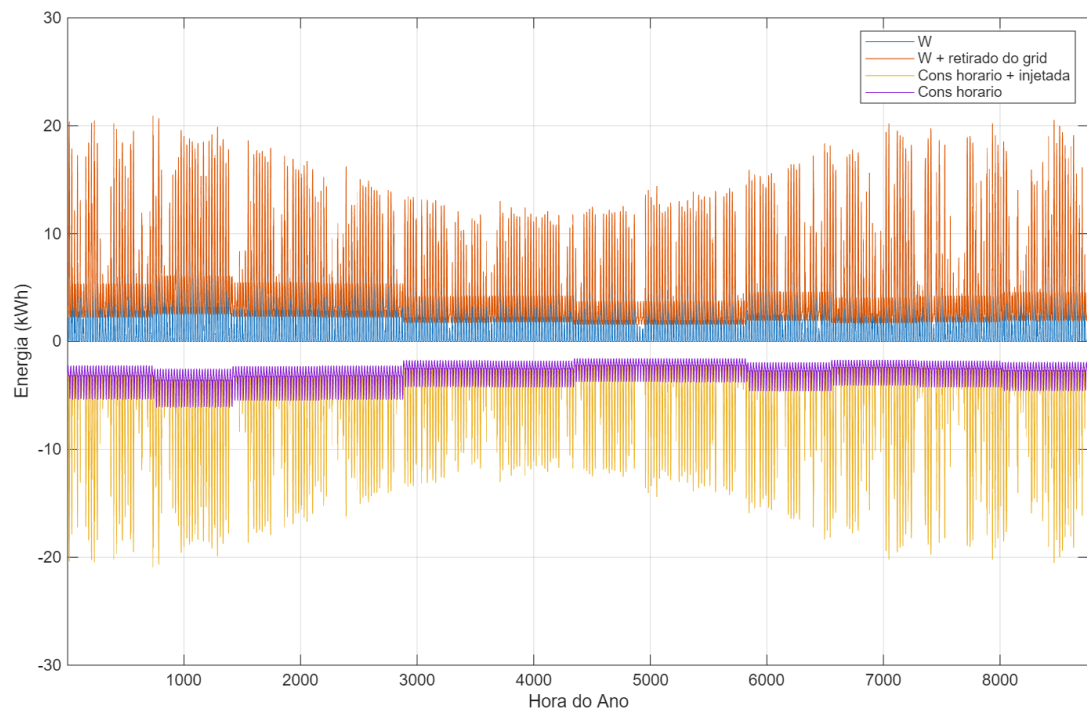


Figura 50 – Comparação entre injeção e uso de energia no *grid* do Sistema III.

A através da análise da Tabela 16 explicita como foi o balanço energético ao final do ano.

Tabela 16 – Balanço de energia do Sistema III [kWh].

Sistema III	
Grandeza	Grandeza
Potência Instalada [kWp]	32,86
Área de Ocupação [m ²]	336,00
Capacidade da Bateria	0,00
Energia Gerada W [kWh]	26.343,00
Retirado do Grid En_{grid} [kWh]	15.825,00
Injetado no Grid En_{inj} [kWh]	-17.034,00
Consumo Horário D [kWh]	-25.134,00

A Figura 51 mostra a eficiência energética do Sistema III durante a primeira semana de simulação como um exemplo do comportamento da curva modelada. O valor médio do ano todo para a eficiência energética foi de 53,92%.

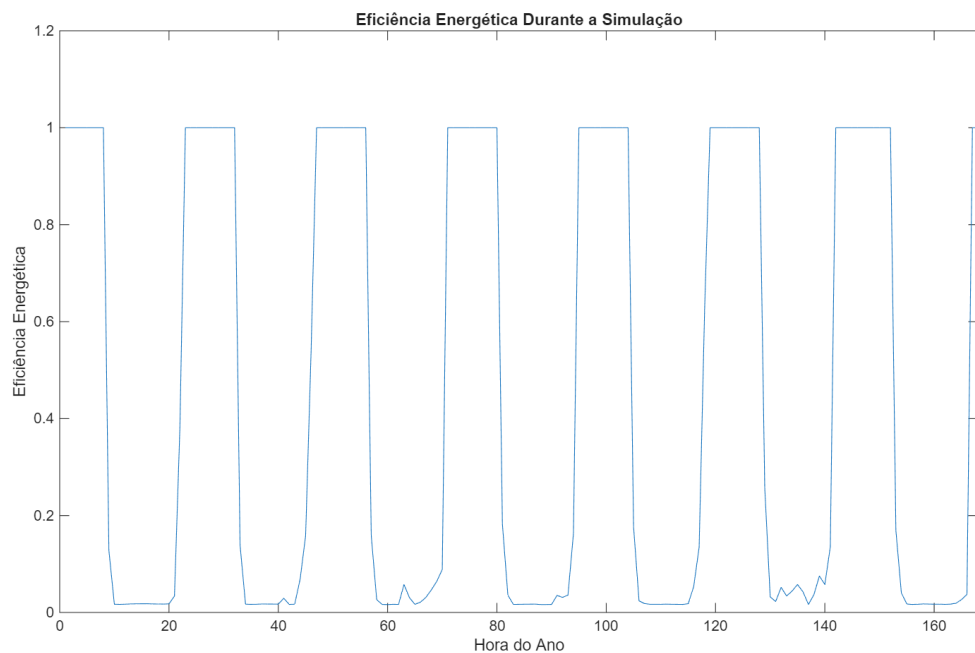


Figura 51 – Eficiência Energética do Sistema III.

A Figura 52 ilustra o comportamento da eficiência exergética durante o ano de funcionamento do sistema cujo valor médio foi de 54,19 %.

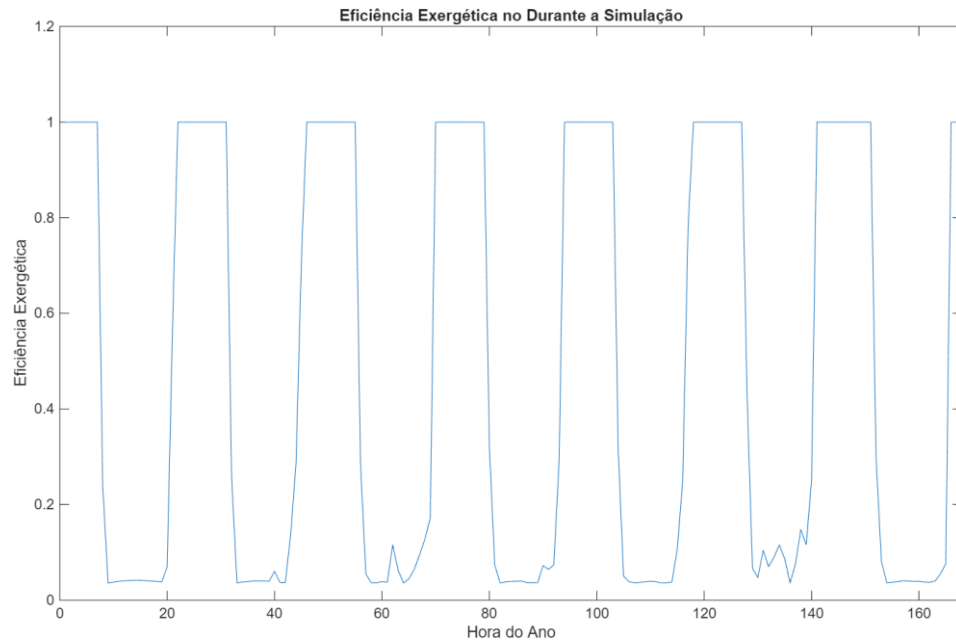


Figura 52 – Eficiência Exergética do Sistema III.

O desempenho financeiro pode ser analisado na Figura 53. Ao final dos 30 anos de funcionamento o Sistema III resultou em um VPL no total de R\$ 242.550,00, com um CAPEX R\$ 90.505,00 e um retorno mensal positivo de R\$ 35.330,00. O tempo de *payback*, foi de 4 anos.

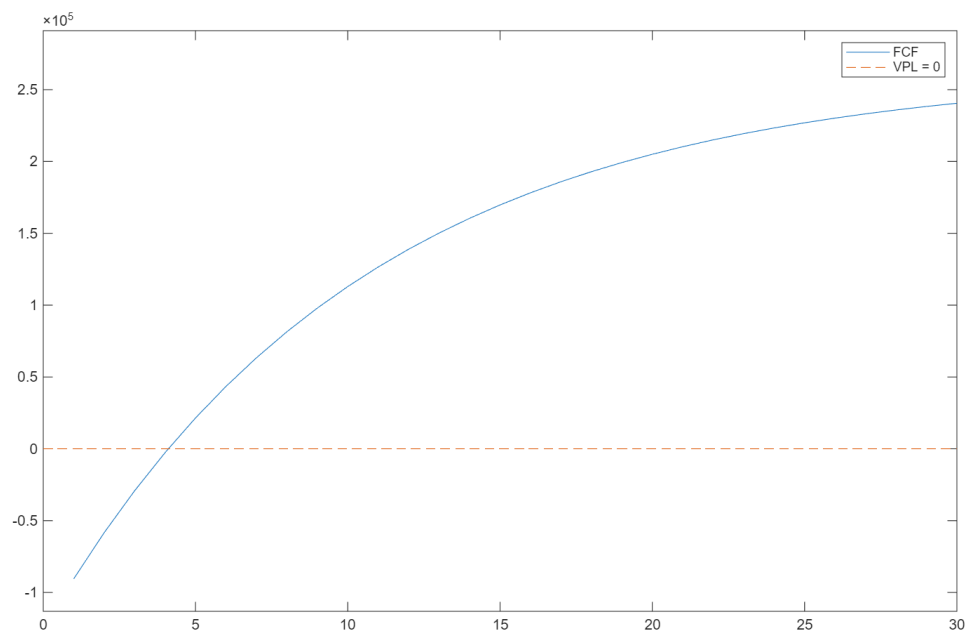


Figura 53 – Rendimento Financeiro do Sistema III.

O balanço de emissões estimadas de CO₂ equivalentes para implementação e operação, nos 30 anos de operação previstos podem ser apreciados na Tabela 17.

Tabela 17 – Estimativa de massa de CO₂ emitido durante a fabricação e geração energética dos elementos do Sistema III.

Sistema	III
Módulo [kg CO2 eq]	5,00
Inversor [kg CO2 eq]	24.86
Grid [kg CO2 eq]	28.438,00
Bateria [kg CO2 eq]	0,00
Sistema [kg CO2 eq]	28.496,53
B.A.U [kg CO2 eq]	45.167,00
$\Delta(\text{Sistema} - \text{B.A.U})$ [kg CO2 eq]	-16.698,00

5.3.2.Sistema IV – Resultados

A Figura 54 ilustra o padrão de funcionamento do Sistema IV sob as condições apresentadas, com a adição das baterias. A divisão de cores apresentadas nas seções passadas foi mantida.

