

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CENTRO TECNOLÓGICO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA CIVIL
CURSO DE ENGENHARIA CIVIL

Lucas Dario Minatto

**ESTUDO DE CASO: SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA RESIDÊNCIA
UNIFAMILIAR**

Florianópolis

2023

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

Minatto, Lucas Dario

ESTUDO DE CASO: SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA RESIDÊNCIA
UNIFAMILIAR / Lucas Dario Minatto ; orientador, Ricardo
Ruther, 2023.

60 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) -
Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico,
Graduação em Engenharia Civil, Florianópolis, 2023.

Inclui referências.

1. Engenharia Civil. 2. Engenharia Civil. 3. Energia
solar. 4. Lei 14.300. 5. Geração de energia. I. Ruther,
Ricardo. II. Universidade Federal de Santa Catarina.
Graduação em Engenharia Civil. III. Título.

Lucas Dario Minatto

**ESTUDO DE CASO: SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA RESIDÊNCIA
UNIFAMILIAR**

Trabalho de Conclusão de Curso submetido ao curso de Engenharia Civil do Centro Tecnológico da Universidade Federal de Santa Catarina como requisito parcial para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Civil.

Orientador: Prof. Ricardo Rütger, Dr.

Florianópolis

2023

Lucas Dario Minatto

**ESTUDO DE CASO: SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA RESIDÊNCIA
UNIFAMILIAR**

Este Trabalho de Conclusão de Curso foi julgado adequado para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Civil e aprovado em sua forma final pelo Curso de Engenharia Civil da Universidade Federal de Santa Catarina.

Florianópolis, 12 de dezembro de 2023

Prof.^a Liane Ramos da Silva, Dra.

Coordenadora do Curso

Banca Examinadora:

Prof. Ricardo Ruther, Dr.

Orientador

Universidade Federal de Santa Catarina

Prof.^a Cristine do Nascimento Mutti, Ph.D.

Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. Roberto Lamberts, Dr.

Universidade Federal de Santa Catarina

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente aos meus pais, Eduardo e Mônica, que sempre estiveram ao meu lado, apoiando, incentivando e acreditando em mim. Seu amor, suporte e ensinamentos foram fundamentais para que eu pudesse chegar até aqui. A vocês devo minha gratidão eterna.

Aos meus irmãos, Filipe e Rafael, que compartilharam comigo não apenas os momentos felizes, mas também os desafios, vocês foram uma fonte de inspiração para seguir em frente.

Aos meus amigos que fiz ao longo do curso, Francisco, Luigi, Carlos e Matheus, por tornarem essa jornada acadêmica mais leve, divertida e enriquecedora.

Ao meu orientador, professor Ricardo, por todos os ensinamentos repassados durante a graduação, pelo suporte, orientação e paciência ao longo deste trabalho, seus conselhos e direcionamento foram fundamentais para o desenvolvimento deste estudo.

Aos amigos de infância e que fazem parte da minha vida até hoje, por todo o tempo compartilhado e por sempre estarem presentes, obrigado por serem uma constante fonte de apoio.

À minha família em geral, por ser a base sólida que me sustentou em todos os momentos, pela compreensão, amor incondicional e por serem o porto seguro ao longo dessa jornada.

E por fim, a todos aqueles que fizeram parte dessa minha jornada durante o período de graduação, pelos momentos compartilhados e pelas lições aprendidas no caminho.

A todos vocês, meu muito obrigado.