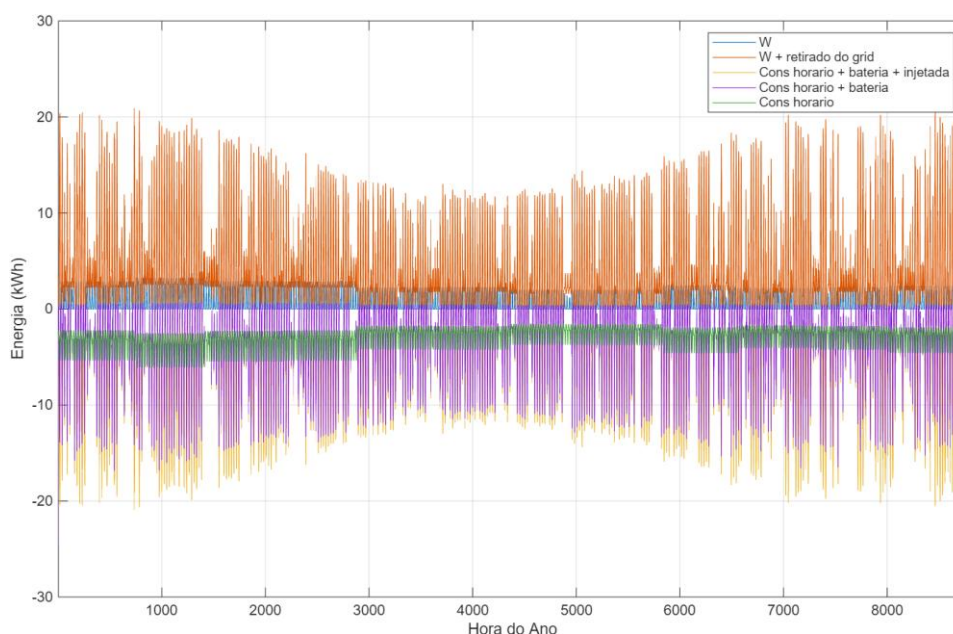


Figura 54 – Comparação entre injeção e uso de energia no *grid* do Sistema IV.

O funcionamento do sistema de baterias pode ser observado na Figura 55, sendo detalhado pelo seu estado de carregamento (SOC). A capacidade total de armazenamento do Sistema IV corresponde à 70 kWh.

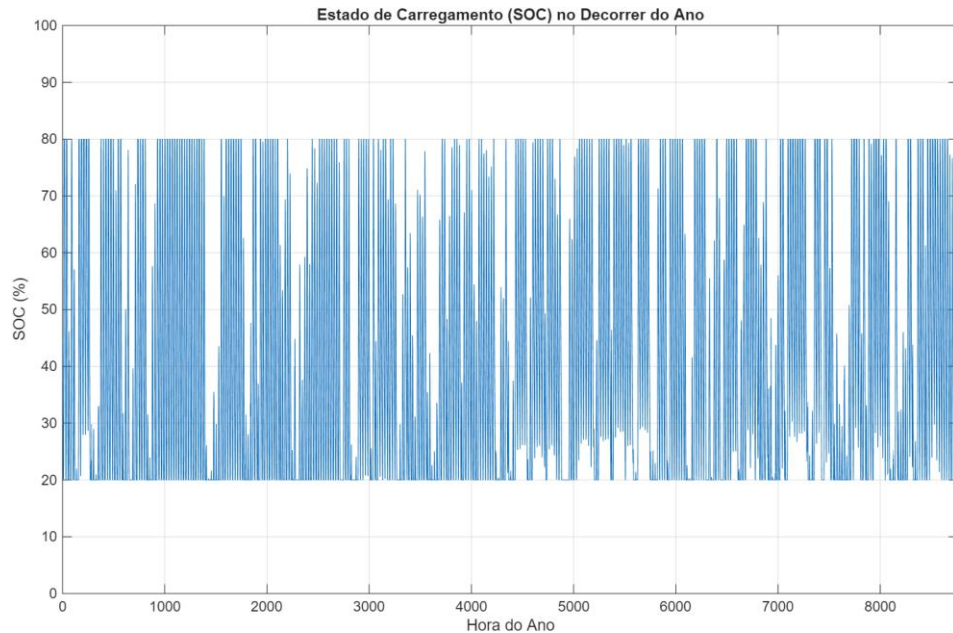


Figura 55 – Estado de carregamento das baterias do Sistema IV.

Através da análise da Tabela 18, se explicita como foi o balanço energético ao final do ano.

Tabela 18 – Balanço de energia [kWh] do Sistema IV.

	Sistema IV
Grandeza	Grandeza
Potência Instalada [kWp]	32,86
Área de Ocupação [m2]	336,00
Capacidade da Bateria [kWh]	70
Energia Gerada W [kWh]	23.947,00
Retirado do Grid En_{grid} [kWh]	7.603,20
Delta Energia Armazenada Δ_{bat}	-11.2291
Injetado no Grid En_{inj} [kWh]	-6.427,00
Consumo Horário D [kWh]	-25.134.00

A Figura 56 mostra a eficiência energética do Sistema IV durante a primeira semana de simulação como um exemplo do comportamento da curva modelada. O valor médio do ano todo para a eficiência energética foi de 19,62%, sendo a solução que menos contou com o uso da energia do *grid*.

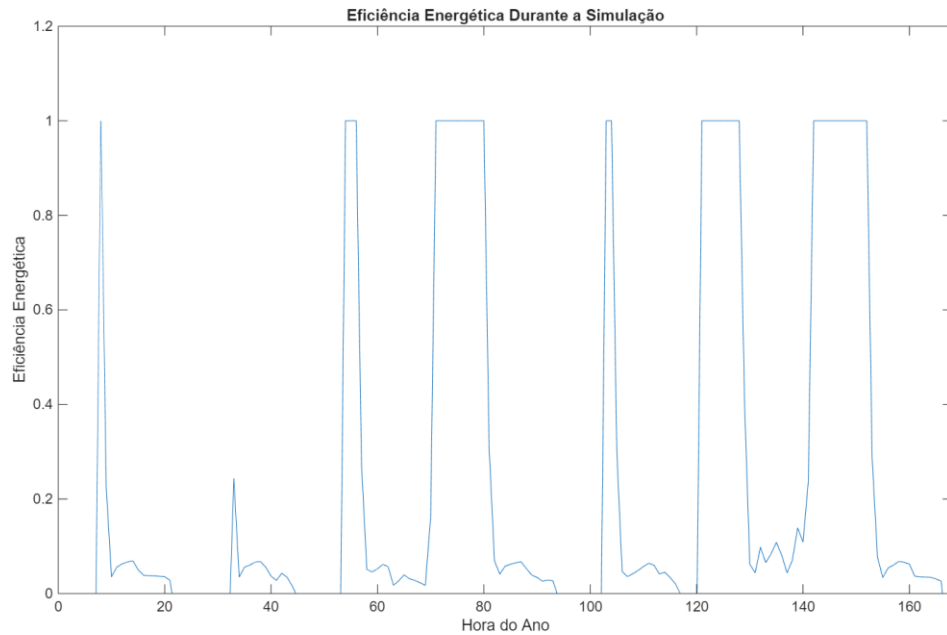


Figura 56 – Eficiência Energética do Sistema IV.

A Figura 57 ilustra o comportamento da eficiência exergética durante o ano de funcionamento. O valor médio da eficiência exergética do Sistema IV foi de 19,84 %.

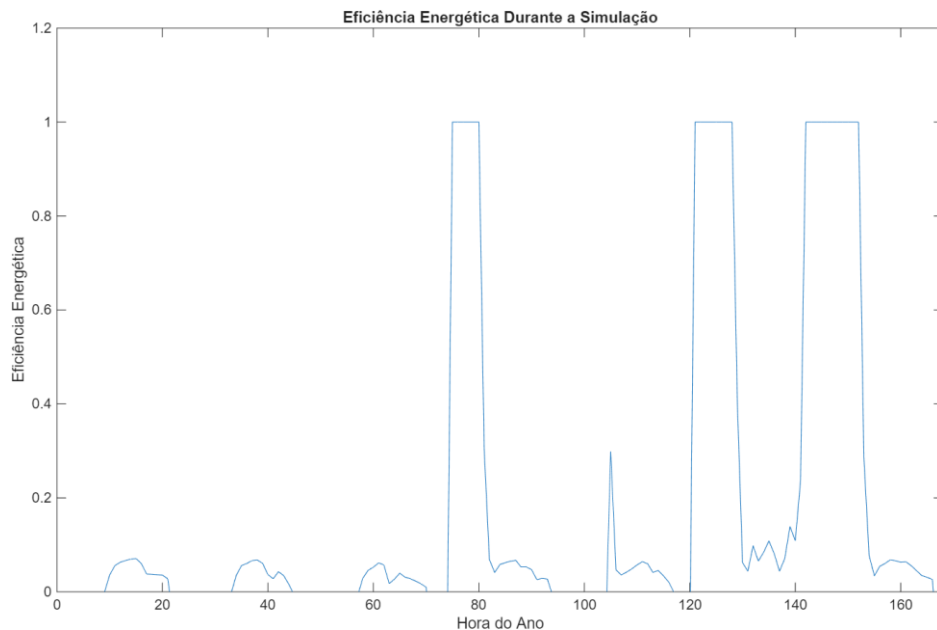


Figura 57 – Eficiência Exergética do Sistema IV.

O desempenho financeiro pode ser analisado na Figura 53. Ao final dos 30 anos de funcionamento o Sistema IV resultou em um VPL no total de R\$ 147.620,00, com um CAPEX 147.620,00 e um retorno mensal positivo de R\$ 24.976,00. O tempo de *payback*, foi de 10 anos.

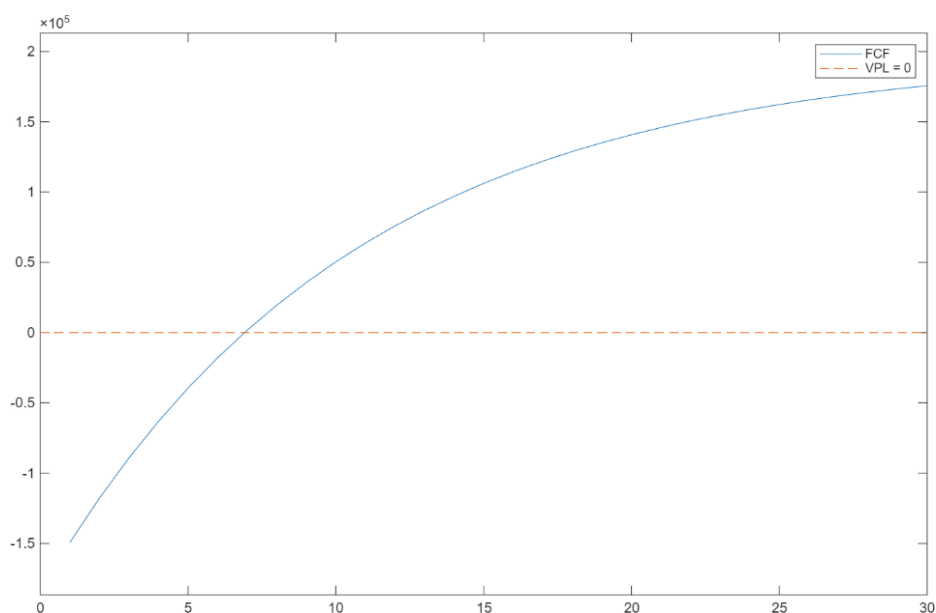


Figura 58 – Rendimento Financeiro do Sistema IV.

O balanço de emissões estimadas de CO₂ para implementação e operação nos 30 anos de operação previstos podem ser apreciados Tabela 19.

Tabela 19 – Estimativa de massa de CO₂ emitido durante a fabricação e geração energética dos elementos do Sistema IV.

Sistema	IV
Módulo [kg CO ₂ eq]	5,00
Inversor [kg CO ₂ eq]	24,86
Grid [kg CO ₂ eq]	12.251,00
Bateria [kg CO ₂ eq]	14.000,00
Sistema [kg CO ₂ eq]	26.281,00
B.A.U [kg CO ₂ eq]	45.167,00
$\Delta(\text{Sistema} - \text{B.A.U})$ [kg CO ₂ eq]	-18.886,00

5.4.Discussão

5.4.1.Energia

Através dos dados expostos nas seções anteriores, é possível constatar que o módulo bifacial foi capaz de atender a expectativa de gerar mais energia que o monofacial, tendo em vista que absorve a irradiação com seu verso, resultando tanto em uma produção energética

maior, quanto maiores eficiências, quando comparado ao monofacial, tendo obtido em média 10 % mais eficiência.

Contudo, não necessariamente esse fato fez os Sistemas III e IV atingirem eficiências energéticas maiores em todos os momentos da simulação. Os dados finais refletiram isso, como mostra a Tabela 20.

Tabela 20 – Comparação da Eficiência Energética dos sistemas.

Sistema	#	Eficiência Energética Média
Mono + <i>on grid</i>	I	53.32%
Mono + <i>off grid</i>	II	32,24%
Bi + <i>on grid</i>	III	53,92%
Bi + <i>off grid</i>	IV	19,62%

Embora os valores da Tabela 20 possam aparentemente contradizer os dados os resultantes da análise apenas dos painéis, é imprescindível lembrar que isso se deu pois os sistemas com menores eficiências são os que contaram mais com o input do *grid*. Este fato tem alto impacto no cálculo final da eficiência pois a eficiência do sistema vai a 100% quando a demanda é exclusivamente providenciada pela rede, por exemplo durante as noites, elevando a eficiência total. Assim, os Sistemas II e IV, que contavam com sistema de armazenamento obtiveram resultados inferiores aos que dependiam inteiramente do *grid*.

Ademais, os painéis bifaciais apresentaram uma geração substancialmente maior que os monofaciais, tendo em média uma potência 39% superior, valor que se aproxima do albedo proposto, corroborando a metodologia. A Figura 59 demonstra como a energia gerada diferiu entre as tecnologias, concluindo que melhor acesso aos recursos da DHI trouxeram o resultado esperado.

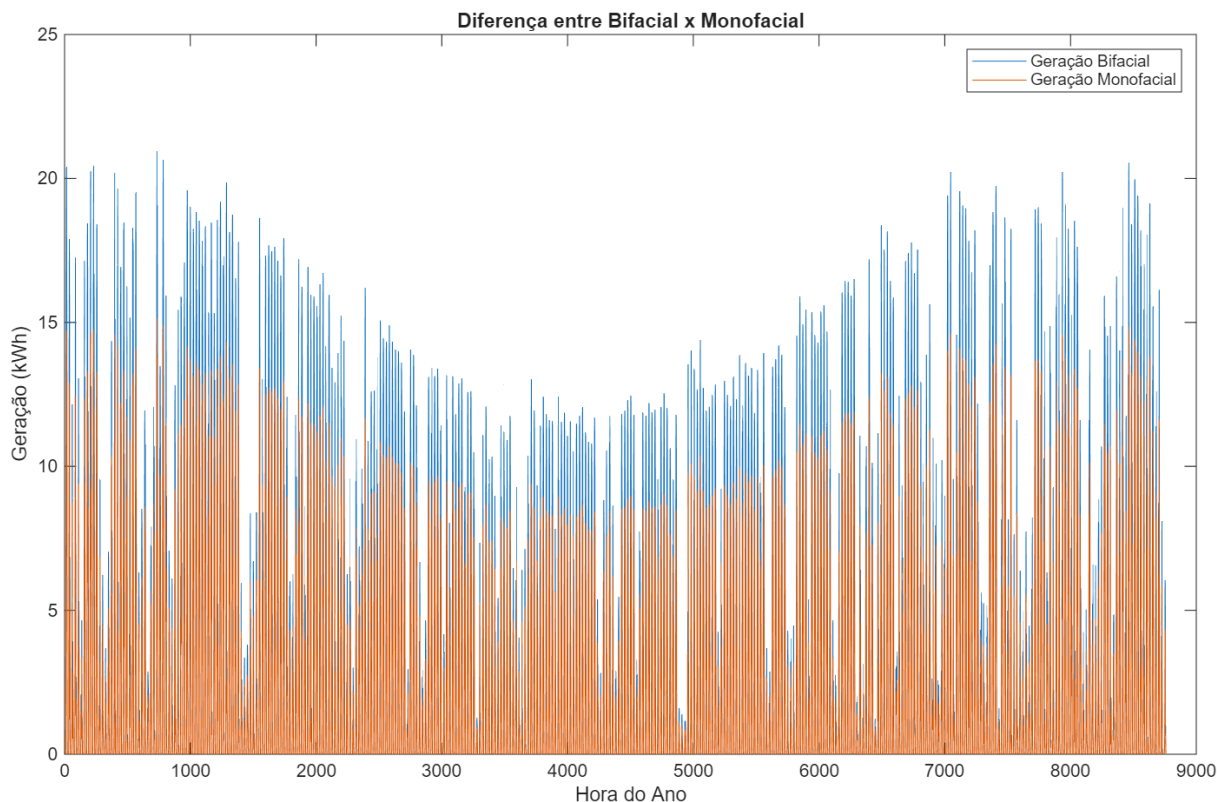


Figura 59 – Diferença Geração Bifacial x Monofacial.

Caso fosse analisada a eficiência energética em relação à área instalada, o módulo bifacial teria tido um melhor desempenho nesse aspecto, um critério relevante para a análise dos projetos de Geração Distribuída, nos quais se tem que maximizar a geração possível de uma área disponível limitada. Nos casos analisados, os painéis bifaciais obtiveram uma geração superior, como explicitado anteriormente, usando 13% menos área, o que corrobora a análise.

Finalmente, quanto ao critério proposto na seção 4.1.1, a eficiência energética é definida como taxa de aproveitamento entre geração e irradiação total recebida. E sob essa ótica, a geração maior do painel bifacial de fato se traduziu em um acréscimo na eficiência média durante o ano. O painel monofacial atingiu uma eficiência média de 10.99 %, enquanto o bifacial chegou a 12.11%. Comparando os seus ápices, o bifacial atingiu 15,96% de conversão de irradiação em energia, contra 14,63% do outro.

5.4.2.Exergia

Quanto a exergia, os painéis apresentaram um comportamento semelhante ao obtido na análise da eficiência energética. Os sistemas II e IV, mais independentes, saíram-se pior que os demais, tendo a diferença entre módulos pouco impacto na eficiência exergética geral do sistema. A Tabela 21 ilustra esse comportamento.

Tabela 21 – Comparação da eficiência exergética dos sistemas

Sistema	#	Eficiência Exergética Média
Mono + <i>on grid</i>	I	53.57%
Mono + <i>off grid</i>	II	32,44%
Bi + <i>on grid</i>	III	54.19%
Bi + <i>off grid</i>	IV	19.84%

Quanto à exergia apenas das células fotovoltaicas, o resultado é favorável para os bifaciais. Estes tiveram em média 12,97 % de eficiência exergética, os monofaciais apenas 11,78 %. Numericamente, fazendo uso da Equação 24, é de se esperar que isso seja o caso, uma vez que as temperaturas de operação dos dois foram tidas como semelhantes, a única grandeza que variava entre eles era a energia solar que ambos recebiam. O monofacial, por ter sido analisado levando em conta a energia irradiativa difusa, à qual o bifacial tem melhor aproveitamento, teve sua eficiência exergética menor do que se tivesse sido analisada apenas a irradiação direta.

5.4.3.Economia

O desempenho financeiro dos quatro sistemas é expresso na Tabela 22.

Tabela 22 – Comparação do desempenho financeiro dos sistemas.

Sistema	#	CAPEX (R\$)	(Renda - OPEX) Anual (R\$)	VPL (R\$)	Payback [anos]
Mono + Grid	I	94,679.00	35,126.00	236,450.00	4
Mono + Bat	II	135,480.00	27,609.00	124,790.00	8
Bi + Grid	III	90,505.00	35,330.00	242,550.00	4
Bi + Bat	IV	147,620.00	24,976.00	87,824.00	10

Por ela, percebe-se que a implementação de um sistema de armazenamento de energia acabou por prejudicar o desempenho econômico dos Sistemas II e IV substancialmente. Em

contrapartida, o melhor desempenho de todos foi do Sistema III, que pôde disfrutar da maior geração dos bifaciais, que reduziram seu CAPEX, sem ter que arcar com os custos de implementação do armazenamento *off-grid*.

O Sistema IV recebeu um conjunto de baterias maiores e, conseqüentemente, mais caras que o II, para acomodar melhor sua maior geração. Enquanto a bateria do sistema com monofaciais foi de capacidade estimada de 50 kWh, a do IV foi de 70 kWh, 40% maior, e os custos acompanharam essa tendência. Em todas as modalidades a implementação de armazenamento na escala residencial acarretou aumento de custos. É possível que esse fato se invertesse mediante o sistema pudesse fazer uso de leilões de energia, como aqueles que empreendimentos de maior escala fazem, para poder gerar renda com o armazenamento da energia elétrica quando ela é abundante e vendê-la no mercado quando a demanda e, simultaneamente, o custo for maior.

É notável que os sistemas foram dimensionados apenas para atender a demanda horária subtraída de 1200 kWh anuais, provenientes das cobranças mínimas da LIGHT para garantir a conexão na rede. Caso a injeção se convertesse mais diretamente em retorno financeiro, como no caso de uma Usina Fotovoltaica, os Sistemas III e IV, àqueles que geraram mais energia total, poderiam ter desempenhado melhor como investimentos e inclusive, haveria mais vantagens em ser um gerador para a rede. Como essa circunstância não ocorreu, a menor dependência de retirar energia do *grid* não foi o suficiente para balancear os maiores custos dos cenários II e IV.

5.4.4.Ambiental

O balanço final em relação aos quatro sistemas, no que condiz a massa de CO₂ equivalente emitido durante a sua fabricação e operação durante os 30 anos é apresentado na Tabela 23.