“A grandeza não consiste em receber honras,
mas em merecê-las” - Aristóteles

RESUMO

Devido ao aumento populacional, o avanço da industrialização e o crescimento socioeconômico, a demanda energética também aumenta, acarretando em maiores custos associados ao seu consumo. Nesse contexto, a autogeração de energia, principalmente através de energia solar fotovoltaica, se destaca como uma fonte de energia renovável que oferece uma alternativa eficaz para a redução desses custos. Este estudo tem como objetivo avaliar a viabilidade financeira da implantação de um sistema de microgeração solar fotovoltaica para atender a uma residência unifamiliar. A análise financeira foi realizada com base em três indicadores fundamentais: o Valor Presente Líquido (VPL), a Taxa Interna de retorno (TIR) e o Tempo de Retorno do Investimento (payback). Para isso, foi dimensionado a potência necessária para o sistema da residência estudada. Dois cenários diferentes foram analisados, um desconsiderando a nova Lei 14.300 e a segunda utilizando o disposto na mesma. As conclusões dessas análises indicam que a instalação de um sistema fotovoltaico, não apenas contribui positivamente para o meio ambiente como fonte de energia limpa, inesgotável e econômica, mas também é viável financeiramente, gerando economias consideráveis ao longo de sua vida útil.

Palavras-chave: Sistema fotovoltaico; Geração de energia; *Payback*.

ABSTRACT

Due to population growth, industrialization advancement, and socioeconomic development, there is an increase in energy demand, leading to higher costs associated with its consumption. In this context, self-generation of energy, particularly through photovoltaic solar energy, stands out as a renewable energy source that offers an effective alternative to reduce these costs. This study aims to assess the financial feasibility of implementing a photovoltaic solar microgeneration system to meet the needs of a single-family residence. Financial analysis was conducted based on three key indicators: Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR), and Payback Period. To achieve this, the required power for the system in the studied residence was determined. Two different scenarios were analyzed, one without considering the new Law 14.300, and the second using the provisions of the same. The conclusions drawn from these analyses indicate that the installation of a photovoltaic system not only positively contributes to the environment as a clean, inexhaustible, and economical energy source but also proves to be financially viable, generating significant savings over its useful life.

Keywords: Photovoltaic system; Power generation; Payback.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Oferta interna de energia elétrica	15
Figura 2 - Total diário da irradiação global horizontal (média anual)	17
Figura 3 - Incidência da radiação.....	18
Figura 4 - Sistema on grid	19
Figura 5 - Sistema off grid	20
Figura 6 - Eficiência das células	21
Figura 7 - Módulos Fotovoltaicos.....	22
Figura 8 - Simultaneidade de consumo e geração de energia	25
Figura 9 - Localização de Criciúma	34
Figura 10 - Localização do local de estudo	35
Figura 11 - Irradiação em Criciúma	36
Figura 12 - Consumo de energia	37
Figura 13 - Consumo de energia	38
Figura 14 - Módulo fotovoltaico BYD	39
Figura 15 - Micro inversor SIW300H M020 L1.....	40
Figura 16 - Consumo de energia X geração.....	42
Figura 17 - Valor do preço por kWh na CELESC nos últimos anos.....	44
Figura 18 - Valor do preço do fio B por kWh na CELESC	49

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Regras de transição do pagamento da TUSD Fio B	24
Tabela 2 - Orçamento do projeto	43
Tabela 3 - Valores de kWh CELESC	45
Tabela 4 - Inflação do Brasil	46
Tabela 5 - Fluxo de caixa	48
Tabela 6 - Valor do preço do fio B por kWh	50
Tabela 7 - Fluxo de caixa considerando a Lei 14.300	51