Tabela 23 – Balanço de impacto ambiental dos sistemas medido em [kg CO₂ eq].

	Mono + <i>on grid</i>	Mono + <i>off grid</i>	Bi + <i>on grid</i>	Bi + <i>off grid</i>
Sistema	I	II	III	IV
Módulo [kg CO ₂ eq]	7,47	7,47	5,00	5,00
Inversor [kg CO ₂ eq]	28,55	28,55	24,86	24,86
Grid [kg CO ₂ eq]	28.808,00	16.464,00	28.438,00	12.251,00
Bateria [kg CO ₂ eq]	0,00	10,000,00	0,00	14,000,00
Sistema [kg CO ₂ eq]	28.844,00	26.500,00	28.496,00	26.281,00
$\Delta(\text{Sistema} - \text{B.A.U})$ [kg CO ₂ eq]	-16.323,00	-18.666,00	-16.698,00	-18.886,00

Nela, se evidencia que os esses sistemas que contaram com os sistemas de armazenamento, tiveram seu desempenho sob esse critério impactado positivamente quando comparados com o I e o III respectivamente. Isso ilustra que, apesar do desafio atual de propor modos de armazenamento de energia mais sustentáveis, sob a ótica ambiental, há muito benefício em estudar e implementar tecnologias que possibilitem a substituição do uso das redes de transmissão comuns, mesmo quando se considera a matriz energética brasileira.

Mesmo assim, todos os sistemas analisados desempenharam a função essencial de reduzir o impacto ambiental do conjunto habitacional simulado substancialmente corroborando a solução da geração fotovoltaica como uma ferramenta viável para reduzir as emissões resultantes da matriz energética brasileira, seja em pequena escala, como visto nesse trabalho, como também em escalas maiores.

6 Conclusão

Foi simulado numericamente o uso de um sistema fotovoltaico com painéis monofaciais ou bifaciais, com ou sem armazenamento em baterias, conectado à rede, dimensionado para suprir a demanda horária padrão de um lar médio no Brasil. Foi considerado um prédio de dois andares, cada um com quatro apartamentos. Essa simulação foi desenvolvida no software Matlab com uma resolução horária durante um ano.

Os resultados obtidos mostram que o uso de painéis bifaciais trouxe ganhos energéticos totais suficientemente altos para justificar o interesse incrementalmente maior da tecnologia. Com um albedo de 40%, a energia total gerada aumentou de cerca de 39%, com um investimento adicional de cerca 5% menor e a sem sacrificar o *payback*. Assim, conclui-se que a tecnologia é viável sob essa ótica. Indo ao encontro disso, os sistemas com módulos bifaciais foram capazes de reduzir o impacto ambiental, medido em kg de CO₂ equivalentes, de 2%. Por outro lado, os sistemas de armazenamento *off-grid* não trouxeram benefícios financeiros ou ambientais ao final da análise considerando o perfil de consumidor ligado a rede. Postula-se que outras implementações, além do escopo residencial, sejam mais interessantes para a implementação dessa tecnologia. Ademais, conforme ilustrado, os sistemas II e IV apresentaram os maiores CAPEX dentre os quadros analisados e assim, expõe-se a necessidade de mais pesquisa sobre a tecnologia, a fim de obter baterias que sejam mais baratas.

No que tange às suas eficiências energéticas, os painéis bifaciais obtiveram resultados semelhantes aos dos monofaciais, que não os desqualifica, porém há oportunidade de melhora pois apenas tiveram, em média, um acréscimo de 10% da eficiência média mesmo quando os monofaciais foram analisando tendo em vista a DHI, recurso ao qual não são perfeitamente aptos para aproveitar.

Por fim, para continuação desse estudo seria interessante abordar a simulação abrangendo outras metodologias de modelagem numérica dos módulos bifaciais, em particular o Modelo dos Diodos Duplos, a fim de compará-lo com o modelo usado neste trabalho tanto para uso residencial como também para fins empresariais de maior escala, para os quais sua maior geração é mais desejável. Seria também pertinente avaliar o impacto do dimensionamento na competitividade dos sistemas em termos econômicos.

7 Referência Bibliografia

BSLBATT Lithium How Lithium Battery Prices Are Changing in 2025 [Relatório]. - 2025.

Kim Jaeun [et al.] A Review of the Degradation of Photovoltaic Modules for Life Expectancy [Artigo] // *Energies* . - 2021. - 14, 4728.

Ahmed Emad M. [et al.] An Accurate Model for Bifacial Photovoltaic Panels [Artigo] // *MDPI*. - 2022. - 15. - Vol. 509.

Becerra Valentina González [et al.] Electrical Model Analysis for Bifacial PV Modules Using Real Performance Data in Laboratory [Diário]. - 2024.

Boukortt Nour El Islam , Patanè Salvatore e Bouhjar Feriel Design, Optimization and Characterisation of IBC c-Si (n) Solar Cell [Livro]. - [s.l.] : Springer Nature B.V., 2019.

Campos Adriana [et al.] CO2 Footprint of Medium Voltage DC Solid State Transformer [Conferência] // *PCIM Europe 2024 - International Exhibition and Conference for Power Electronics, Intelligent Motion, Renewable Energy and Energy Management*. - Nürnberg, Germany : [s.n.], 2024.

Celik Ali Naci e Acikgoz Nasır Modelling and experimental verification of the operating current of mono-crystalline photovoltaic modules using four- and five-parameter models [Diário] // *Applied Energy*. - 2007. - pp. Volume 84, Issue 1.

CPG [Online] // *Click Petróleo e Gás*. - 09 de 08 de 2024. - 28 de 11 de 2025. - <https://clickpetroleoegas.com.br/descubra-a-inovadora-usina-solar-flutuante-com-rastreador-solar-na-america-latina-tecnologia-e-sustentabilidade-em-primeiro-plano/>.

de Carvalho José Eduardo Sanson Portella Seasonal modelling of integrated renewable energy storage systems: 4E analysis of CAES, hydrogen, and lithium-ion battery for residential buildings in Lyon and Rio de Janeiro [Diário]. - Lyon e Rio de Janeiro : [s.n.], 2025.

de Carvalho José Eduardo Sanson Portella Seasonal modelling of integrated renewable energy storage systems: 4E analysis of CAES, hydrogen, and lithium-ion battery for residential buildings in Lyon and Rio de Janeiro [Relatório]. - Lyon : [s.n.], 2025.

Dimitrij Chudinzow [et al.] Simulating the energy yield of a bifacial photovoltaic power plant [Artigo] // *Solar Energy*. - Stuttgart, Germany e Santiago, Chile : Elsevier, 2019. - 183. - Vols. 812-822.

Dupré Olivier, Vaillon Rodolphe e A. Green Martin A full thermal model for photovoltaic devices [Diário] // Solar Energy Volume 140. - 2016. - pp. 73-82.

Empresa de Pesquisa Energética Balanço Energético Nacional [Relatório]. - 2025.

Ganilha Sofia Carvalho Potential of bifacial PV installation and its integration with storage solutions [Diário]. - 2017.

Gokmen Nuri [et al.] Simple diagnostic approach for determining of faulted PV modules in string based PV arrays [Diário]. - Izmir, Turquia : Solar Energy, 2012. - 11 : Vol. 86.

Greener Geração Distribuída - Estudo estratégico referente ao ano de 2024 [Relatório]. - 2025.

Gu Wenbo [et al.] Experimental investigation of the bifacial photovoltaic module under real conditions [Artigo] // Renewable Energy. - Shanghai e Shenzhen, China : Elsevier, 2020. - 173.

Gu Wenbo [et al.] A coupled optical-electrical-thermal model of the bifacial photovoltaic module [Diário]. - 2020. - p. Volume 258.

Gupta Abhishek Kumar, Chauhan Narendra Singh e Saxena Ravi Real Time I-V and P-V Curve Tracer Using LabVIEW [Conferência] // International Conference on Innovation and Challenges in Cyber Security (ICICCS-INBUSH). - Greater Noida, India : [s.n.], 2016. - Vols. pp. 265-269.

Hiroshi Mori Radiation Energy Transducing Device [Patente] : US3278811A. - JAPÃO, 11 de Outubro de 1966.

Hirst Louise C. e Ekins-Daukes N. J. Fundamental losses in solar cells [Diário] // Progress in Photovoltaics: Research and Applications. - 2011. - pp. 19(3):286-93.

IEC 61724-1:2021 Photovoltaic System Performance – Part 1: Monitoring. - 2021.

Instituto de Energia PUC-RIO O Sol Vai Voltar Amanhã [Livro]. - Rio de Janeiro : Lexicon Editora Digital Ltda., 2020.

IPCC Core Writing Team IPCC, 2023: Summary for Policymakers. In: Climate Change 2023: Synthesis Report [Relatório]. - Geneva : [s.n.], 2023.

Jain P.C. A Model for Diffuse and Global Irradiation on Horizontal Surfaces [Diário]. - Trieste, Italy : [s.n.], 1990.

Janssen Gaby J.M. [et al.] Outdoor Performance of Bifacial Modules by Measurements and Modelling [Artigo] // Energy Procedia. - 2015. - Vol. Volume 77.

Jordeh A. Rezaee Parameter estimation of solar photovoltaic (PV) cells: A review [Diário] // Renewable and Sustainable Energy Reviews Volume 61. - 2016. - pp. Pages 354-371.

Juaidi Adel [et al.] A comparative simulation between monofacial and bifacial PV modules under palestine conditions [Diário] // Solar Compass. - 2023.

Karin T. e Jain A. Photovoltaic String Sizing Using Site-Specific Modeling [Diário]. - [s.l.] : IEEE Journal of Photovoltaics, 2020. - 3 : Vol. 10.

Kim Hyung Chul [et al.] Cradle-to-Gate Emissions from a Commercial Electric Vehicle Li-Ion Battery: A Comparative Analysis [Artigo] // JOUR. - [s.l.] : American Chemical Society, 2016. - 7722. - Vol. 50.

Kosmopoulos Panagiotis Planning and Management of Solar Power from Space [Livro]. - [s.l.] : Academic Press, 2023.

Kumar Ravi e Gupta Rajesh Shunts in crystalline silicon PV modules: A comprehensive review of investigation, characterization, and mitigation [Diário] // Solar Energy Materials and Solar Cells Volume 277. - 2024.

Kumbaroğlu Gürkan S. , Çamlıbel Mehmet Emre e AVCI Cem Techno-Economic Comparison of Bifacial vs Monofacial Solar Panels [Relatório].

Lewis Simon L. e Maslin Mark A. Defining the Anthropocene [Artigo] // Nature. - 2015. - 519, 171-180.

LIGHT Tarifas de Baixa Tensão - \$/kWh - Novembro/2025. - 2025.

Ma Tao [et al.] An improved and comprehensive mathematical model for solar photovoltaic modules under real operating conditions [Diário] // Solar Energy. - 2019. - pp. Volume 184, Pages 292-304.

Maniscalco Manfredi Picciotto [et al.] A Critical Review of the Environmental Performance of Bifacial Photovoltaic Panels [Artigo] // Energies. - 2024. - 17. - Vol. 226.

Mouhib Elmehdi [et al.] Overview of the Fundamentals and Applications of Bifacial Photovoltaic Technology: Agrivoltaics and Aquavoltaics [Artigo] // Energies. - [s.l.] : MDPI, 2022. - 8777 : Vol. 15.

Neamen D Semiconductor Physics and Devices [Artigo]. - New York : McGraw-Hill,, 2003. - 3a.

NTC SOMAR Bi-Poste - Estrutura fixa para Solo Bi-poste [Online] // NTC SOMAR - Estruturas Fotovoltaicas. - NTC SOMAR. - 28 de 11 de 2025. - <https://www.ntcsomar.com.br/estrutura-solo-bi-poste.php>.

Ozturk Miraç Can , Dogan Battal e Yesilyurt Murat Kadir Energy, exergy, sustainability, and economic analyses of a grid-connected solar power plant consisting of bifacial PV modules with solar tracking system on a single axis [Diário] // Science and Technology for Energy Transition. - 2023.

Petela Richard Exergy of undiluted thermal radiation [Artigo] // Solar Energy. - 2003. - 6 : Vol. 74.

Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento PNUD - Brasil [Online] // PNUD - Brasil. - Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento, 2015. - 28 de 11 de 2025. - <https://www.undp.org/pt/brazil/objetivos-de-desenvolvimento-sustentavel>.

Sahu K. P. [et al.] Electrical Modeling of Bifacial PV Modules [Diário] // IEEE Journal of Photovoltaics. - Jan. 2025. - pp. vol. 15, no. 1, pp. 117-125.

Sreenath S., Sudhakar K. e Yusop A. F. Energy-exergy-economic-environmental-energo-exergo-enviroecono (7E) analysis of solar photovoltaic power plant: A case study of 7 airport sites in India [Diário]. - Pahang, Malaysia : Elsevier, 2021.

Tahir [et al.] A comprehensive review of 4E analysis of thermal power plants, intermittent renewable energy and integrated energy systems [Relatório]. - [s.l.] : Energy Reports, 2021.

Tavares Leila Aley Matriz Energética Brasileira e as Tendências Futuras [Artigo] // RECIMA21 - Revista Científica Multidisciplinar - ISSN 2675-6218. - 2023. - 4(5), e453135.

Tossa Alain K. [et al.] A new approach to estimate the performance and energy productivity of photovoltaic modules in real operating conditions [Artigo] // Solar Energiy . - Uagadugu, Burkina Faso : Elsevier, 2014. - 110.

Vallourec <https://brazil.vallourec.com/news/nextracker-seleciona-a-vallourec-para-projeto-de-rastreador-solar-no-brasil/> [Online] // <https://brazil.vallourec.com>. - Vallourec. - 28 de 11 de 2025. - <https://brazil.vallourec.com/news/nextracker-seleciona-a-vallourec-para-projeto-de-rastreador-solar-no-brasil/>.

Verbrugge S. [et al.] Methodology and input availability parameters for calculating OpEx and CapEx costs for realistic network scenarios [Artigo] // J. Opt. Netw.. - 2006. - 5. - Vols. 509-520.

Vodapally S. N e Ali M. H A Comprehensive Review of Solar Photovoltaic (PV) Technologies, Architecture, and Its Applications to Improved Efficiency [Livro]. - [s.l.] : Energies, 2023. - Vols. 16, 319.

Wang [et al.] A detailed study on loss processes in solar cells [Diário] // Energy, Elsevier, vol. 144(C). - 2018. - pp. pages 490-500..

Wikner E. e Thiringer T Extending Battery Lifetime by Avoiding High SOC [Diário]. - [s.l.] : Applied Sciences, 2018. - 1825.

Wikoff Hope M., Reese Samantha B. e Reese Matthew O. Embodied energy and carbon from the manufacture of cadmium telluride and silicon photovoltaics [Diário]. - [s.l.] : CellPress, 2022. - 1710-1725 : Vol. 6.

Xiaojie Jia [et al.] Life cycle assessment on PERC solar modules [Artigo] // Solar Energy Materials and Solar Cells. - 2021. - Vol. Volume 227.

Zuhur Sadık e Ceylan İlhan Energy, Exergy and Enviroeconomic (3E) analysis of concentrated PV and thermal system in the winter application [Artigo] // Energy Reports. - Karabuk, Turquia : Elsevier, 2018.

8 Apêndice

```
%Importar Planilha de Dados Meteorologicos
BD=readmatrix("C:\Users\vitor\OneDrive\Documentos\MATLAB\INMET_DATA -
XEREM.xlsx");
BD(:,4) = BD(:,4)/100 ; %ajustando os valores das horas de 0-2300 para 0-23 h

%% Calculo da média mensal de cada valor
clc
[BD_LINE, BD_COL] = size(BD);

HORA_DIA = transpose(0:1:23);
HORA_ANO = 1:8760;
G = BD(:,9)/3600; % [kWh/m2] VETOR DE POTÊNCIA DA IRRADIAÇÃO - bd está em KJ / m2
G_MM = zeros(24,12); % [kW/m2] MATRIZ MÉD HORARIA MENSAL DE POT DE IRRAD
Temp = BD(:,12)+273.15; % [°K] VETOR TEMP MÁX / HORA %ARMAZENANDO DADOS DE
TEMPERATURA
v = BD(:,21); % [m/s] VETOR VELOCIDADE DO VENTO / HORA

i_mes = 1; %INICIALIZANDO VARIÁVEL DE ARMAZENAMENTO DE MES DO BD
i_hora = 1; %INICIALIZANDO VARIÁVEL DE ARMAZENAMENTO DE HORA DO BD
cont_med = zeros(1,12); %INICIALIZANDO VETOR QUE CONTA Nº DE INSTÂNCIAS DE
DADOS HORÁRIOS DE CADA MES DO BD AFIM DE UTILIZAR COMO DENOMINADOR NA MÉDIA G_MM

for i=1:BD_LINE

    i_mes = BD(i,2); %LE O MES DE UMA MEDIÇÃO DO BD

    i_hora = BD(i, 4); %LE A HORA DE UMA MEDIÇÃO DO BD
    G_MM(i_hora+1,i_mes) = G_MM(i_hora+1,i_mes) + G(i); %G_MM RECEBE O DADO DE
IRRADIAÇÃO MEDIDO EM UMA DETERMINADA HORA EM UM DETERMINADO MES
    % COORDENADA HORA RECEBE (+1) PQ HORAS COMEÇAM DO "0" E A MATRIZ DO "1"
    cont_med(1,i_mes) = cont_med(1,i_mes) +1;
    % CONTA QUANTAS VEZES INPUTAMOS DADOS EM UM MES RESULTA EM
    % QTD DE HORAS DE CADA MES

end

cont_med = cont_med/24; %TRANSFORMANDO EM QTD DE DIAS EM CADA MES

ano = ["Janeiro", "Fevereiro", "Março", "Abril", "Maio", "Junho", "Julho",
"Agosto", "Setembro", "Outubro", "Novembro", "Dezembro"];
color = ["#808080", "#836FFF", "#00FFFF", "#FF6347", "#00FF00", "#DAA520",
"#FF1493", "#DC143C", "#00FF00", "#F8F8FF", "#F08080", "#006400"]; %reorganizar se
possível de mais pra menos quente

for k=1:12
    G_MM(:,k) = G_MM(:,k)/cont_med(k); %MATRIZ 24x12 NA QUAL CADA LINHA CORRESP A
UMA HORA E CADA COLUNA A UM MÊS
    str1 = "Mês ";
    str2 = k;
    plot(G_MM(:,k), 'DisplayName', ano(k), 'Color', color(k))
end
```

```

        axis([0 24 0 0.9])
        hold on
        xlabel('Hora do Dia');
        ylabel('Irradiação Global Horizontal [kW/m2]');
    end
    hold off
    legend
    %%

    plot(G)
    xlabel('Hora do ano');
    ylabel('Irradiação Horizontal Global - GHI [kW]');

    clc

    min(G)
    max(G)
    mean(G)

    %%
    plot(Temp-273.15)
    xlabel('Hora do ano');
    ylabel('Temperatura [°C]');

    clc

    min(Temp-273.15)
    max(Temp-273.15)
    mean(Temp-273.15)

    %%
    plot(v)
    xlabel('Hora do ano');
    ylabel('Velocidade do Vento [m/s]');

    clc

    min(v)
    max(v)
    mean(v)
    %% Grandezas do Módulo

    MOD_DIM1 = 1.559; % [m] Dimensão #1 da Area do Módulo
    MOD_DIM2 = 0.798; % [m] Dimensão #2 da Area do Módulo

    %% Cálculo de Área de Implementação

    UFV_DIM1 = 12; %12 [m] Dimensão #1 da Area de Implementação da UFV
    UFV_DIM2 = 7; % 6 [m] Dimensão #2 da Area de Implementação da UFV
    UFV_AREA = UFV_DIM1 * UFV_DIM2; % [m2] Area de Implementação da UFV

    %% Main
    clc
    qtd_Apt = 4;
    qtd_floor = 2;
    FatorPV = 1; %mono

```

```

bi = 1; % 1 = ON // !=1 = 0;
albedo = 40/100; %considerando cascalho branco

% for i=1:100
%     G_aux(i) = G(i) ; %[kw]
% end

% retirar v_wind
[A_mod,NP,NS,NCS,Wp,Wpm,At,v_wind,U,Area_Ocupacao,n_mod] = Data_PV_Wind
(qtd_Apt,FatorPV,UfV_DIM1,UfV_DIM2,MOD_DIM1,MOD_DIM2);

%retirar II
[En_solar,Ex_solar,Eff_en,Eff_ex,W,C,T,Ex_elec,Gmax,II,T_cell,Current,
Current_rear, W_rear] = Bi_PV_Module_Year_Hourly
(NP,NS,NCS,v,U,G,Temp,n_mod,albedo,bi, FatorPV);

% plot(Current,U, Current_rear, U)

%% Eficiencia Energetca do Módulo
clc
plot(HORA_ANO, Eff_en )
xlabel('Hora do Ano');
ylabel('Eficiência do Módulo (%)');

title('Eficiência do Módulo Fotovoltaico');
j = 1;
for i=1:8760

    if G(i)>0
        Eff_en_avg(j) = Eff_en(i);
        j = j +1;
    end
end

mean(Eff_en_avg)
max(Eff_en)

%% Eficiencia Exergetca do Módulo
clc
plot(HORA_ANO, Eff_ex )
xlabel('Hora do Ano');
ylabel('Eficiência do Módulo (%)');

title('Eficiência Exergética do Módulo Fotovoltaico');
j = 1;
for i=1:8760

    if G(i)>0
        Eff_ex_avg(j) = Eff_ex(i);
        j = j +1;
    end
end

mean(Eff_ex_avg)
max(Eff_ex)