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	11
1.1 OBJETIVOS	12
1.1.1 Objetivo Geral	12
1.1.2 Objetivo Específico	12
1.2 JUSTIFICATIVA	12
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	14
2.1 MATRIZ ENERGÉTICA NACIONAL	14
2.2 ENERGIA SOLAR	15
2.3 SISTEMA FOTOVOLTAICO	17
2.3.1 Módulos fotovoltaicos	19
2.3.2 Inversor	21
2.4 Normas Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)	22
2.5 MARCO LEGAL: LEI Nº 14.300/2022	22
2.6 ANÁLISE FINANCEIRA	24
2.6.1 Valor Presente Líquido (VPL)	25
2.6.2 Taxa interna de retorno (TIR)	26
2.6.3 Payback	26
3. METODOLOGIA	28
3.1 DIMENSIONAMENTO	28
3.1.1 Identificação do local de estudo	28
3.1.2 Consumo Energético e o Tipo de Ligação no local de estudo	29
3.1.3 Determinação do Tipo do Módulo Fotovoltaico	30
3.1.4 Escolha do Inversor	30
3.1.5 Potência de Pico	30
3.1.6 Número de Módulos Fotovoltaicos	31
3.1.7 Geração Esperada	31
4. RESULTADOS	33
4.1 LOCAL DE ESTUDO E IRRADIAÇÃO INCIDENTE	33
4.2 ENERGIA CONSUMIDA	35
4.3 TIPO DE MÓDULO FOTOVOLTAICO	37
4.4 ESCOLHA DO INVERSOR	38
4.5 POTÊNCIA DE PICO DOS MÓDULOS	39
4.6 NÚMERO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	40
4.7 GERAÇÃO ESPERADA	40
4.8 VIABILIDADE DO SISTEMA	41
5. CONCLUSÃO E SUGESTÃO PARA TRABALHOS FUTUROS	52
5.1 CONCLUSÃO	52
5.2 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	53
REFERÊNCIAS	54
ANEXO	57
Ficha técnica do Módulo BYD	57
Ficha técnica do Micro inversor SIW300H M020 L1	59

1. INTRODUÇÃO

Atualmente grande parte da matriz elétrica mundial ainda é derivada de recursos não renováveis, segundo a IEA (International Energy Agency, 2022), mais de 70% de toda a energia produzida no mundo é proveniente de combustíveis fósseis, principalmente carvão e gás natural, que acabam gerando grandes quantidades de gases que agravam o problema do efeito estufa. Assim a busca por energias limpas e sustentáveis vem sendo amplamente procurada pela sociedade.

De acordo com Fernandes *et al.* (2023), desde o seu surgimento, na década de 1950, a tecnologia de energia solar fotovoltaica a base de silício vem sendo aprimorada constantemente, com grandes avanços em eficiência, durabilidade e custo. Sendo uma das energias renováveis mais eficientes, é amplamente utilizada em todo o mundo para geração de eletricidade, sendo ela em larga escala ou em aplicações residenciais e comerciais.

Atualmente os módulos fotovoltaicos são feitos à base de silício, sendo este monocristalino, policristalino ou amorfo. A utilização do silício se dá pois ele é um elemento em grande abundância na crosta terrestre e possui uma baixa toxicidade.

Em 17 de abril de 2012, a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica, 2012) publicou a normativa RN 482, criando o sistema de compensação de energia elétrica, possibilitando assim que pessoas com microgeração de energia emprestem a geração excedente da sua residência para a rede distribuidora, gerando créditos energéticos que servem para abater a energia consumida da rede. Após a publicação da Lei nº 14.300, de 7 de Janeiro de 2022 (Brasil,2022), a ANEEL lançou a Resolução Normativa nº 1059, trazendo diversas mudanças para o SCEE (Sistema de Compensação de Energia Elétrica).

Diante do descrito, esse trabalho pretende analisar o quão vantajosa é a instalação de módulos solares em uma residência unifamiliar para microgeração de energia, mostrando suas vantagens e desvantagens ao longo do estudo.

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 Objetivo Geral

O presente trabalho tem como objetivo dimensionar e avaliar a viabilidade da implantação de um sistema de energia elétrica fotovoltaica em um residência unifamiliar, e analisar o tempo de retorno desse investimento e o impacto no retorno financeiro gerado pela nova Lei 14.300.

1.1.2 Objetivo Específico

- Dimensionar a potência total dos módulos fotovoltaicos;
- Verificar a viabilidade financeira da instalação de um sistema fotovoltaico a partir dos indicadores *Payback* e Valor Presente Líquido (VPL)
- Verificar o impacto da mudança na forma de faturamento nos indicadores de viabilidade;
- Comparativo de viabilidade entre a nova e a antiga normativa.

1.2 JUSTIFICATIVA

De acordo com Rodrigues (2023) , a energia solar é reconhecida como uma opção de investimento para reduzir os custos relacionados ao consumo de energia elétrica. Esse aumento no interesse e investimento solidificou a posição da energia solar como a segunda fonte de energia mais prevalente na matriz energética nacional.

A análise da viabilidade do sistemas de geração fotovoltaico deve ser feita individualmente para cada unidade consumidora, visto que há vários fatores que impactam no retorno econômico e técnico desse tipo de investimento.

Além do crescimento contínuo no setor nos últimos, outro tema referente ao assunto é a nova resolução normativa que recentemente entrou em vigor. A Lei 14300/2022 modifica as diretrizes para a implementação de sistemas de mini e microgeração, além de reformular a estrutura tarifária para unidades que geram ou consomem energia de usinas remotas. Devido a essas mudanças, surge uma

considerável discussão em torno da viabilidade econômica desse tipo de investimento, levando em conta projeções tanto no cenário presente quanto no futuro.

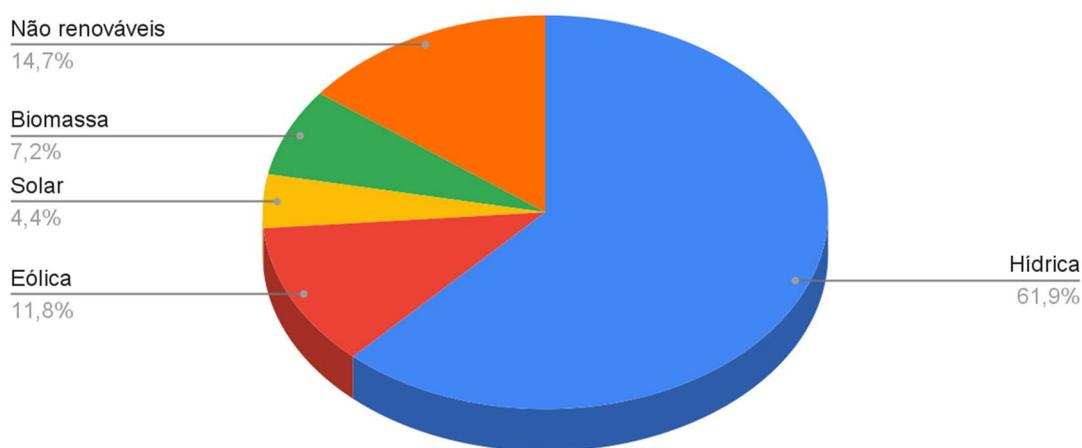
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 MATRIZ ENERGÉTICA NACIONAL

De acordo com o EPE (2023), que utiliza dados de 2022 para fazer uma análise da matriz energética brasileira, o Brasil dispõe de uma matriz elétrica de origem predominantemente renovável, com destaque para a fonte hídrica. Considerando apenas a energia produzida no Brasil, sem considerar a importação, que quase a totalidade oriundas da usina de Itaipu, a fonte hídrica participou com quase 62% da oferta interna de energia elétrica em 2022, seguido da somatória de energias não renováveis (14,7%) e pela geração de energia eólica (11,8%). As fontes renováveis representam 85,3% da oferta interna de eletricidade no Brasil, conforme indica a figura 1.

Figura 1 - Oferta interna de energia elétrica

FONTE INTERNA DE ENERGIA



Fonte: Adaptado de EPE (2023).

Recentemente, no início de janeiro de 2023, a energia solar fotovoltaica tornou-se a segunda fonte mais utilizada no Brasil com cerca de 24 GW de potência instalada,

o que representa 11,2% do total, ficando atrás apenas da fonte hídrica, deste total (Rodrigues,2023).

De acordo com Hein (2023), tem-se notado um crescimento na utilização da energia solar fotovoltaica, tanto em usinas centralizadas, quanto em unidades de mini e microgeração distribuída. No ano de 2022, a energia solar teve o maior crescimento anual, sendo acrescidos mais de 9GW, crescimento de mais de 80% quando comparado com 2021, que era o recorde anterior, sendo que desse total, foram 6,6 GW instalados em sistemas de geração distribuída.