```

```

%%
plot(HORA_ANO(1,1:size(W_rear,2)), W(1,1:size(W_rear,2)),
HORA_ANO(1,1:size(W_rear,2)), W(1,1:size(W_rear,2))-W_rear )
xlabel('Hora do Ano');
ylabel('Geração (kWh)');
legend('Geração Bifacial', 'Geração Monofacial')
title('Diferença entre Bifacial x Monofacial');

mean(W(1,1:size(W_rear,2))) / mean(W(1,1:size(W_rear,2))-W_rear)
%% Cons Mensal

hab = 3; %habitantes por apto
[Cons_M] = Cons_Mensal() * qtd_Apt * hab ;% MW - > kW [Cons_M] = Cons_Mensal() *
1000 * qtd_Apt * 3
% Cons_M = Cons_M(1:i);
% for k=1
%     str1 = "Mês ";
%     str2 = k;
%     plot(Cons_M(:,k),'DisplayName',ano(k), 'Color',color(k))
%     axis([0 24 0 0.6])
%     hold on
%     xlabel('Hora do Dia');
%     ylabel('Demanda Mensal Média [kW]');
% end
% hold off
% legend

% Uso grid
clc
p_aprov = 0.9; %porcentagem de aproveitamento
k1=1 ;
k2=1 ;

%alocando os dados da matriz 24x12 nos seus respectivos valores horarios
%no vetor 1x8760 assumindo q todos os dias de um determinado mes sendo os
%iguais
for k_mes = 1:12
    for k_dia = 1:cont_med(k_mes)
        k2 = k1 + 23;
        Cons_H(1,k1:k2) = Cons_M(:,k_mes);
        k1 = k2+1;
    end
end

En_delta = W - Cons_H; %kW, diferença entre energia gerada pelo arranjo e o
consumo horario

En_inj1 = zeros (size(En_solar));
En_grid1 = zeros (size(En_solar));
Grid_cont1 = zeros (size(En_solar));

if En_delta(1) > 0
    En_inj1(1) = En_delta(1);
else
    En_grid1(1) = En_delta(1);

```

```

end

for k=2:size(En_delta,2)

    if En_delta(k)>=0
        En_inj1(k) = En_delta(k); %kW (valores positivos)
        En_grid1(k) = 0;
    else
        En_inj1(k) = 0; %kW (valores negativos)
        En_grid1(k) = En_delta(k);
    end
    Grid_cont1(k) = Grid_cont1(k-1) + (En_inj1(k)) * p_aprov + En_grid1(k);
end

% plot(Grid_cont1)

sum(W) % GERAÇÃO TOTAL PV
sum(En_grid1) % TOTAL (KW) RETIRADO DO GRID
sum(En_inj1) % TOTAL (KW) INJETADO DO GRID
sum(Cons_H) % TOTAL (KW) DEMANDA HORARIA
sum(abs(En_grid1) - En_inj1); % TOTAL (KW) DEMANDA HORARIA
%% plot demanda
clc
plot(HORA_ANO, Cons_H)
xlabel('Hora do Ano');
ylabel('Energia (kWh)');
axis([0 8760 min(Cons_H)*0.8 max(Cons_H)*1.1])
title('Demanda Horária do Consumidor');

%%
plot(HORA_ANO, En_inj1, HORA_ANO, En_grid1)
legend('Energia Injetada no Grid', 'Energia Retirada do Grid')
% Delta_Energia (Injetada - Grid)
xlabel('Hora do Ano');
ylabel('Energia (kWh)');
axis([0 8760 min(En_grid1)*1.2 max(En_inj1)*1.2])
title('Diferença entre Energia Gerada e Retirada do Grid sem Armazenamento');

grid on;

%%
clc

plot(HORA_ANO, W, HORA_ANO, W + abs(En_grid1), HORA_ANO, -(En_inj1+Cons_H),
HORA_ANO, -(Cons_H))
xlabel('Hora do Ano');
ylabel('Energia (kWh)');
grid on;
legend('W', 'W + retirado do grid', 'Cons horario + injetada', 'Cons horario '
)
axis([2 8760 -30 30])
%
% lot(HORA_ANO,(W+abs(En_grid2))-(En_bat+En_inj2+Cons_H))

%%

```

```

plot(HORA_ANO, En_inj2, HORA_ANO, En_grid2 )
legend('Energia Injetada no Grid', 'Energia Retirada do Grid')
% Delta_Energia (Injetada - Grid)
xlabel('Hora do Ano');
ylabel('Energia (kWh)');
axis([0 8760 min(En_grid2)*1.2 max(En_inj2)*1.2])
title('Diferença entre Energia Gerada e Retirada do Grid sem Armazenamento');

grid on;

%%
CURVA_IV=(Current-min(Current));
V = 1:1:51;

for i=1:51
    Area_IV(i) = CURVA_IV(i)*i;
end

yyaxis right
plot(V,Area_IV);
ylabel('Potência (W)')

yyaxis left
plot(V,CURVA_IV)
ylabel('Corrente (A)')

xlabel('Tensão (V)')

%%
CURVA_IV=(Current-min(Current));
CURVA_IV_rear=(Current_rear-min(Current_rear));
V = 1:1:51;

for i=1:51
    Area_IV(i) = CURVA_IV(i)*i;
    Area_IV_rear(i) = CURVA_IV_rear(i)*i;
end

% % legend('Potência verso', 'Potência frente')
% % yyaxis right
% plot(V, Area_IV , V,Area_IV_rear, V,Area_IV - Area_IV_rear )
% ylabel('Potência (W)')
% legend('Potência Total', 'Potência Frente','Potência Verso')
%
% xlabel('Tensão (V)')

plot(V,CURVA_IV , V,CURVA_IV_rear, V,CURVA_IV - CURVA_IV_rear )
ylabel('Corrente (A)')
legend('Corrente Total', 'Corrente Frente','Corrente Verso')

xlabel('Tensão (V)')

%% Caracterias das Baterias

```

```

bat_dis = 4 * 10^-5; % battery self discharging rate 3 % ao mês ajustado pro valor
horário
n_char = 0.95; % charging coefficient
n_disc = 0.95; % discharging coefficient
n_conv = 0.95; % converter efficiency

% Dimensionamento Inicial do Armazenamento
clc;
bat_cap = max(En_delta) %kWh
bat_cap_aux = max(En_delta); %kWh

En_bat = zeros(1,size(En_delta,2));
SOC = zeros(1,size(En_delta,2));
SOC_aux = zeros(1,size(En_delta,2));

SOC(1) = 50;%
SOC_aux(1) = 50;%
j = 100;

%criar variavel intermediaria para gravar a capacidade da bateria antes do
%passo
while max(SOC_aux)<=80
    for k = 2:size(En_delta,2)

        SOC_aux(k) = Calcula_SOC(En_delta(k),SOC_aux(k-1), bat_dis, n_char,n_disc,
n_conv, bat_cap_aux);
        SOC(k) = Calcula_SOC(En_delta(k),SOC(k-1), bat_dis, n_char,n_disc, n_conv,
bat_cap);

    end
    j = j - 1;
    bat_cap = bat_cap_aux;
    bat_cap_aux = max(En_delta)*j/100;
end
bat_cap_aux = bat_cap % kWh - capacidade da materia

%
% plot(SOC)
% % Plotting the state of charge (SOC) over time
% xlabel('Hour of the Year');
% ylabel('State of Charge (%)');
% title('Battery State of Charge Over Time');
% grid on;
%

% Calculo definitivo do SOC

bat_cap = 50*1.4;
% bat_cap = bat_cap_aux;

SOC = zeros(1,size(En_delta,2));
SOC_aux = zeros(1,size(En_delta,2));
SOC(1) = 50;%
SOC_aux(1) = 50;%

lim_max = 80;

```

```

lim_min = 20;

En_inj2 = zeros (size(En_solar));
En_grid2 = zeros (size(En_solar));
Grid_cont2 = zeros (size(En_solar));

if En_delta(1) > 0
    En_inj2(1) = En_delta(1);
else
    En_grid2(1)= En_delta(1);
end

En_bat(1) = Calcula_SOC(En_delta(1),SOC(1), bat_dis, n_char,n_disc, n_conv,
bat_cap) * bat_cap/100;
SOC(1) = Calcula_SOC(En_delta(1),SOC(1), bat_dis, n_char,n_disc, n_conv, bat_cap);

for k=2:size(En_solar,2)

    if En_delta(k) >0 %SE HÁ ENERGIA DISPONIVEL PARA ARMAZENAMENTO

        if SOC(k-1) <= lim_max %SE HÁ "ESPAÇO" NA BATERIA DESDE A ULTIMA ITERAÇÃO

            SOC_aux = Calcula_SOC(En_delta(k),SOC(k-1), bat_dis,
n_char,n_disc, n_conv, bat_cap); %CALC DO PROX INPUT NA BAT

            if SOC_aux <= lim_max % SE PROX INPUT *NAO FOR* EXCEDER O TETO DE
CARGA

                SOC(k) = SOC_aux;
                En_bat(k) = (SOC(k) - SOC(k-1)) * bat_cap/100; %TRANSMISSÃO DE
ENERGIA PARA BATERIA
                En_inj2(k) = En_delta(k) - (SOC(k) - SOC(k-1))/100*bat_cap;
                AUX(k) = "carga";

            else % SE PROX INPUT *FOR* EXCEDER O TETO DE CARGA DA BATERIA

                SOC(k) = lim_max;
                En_bat(k) = (SOC(k) - SOC(k-1)) * bat_cap/100;
                En_inj2(k) = En_delta(k) - (SOC(k) - SOC(k-1))/100*bat_cap;
                AUX(k) = "grid+";
            end

        else %SE SOC >80 VAI PRO GRID DIRETO
            SOC(k) = lim_max;
            En_inj2(k) = En_delta(k);
            En_bat(k) = 0;

            AUX(k) = "grid++";
        end

    elseif En_delta(k) < 0 %SE *NÃO HÁ* ENERGIA DISPONIVEL PARA ARMAZENAMENTO E
TEMOS QUE DESCARREGAR A BAT POTENCIALMENTE

        if SOC(k-1) >= lim_min %SE HÁ "CARGA" NA BATERIA DESDE A ULTIMA ITERAÇÃO
PARA USO

            SOC_aux = Calcula_SOC(En_delta(k),SOC(k-1), bat_dis, n_char,n_disc,
n_conv, bat_cap); %CALC DO PROX INPUT NA BAT