2.2 ENERGIA SOLAR

Nos últimos anos, o número de pesquisas focadas em energias renováveis vem aumentando. Diversos cientistas consideram a energia solar a mais abundante em recursos para atender a demanda da sociedade, que decorre do desenvolvimento econômico (Husain *et al.*, 2018).

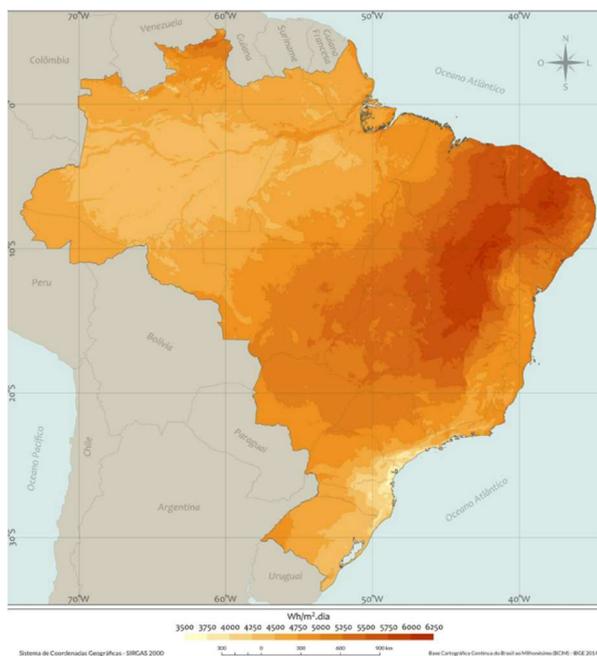
A energia solar é uma das alternativas energéticas mais promissoras para os desafios deste milênio. A rigor, a energia proveniente do Sol não é renovável, mas uma fonte inesgotável levando em consideração a escala de tempo da vida no planeta Terra (Martins *et al.*, 2017).

Segundo Rüter (2004), diariamente o sol transmite mais energia para a superfície terrestre do que é demandado em um ano para toda a população do planeta.

Ramful *et al.* (2022) afirmam que a energia solar pode atender perfeitamente a demanda mundial de energia, se 0,16% da superfície terrestre for coberta por células solares de 10% de eficiência. Isso geraria uma potência total de 20 TW, que é quase o dobro da taxa atual de consumo de combustíveis fósseis.

O Brasil é um dos países com maior potencial de geração de energia solar no mundo, de acordo com Martins (2017), os locais menos ensolarados no Brasil possuem capacidade superior aos locais mais ensolarados da Alemanha. Na figura 2 é apresentada a irradiação média no Brasil.

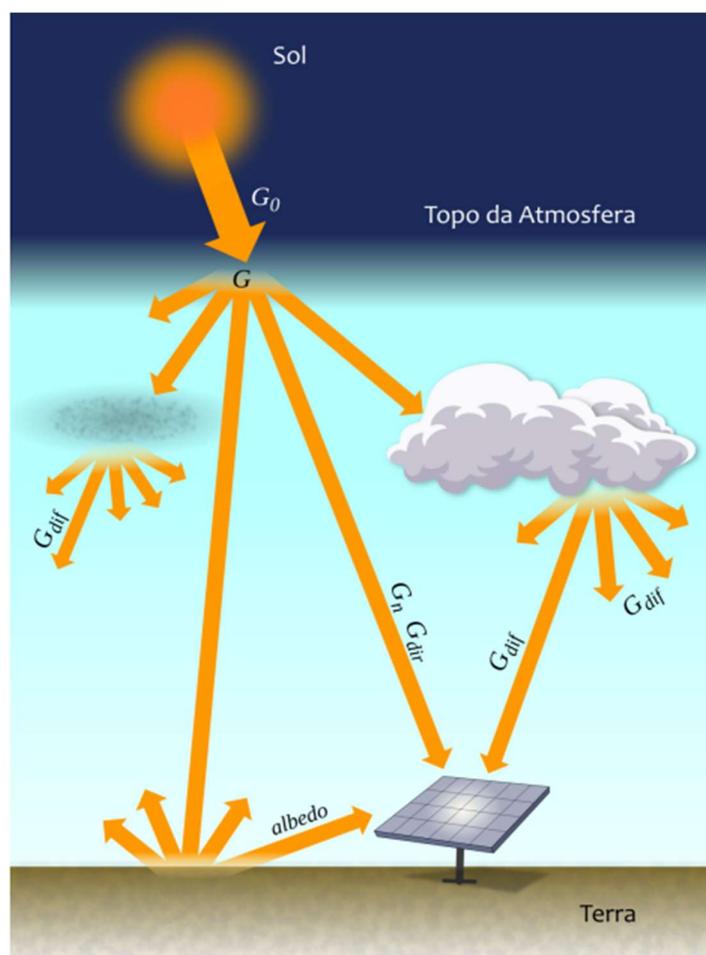
Figura 2 - Total diário da irradiação global horizontal (média anual)



Fonte: Pereira *et al.* (2017).

Philippi Jr. *et al.* (2016) explicam que a incidência total da radiação solar com um corpo no solo é dependente de três componentes, sendo estes a radiação direta, difusa e refletida. A direta é proveniente do disco solar, apenas sofrendo refração atmosférica. A difusa sofre mudanças na direção dos raios por reflexão ou espalhamento antes de entrar em contato com o corpo. E a refletida depende das características do solo e da inclinação do equipamento, conforme indica a figura 3.

Figura 3 - Incidência da radiação



Fonte: Pereira *et al.* (2017).

Rüther (2004) aponta que a energia fotovoltaica no Brasil tem um grande potencial, visto que ela é muitas vezes superior à demanda de energia do país. Como exemplo, ele faz uma comparação com a hidrelétrica de Itaipu, que gera em torno de 25% da energia consumida no Brasil. Substituindo a área do lago de Itaipu por módulos solares fotovoltaicos de filmes finos é possível atingir até o dobro de energia gerada.

2.3 SISTEMA FOTOVOLTAICO

Philippi Jr. *et al.* (2016) explicam que um sistema fotovoltaico de energia é composto de um ou mais módulos fotovoltaicos, juntamente com outros

equipamentos, como bateria, controladores de carga, inversores e alguns equipamentos de proteção. Esses equipamentos são variáveis dependendo da aplicação. Os sistemas fotovoltaicos são formados por células solares capazes de transformar a energia solar diretamente em eletricidade. Quando a radiação solar incide sobre uma célula solar, surge um potencial elétrico (tensão) através das camadas do material semicondutor. Esse potencial permite que a corrente elétrica circule através de um circuito externo quando esse for fechado.

A tecnologia fotovoltaica pode ser instalada em quase todas as regiões do planeta. Por não conter partes móveis, esses sistemas podem operar de forma silenciosa. Sistemas fotovoltaicos geralmente têm uma durabilidade de 25 anos (Philippi Jr. *et al.*, 2016).

O sistema fotovoltaico conectado à rede também é conhecido como *on grid* ou *grid tie*. Esse sistema, nada mais é do que um gerador de eletricidade que utiliza como fonte de energia a energia proveniente do sol. O sistema on grid dispensa o uso de baterias, pois toda potência gerada pelo sistema fotovoltaico é consumida pelas cargas ou são injetadas diretamente na rede elétrica (Bortoloto *et al.*, 2017). A figura 4 apresenta um sistema *on grid*.