```



```

        if SOC_aux >= lim_min % SE PROX INPUT *NAO FOR* EXCEDER O PISO DE
CARGA DA BATER
            SOC(k) = SOC_aux;
            En_bat(k) = (SOC(k) - SOC(k-1)) * bat_cap/100;
            En_grid2(k) = En_delta(k) + (SOC(k-1) - SOC(k))/100*bat_cap;
            AUX(k) = "desc";

        else % SE PROX INPUT *FOR* EXCEDER O PISO DE CARGA DA BATERIA
            SOC(k) = lim_min;
            En_bat(k) = 0;
            En_grid2(k) = En_delta(k) + (SOC(k-1) - SOC(k))/100*bat_cap;
            AUX(k) = "grid-";
        end
    else %SE SOC <20 TIRAMOS DO GRID
        SOC(k) = lim_min;
        En_grid2(k) = En_delta(k);
        En_bat(k) = 0;
        AUX(k) = "grid--";
    end
end

Grid_cont2(k) = Grid_cont2(k-1) + (En_inj2(k)) * p_aprov + En_grid2(k);
end

plot(SOC)
title('Estado de Carregamento (SOC) no Decorrer do Ano')
xlabel('Hora do Ano');
ylabel('SOC (%)');
grid on;
axis([0 8760 0 100])

clc
sum(W) % GERAÇÃO TOTAL PV
sum(En_grid2) % TOTAL (KW) RETIRADO DO GRID
sum(En_inj2) % TOTAL (KW) INJETADO DO GRID
(SOC(end) - SOC(1))*bat_cap/100 %TOTAL (KW) ENERGIA ARMAZENADA >0 OU RETIRADA DA
BATERIA <0
sum(Cons_H)% TOTAL (KW) DEMANDA HORARIA

sum(abs(En_grid2)) - sum(En_inj2)

%%
clc

%plot(HORA_ANO, W, HORA_ANO, W + abs(En_grid2), HORA_ANO, -(Cons_H),HORA_ANO, -
(En_bat+Cons_H), HORA_ANO, -(En_bat+En_inj2+Cons_H))
plot(HORA_ANO, W , HORA_ANO, W + abs(En_grid2), HORA_ANO, -(En_bat+En_inj2+Cons_H),
HORA_ANO, -(En_bat+Cons_H), HORA_ANO, -(Cons_H))
xlabel('Hora do Ano');
ylabel('Energia (kWh)');
grid on;
legend('W', 'W + retirado do grid', 'Cons horario + bateria + injetada', 'Cons
horario + bateria','Cons horario ' )
axis([2 8760 -30 30])
%
% lot(HORA_ANO,(W+abs(En_grid2))-(En_bat+En_inj2+Cons_H))

```

```

%%

plot(HORA_ANO, (W+abs(En_grid2))-(abs(En_bat)+En_inj2+Cons_H))
% % plot(HORA_ANO, En_delta, HORA_ANO, SOC)
xlabel('Hora do Ano');
ylabel('Delta (kW)');
title('Diferença entre Energia Gerada e Retirada do Grid');
grid on;
axis([0 8760 -1 0.5])
%%
plot(SOC)
title('Estado de Carregamento (SOC) no Decorrer do Ano')
xlabel('Hora do Ano');
ylabel('SOC (%)');
grid on;
axis([0 8760 0 100])

sum(SOC)*bat_cap/100

%%

plot(HORA_ANO, En_inj2, HORA_ANO, En_grid2 )
legend('Energia Injetada no Grid', 'Energia Retirada do Grid')
% Delta_Energia (Injetada - Grid)
xlabel('Hora do Ano');
ylabel('Energia (kWh)');
axis([0 8760 -10 15])
title('Diferença entre Energia Gerada e Retirada do Grid com Armazenamento');

grid on;

%%
plot(HORA_ANO, En_bat)
% legend('Energia Armazenada na Bateria')
xlabel('Hora do Ano');
ylabel('Energia (kWh)');
axis([0 8760 0 0.6])
title('Energia Armazenada na Bateria');
grid on;

%%
plot(En_grid2)
% Plotting the state of charge (SOC) over time
xlabel('Horas do Ano');
ylabel('Energia (kW)');
title('Interação com o Grid no Ano');
grid on;

%%
plot(HORA_ANO, W, HORA_ANO, W*(mean(W_rear)/mean(W)))

%% Financeira REDUX
clc
Greener_rel_2025 = [2 , 1.91, 1.73
                    4 , 1.85, 1.03
                    8, 1.56, 0.86

```

```

12, 1.55, 0.72
30, 1.45, 0.71
50, 1.39, 0.80
75 1.36, 1.15
150 1.21, 1.11
300 1.13, 1.10
    ] ; %preço do relatório da Greener composto por MOD + INV
+ MONTAGEM + CABEAMENTO + PROTEÇÃO + INSTALAÇÃO
k=1;

if bi ~= 1

    while Wp > Greener_rel_2025(k,1)
        k = k + 1;
    end
    if Wp < Greener_rel_2025(1,1)
        rs_sist = (Greener_rel_2025(1,2)+ Greener_rel_2025(1,3))*Wp*1000
%reais
    else
        rs_sist = (Greener_rel_2025(k+1,2)+ Greener_rel_2025(k+1,3))*Wp*1000
%reais
    end
    perc_OPEX = 315000/24392649;
else

    while Wp > Greener_rel_2025(k,1)
        k = k + 1;
    end
    if Wp < Greener_rel_2025(1,1)
        rs_sist = (Greener_rel_2025(1,2)*(0.295/0.25)+
Greener_rel_2025(1,3))*Wp*1000 %reais
    else
        rs_sist = (Greener_rel_2025(k+1,2)*(0.295/0.25) +
Greener_rel_2025(k+1,3))*Wp*1000 %reais
    end
    perc_OPEX = 245000/26489979;
end

rs_bat = 815.94*bat_cap    %reais POR kwh

if bat_cap ~= 0 % Com armazenamento
    rs_LIGHT = 0.883 * sum((En_grid2)) %R$ /kwh  montante a ser pago pela energia
retirada do grid com o sistema
    rs_ARM = 0.883 * sum((SOC(end) - SOC(1))*bat_cap/100) %R$ /kwh valor
equivalente à energia armazenada na baeria
    rs_LIGHT_BAU = 0.883 * sum(Cons_H) ; %R$ /kwh * kwh montante a ser pago pela
energia retirada do grid sem o sistema (Business as Usual)
    CAPEX = rs_sist + rs_bat
    OPEX = -(perc_OPEX * CAPEX + rs_LIGHT) + rs_LIGHT_BAU + rs_ARM    %OPEX = $
economizado - $O&M + $ relativo ademanda do grid com sistema

else % Sem armazenamento
    rs_LIGHT = 0.883 * sum((En_grid1)); %R$ /kwh  montante a ser pago pela energia
retirada do grid com o sistema
    rs_LIGHT_BAU = 0.883 * (sum((Cons_H))) %R$ /kwh * kwh montante a ser pago
pela energia retirada do grid sem o sistema (Business as Usual)

```

```

    CAPEX = rs_sist + rs_bat
    OPEX = -(perc_OPEX * CAPEX + rs_LIGHT) + rs_LIGHT_BAU %OPEX = $ economizado -
    $O&M + $ relativo ademanda do grid com sistema
end
vida = 30; % anos

VPL = - CAPEX;
FCF = zeros(1,30);
FCF(1) = - CAPEX;

juros = 0.10;
PB=0;
i = 2;

while i <= vida+1
    VPL = VPL + OPEX/((1+juros)^(i-1));
    FCF(i) = FCF(i-1) + OPEX/((1+juros)^(i-1));
    if FCF(i) < 0;
        PB = i;
    end
    i=i+1;
end

VPL
PB

% PB=VPL;
% ROI_plot = transpose(ones(size(VPL))*PB);
%
% plot(FCF,DisplayName='FCF')
% hold on
% plot([PB PB],[min(FCF) max(FCF)], DisplayName='Payback')
% hold off
% legend

plot(FCF,DisplayName='FCF')
hold on
plot([0 30],[0 0], LineStyle="--", DisplayName='VPL = 0')
hold off
axis([0 30 min(FCF)/0.8 max(FCF)*1.2])
legend
%% Analise Ambiental
clc
co2_grid = 59.9/1000; % kg de CO2 / MWh 2024 gerado na rede

if bi == 1
    co2_mod = 0.198 * (1-.23); % kg de CO2 / kWp NISTALADO
else
    co2_mod = 0.198; % kg de CO2 / kWp NISTALADO
end

co2_inv = (149+23)/250; % kg de CO2 / kWh gerado por inv cradle grave
% co2_inv_unid = 178.43; % kg de CO2 / unid de inv
co2_bat = 200; %kg CO2 / kW bateria;

Pot_module = Wp;

```

```

Pot_inv = Wp*1.1; % VALIDAR

n_inv = 1;

if bat_cap ~= 0

    E_co2_mod = co2_mod * (Pot_module) % geração de CO2 em um ano de atuação dos
    módulos EM RELAÇÃO AO POTENCIA INSTALADA
    E_co2_inv = co2_inv * Pot_inv % geração de CO2 em um ano de atuação do
    inversor
    E_co2_grid = sum(abs(En_grid2))*30* co2_grid % AJUSTAR PARA KW geração de CO2
    do grid com armazenamento %verif max
    E_co2_bat = bat_cap * co2_bat
    E_co2_BAU = co2_grid * sum(Cons_H)*30 %BUSINESS AS USUAL
    E_co2_sistema = E_co2_mod + E_co2_inv + E_co2_grid + E_co2_bat
    d_co2 = E_co2_sistema - E_co2_BAU

else

    E_co2_mod = co2_mod * (Pot_module) % geração de CO2 em um ano de atuação dos
    módulos EM RELAÇÃO AO POTENCIA INSTALADA
    E_co2_inv = co2_inv * Pot_inv % geração de CO2 em um ano de atuação do
    inversor
    E_co2_grid = sum(abs(En_grid1))* co2_grid *30 % AJUSTAR PARA KW geração de CO2
    do grid com armazenamento %verif max
    E_co2_BAU = co2_grid * sum(Cons_H)*30 %BUSINESS AS USUAL
    E_co2_sistema = E_co2_mod + E_co2_inv + E_co2_grid
    d_co2 = E_co2_sistema - E_co2_BAU
end

%% Eficiências Energética

clc
n_1g=0
% if bat_cap == 0
%     n_1L = (sum(abs(En_inj1)*0.9) + sum(abs(Cons_H))) / (sum(abs(En_solar))
+ sum(abs(En_grid1)));
% else
%     n_1L = (sum(abs(En_inj1)*0.9) + sum(abs(En_bat))+ sum(abs(Cons_H))) /
(sum(abs(En_solar)) + sum(abs(En_grid1)));
% end
% n_1L

% Eficiência Global
if bat_cap ~= 0 % com armazenamento
    for i=2:8760
        if En_delta(i) > 0
            n_1g(i) =( abs(Cons_H(i)) + (En_bat(i)) +
abs(En_delta(i))*p_aprov)/ (abs(En_solar(i)));
        else
            n_1g(i) =( abs(Cons_H(i)) + (En_bat(i))) / (abs(En_solar(i)) +
abs(En_delta(i) ));
        end
    end
else
    for i=1:8760
        if En_delta(i) > 0

```

```

        n_1g(i) =( abs(Cons_H(i)) + abs(En_delta(i))*p_aprov)/
abs(En_solar(i));
    else
        n_1g(i) = abs(Cons_H(i))/ (abs(En_solar(i)) + abs(En_delta(i)) );
    end
end
end
end