Figura 4 - Sistema *on grid*

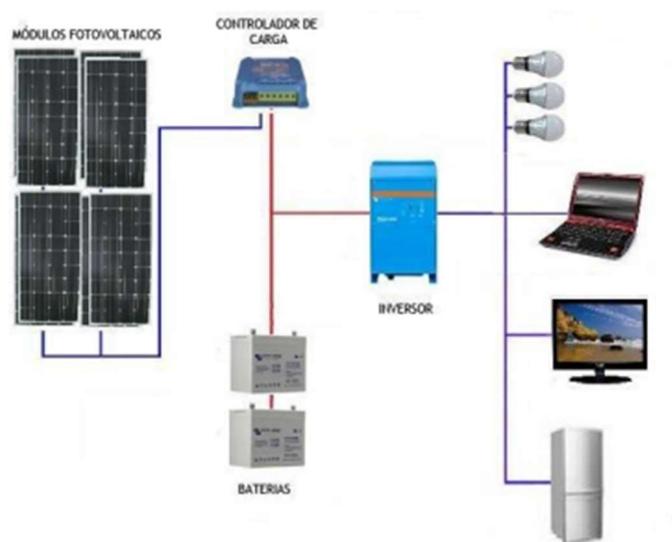


Fonte: Bortoloto *et al.* (2017).

De acordo com Rüter (2004), o sistema on grid pode ser dividido em dois tipos, sendo eles de forma centralizada, usinas convencionais em locais longe da rede consumidora, ou de forma integrada à edificação. No segundo apresenta vantagens como a minimização da perda de energia por transmissão e distribuição, que são comuns em sistemas centralizados e o fato de não ocuparem área extra, visto que são integradas à residência.

Segundo Bortoloto *et al.* (2017), o sistema *off grid* geralmente, possui um série de baterias para o armazenamento de energia e necessita, dependendo da aplicação, de controladores de carga e inversores CC/CA. Esse sistema é caracterizado por não se conectar a rede elétrica, assim ele abastece os aparelhos que utilizarão energia, por isso é muito utilizado em áreas rurais ou regiões onde não chega rede elétrica. A figura 5 demonstra o sistema *off grid*.

Figura 5 - Sistema *off grid*



Fonte: BORTOLOTO, Valter A. et al. (2017).

2.3.1 Módulos fotovoltaicos

De acordo com Husain *et al.* (2018) uma célula fotovoltaica é um dispositivo semicondutor que transforma energia solar em energia elétrica através de um fluxo de elétrons, que ocorre quando a luz solar é absorvida por esse material fazendo com que os elétrons sejam ejetados deixando um buraco que será preenchido pelos elétrons a sua volta. Esse fenômeno é conhecido como efeito fotovoltaico.

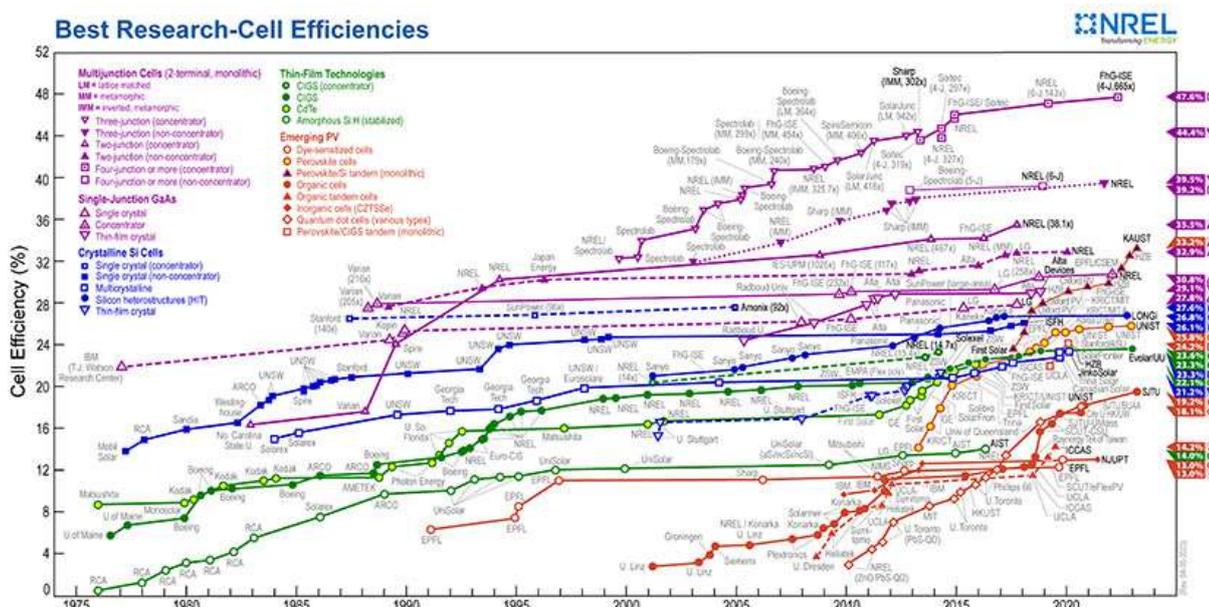
Segundo Abdelrazik *et al.* (2022) a produção de células fotovoltaicas cresceu muito, enquanto seus preços caíram nos últimos anos. Há diversos tipos de células que variam em preço, eficiência e processos de produção, porém as mais comuns são de silício, sendo ele monocristalino, policristalino e amorfo.