```

```

n_1g_avg = mean(n_1g)
plot(n_1g)
axis([0 24*7 0 max(n_1g)*1.2])
xlabel('Hora do Ano');
ylabel('Eficiência Energética');
title('Eficiência Energética Durante a Simulação');
max(n_1g)

```

```

%% Eficiências dos Exergética
clc

```

```

T_sol = 5800; %Kelvin

```

```

% Eficiência Exergética
if bat_cap ~= 0 % com armazenamento
    for i=1:8760
        Ex_solar(i) = En_solar(i) * (1 - 4/3 * (Temp(i)/T_sol) + 1/3 *
(Temp(i)/T_sol)^4 );

        if En_delta(i) > 0
            n_2g(i) =( abs(Cons_H(i)) + (En_bat(i)) +
abs(En_delta(i))*p_aprov)/ (Ex_solar(i));
        else
            n_2g(i) =( abs(Cons_H(i)) + (En_bat(i))) / (Ex_solar(i) +
abs(En_delta(i)));
        end
    end
else
    for i=1:8760
        if En_delta(i) > 0
            n_2g(i) =( abs(Cons_H(i)) + abs(En_delta(i))*p_aprov)/
(Ex_solar(i));
        else
            n_2g(i) = abs(Cons_H(i))/ ((Ex_solar(i)) + abs(En_delta(i)) );
        end
    end
end
end

```

```

%módulo fotovoltaico
for i=1:8760
    n_2L(i) = W(i)/ ( abs(mean(En_solar)) * (1 - 4/3 * (Temp(i)/T_sol) + 1/3 *
(Temp(i)/T_sol)^4 ));
end
n_2g(1) = [];
plot(n_2g)

```

```

axis([0 24*7 0 max(n_2g)*1.2])
xlabel('Hora do Ano');
ylabel('Eficiência Exergética');
title('Eficiência Exergética no Durante a Simulação');

mean(n_2g)
max(n_2g)

%%
plot(HORA_ANO, W + abs(En_grid1), HORA_ANO, -(En_inj1+Cons_H))
xlabel('Hora do Ano');
ylabel('Energia (kWh)');
grid on;
legend('Energia Injetada', 'Energia Retirada')
%
% lot(HORA_ANO, (W+abs(En_grid2))-(En_bat+En_inj2+Cons_H))

%%
if size(Grid_cont1,2) == 8761
    Grid_cont1(end) = [];
end

if size(Grid_cont2,2) == 8761
    Grid_cont2(end) = [];
end
plot(HORA_ANO, Grid_cont2 - Grid_cont1)
% plot(HORA_ANO, Grid_cont1, HORA_ANO, Grid_cont2)
xlabel('Hora do Ano');
ylabel('Energia (kWh)');
grid on;
legend('Contador do Grid sem Armazenamento', 'Contador do Grid com Armazenamento')
%

function [A_mod,NP,NS,NCS,Wp,Wpm,At,v_wind,V,Area_Ocupacao,n_mod] = Data_PV_Wind
(qtd_Apt,FatorPV,UfV_DIM1,UfV_DIM2,MOD_DIM1,MOD_DIM2 )
%% FatorPV -> Multiplica a area de PV
% UfV_DIM1 = 12; % Apartamento
% UfV_DIM2 = 6;
Area_Apt = UfV_DIM1*UfV_DIM2;
Area_Ocupacao = Area_Apt*qtd_Apt*FatorPV;

Dimensao_3 = UfV_DIM1*sqrt(FatorPV); % Predio
Dimensao_4 = UfV_DIM2*sqrt(FatorPV); % *2

% MOD_DIM1 = 1.559; % Dimensões da Placa
% MOD_DIM2 = 0.798;

max_placas_hor = Dimensao_3/MOD_DIM1;
max_placas_ver = Dimensao_4/MOD_DIM2;

A_mod = 1.244; % [m²] Panel area A_cell - virou A_mod
n_mod = Area_Ocupacao/A_mod;
n_mod = floor(n_mod);

quadrado = sqrt(n_mod);
NP = floor(quadrado); % [-] Number of module in parallel
NS = floor(quadrado); % [-] Number of module in series

```

```

% n_mod = NS*NP;

NCS = 72; % [-] Number of cells in module
Wpm = 1.69/1000*NCS; % [kW] Peak Power on modulo
v_wind = 5; % [m/s] Wind Velocity
At = n_mod*A_mod;
Wp = Wpm*n_mod; %kW potencia total em todos os módulos
V = 0:1:50;
function [En_solar,Ex_solar,Eff_en,Eff_ex,W,C,T,Ex_elec,Gmax,II,T_cell,Current,
Current_rear, W_rear] =
Bi_PV_Module_Year_Hourly(NP,NS,NCS,v_wind,V,Estacao,Tamb,n_mod,albedo,bi, FatorPV)

%% PV Panel Data
NS_1 = 1;
a = 1.9; % Ideal factor
y = a * NS_1 * NCS; % Forma Factor
G_ref = 1000; % [W/m²] Reference
irradiation
I_Lref = 5.75; % [A] Photovoltaic current
k = 1.381e-23; % [J/K] Boltzman
coefficient
kt = 0.0035; % [A/°C] Temperature
coefficient in curto circuito
T0 = 298.15; % [K] Ambient Temperature
T_ref = 298.15; % [K] Reference
Temperature
T_sol = 6000; % [K] Sun Temperature
q = 1.602e-19; % [C] Electron charge
V_oc = 47.7; % [V] Open circuit V
R_s = 0.0277; % [Ohm] Resistance
A_cell = 1.244;
E = 1.794e-19;

T_cell_rear = 0;
I_L_rear = 0;
I0_rear = 0;
Current_rear = 0;
W_rear = 0;
bi_rate = .8; %fator de bifacialidade do PERC

% Estacao(end+1) = 1000;
Gmax = max(Estacao);
for i = 1:length(Estacao)
    i
    G = Estacao(i);
    G_rear = G * albedo; % W
    T_cell(i) = 0.943*Tamb(i) + 0.028*G*1000 - 1.528*v_wind(i) + 4.3;
% [K] Cell Temperature

    if G > 0
        I_L(i) = (G*1000/G_ref)*(I_Lref + kt*(T_cell(i) - T_ref));
% [A] PV Current

        I0(i) = I_Lref * exp((-q*V_oc)/(k*y*T_ref))* ((T_cell(i)/T_ref)^3)...

```



```

        * exp((q*E/(k*a))*((1/T_ref)-(1/T_cell(i))));
% [A] Reverse Saturation Current

    if bi == 1

        G_rear = G * albedo; % W

        T_cell_rear(i) = 0.943*Tamb(i) + 0.028*G_rear*1000 - 1.528*v_wind(i) +
4.3;          % [K] Rear Cell Temperature

        I_L_rear(i) = (G_rear*1000/G_ref)*(I_Lref + kt*(T_cell_rear(i) - T_ref));
% [A] Rear PV Current

        I0_rear(i) = I_Lref * exp((-q*V_oc)/(k*y*T_ref))*
((T_cell_rear(i)/T_ref)^3)...
        * exp((q*E/(k*a))*((1/T_ref)-(1/T_cell_rear(i))));
% [A] Reverse Saturation Rear Current

        for j = 1:length(V)
            options =
optimoptions('fsolve','FiniteDifferenceType','central','Algorithm','Levenberg-
Marquardt','FunctionTolerance', 1e-9,'StepTolerance', 1e-9,'Display','off');
            I0_rear = I0_rear(i);
            par = [T_cell_rear(i), I_L_rear(i), I0_rear(i), q, y, k, R_s, V(j)];
            fun = @(r) SolveCurrent(r,par);
            try
                [r,~,~] = fsolve(fun,I0_rear,options);
            catch
                parada = 3;
            end
            Current_rear(j) = r;          % [A] Current
        end
    end

    for j = 1:length(V)
        options =
optimoptions('fsolve','FiniteDifferenceType','central','Algorithm','Levenberg-
Marquardt','FunctionTolerance', 1e-9,'StepTolerance', 1e-9,'Display','off');
        I0 = I0(i);
        par = [T_cell(i), I_L(i), I0(i), q, y, k, R_s, V(j)];
        fun = @(r) SolveCurrent(r,par);
        try
            [r,~,~] = fsolve(fun,I0,options);
        catch
            parada = 3;
        end

        Current(j) = r;          % [A] Current
    end

    Current = Current + Current_rear*bi_rate;
    Waux = V.*Current;          % [W] Power
    Waux_rear = V.*Current_rear;
    [~,I] = max(Waux);
    II(i) = I;
    W(i) = max(Waux)*NCS/1000*FatorPV;          % [W] -> [kW] Power
all cells

```

```

    W_rear(i) = max(Waux_rear)*NCS/1000*FatorPV;
    C(i) = max(Current);
    T(i) = max(Waux)/C(i);
    En_solar(i) = (G * A_cell + G_rear * A_cell);% /1000 ; % * NS * NP;
% [kW] Solar Energy
    Ex_solar(i) = (G * A_cell * ((1 - (4*Tamb(i))/(3*T_sol)) +
((1/3)*((Tamb(i)/T_sol)^4))) + G_rear * A_cell * ((1 - (4*Tamb(i))/(3*T_sol)) +
((1/3)*((Tamb(i)/T_sol)^4))));%/1000; ; % * NS * NP [W] Solar Exergy
    Eff_en(i) = W(i)/En_solar(i)/(NCS); % [-] Energetic
Efficiency
    Eff_ex(i) = W(i)/Ex_solar(i)/(NCS); % [-] Exergetic Efficiency

    else
    W(i) = 0;
    C(i) = 0;
    En_solar(i) = 0;
    Ex_solar(i) = 0;
    Ex_solar(i) = 0;
    Eff_en(i) = 0;
    Eff_ex(i) = 0;

    end
end
TF = isnan(Eff_en);
Eff_en(TF) = 0;
TF = isnan(Eff_ex);
Eff_ex(TF) = 0;

En_solar = En_solar*(n_mod);
Ex_solar = Ex_solar*n_mod;
Ex_elec = W;

function F = SolveCurrent(I, p)
F = I - p(2) + (p(3)*(exp(p(4)*(p(8)+I*p(7)))/(p(6)*p(5)*p(1)))-1));
end

function [Cons_M] = Cons_Mensal()

Cons_M=readmatrix("C:\Users\vitor\OneDrive\Documentos\MATLAB\ConsumoMensalHorario.
xlsx");

Cons_M = Cons_M(2:end-1, 4:end); % Keep only relevant columns for processing
Cons_M (1,:) = [];
% for i=1:12
%
%     Cons_M(:,i) = BD_EST(:,i+3);
%
% end

end

function [SOC] = Calcula_SOC(En_delta,SOC_ant, bat_dis, n_char,n_disc, n_conv,
bat_cap)

```

```
if En_delta>0
    SOC = SOC_ant*(1-bat_dis) + (En_delta*n_char*n_conv)/bat_cap*100;
else
    SOC = SOC_ant*(1-bat_dis) - abs(En_delta)/(n_disc*n_conv*bat_cap)*100;
end
end
```