Hoje em dia, 90% dos geradores instalados no mundo são feitos à base de silício cristalino. Dentro deste, o silício monocristalino é o mais antigo e o que

mantém o domínio do mercado (60%), sendo utilizado em todo o tipo de aplicações terrestres de média e elevada potência (Nunes *et al.*, 2020).

Green *et al.* (2022), explicam que as células fotovoltaicas vem sendo aprimoradas a cada ano, e atualmente existem células de silício que atingem eficiência de até 26.8%, conforme mostra a figura 6.

Figura 6 - Eficiência das células

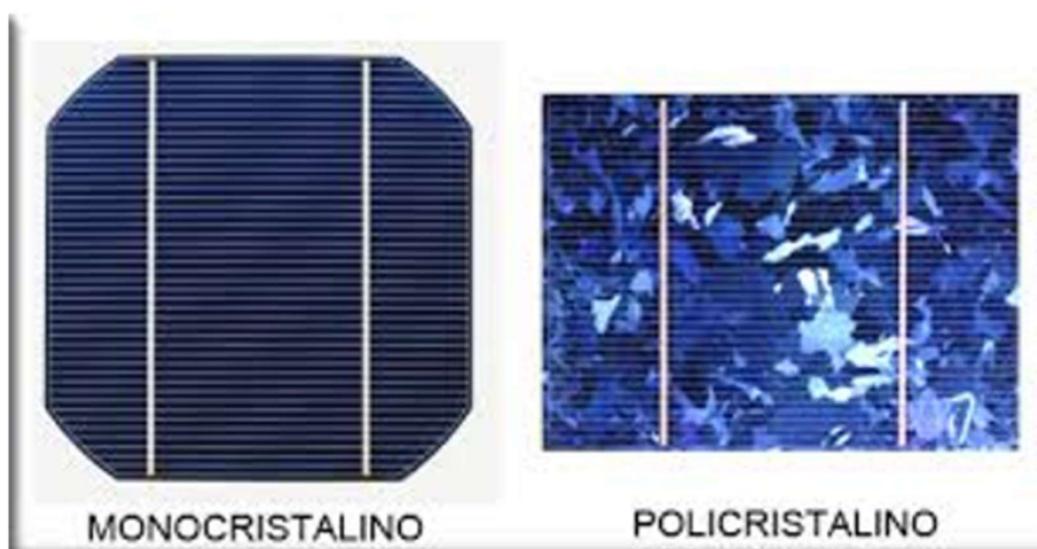


Fonte: NREL (2023).

Pereira (2016) explique que a célula de silício monocristalino é uniforme pois é composta por um único cristal, o que impacta diretamente na forma como os elétrons são conduzidos dentro do material. Devido a isso, essas células são mais eficientes por não terem barreiras que impeçam a passagem dos elétrons. Mas para isso o material precisa passar por um processo de dopagem para criar camadas do tipo p e n. Essa dopagem é feita através da introdução de impurezas no material para modificar as suas propriedades elétricas.

De acordo com Pinho e Galdino (2014) às células de silício policristalino apresentam barreiras para o fluxo de elétrons, tendo assim uma eficiência menor em relação às células monocristalinas. Apesar da menor eficiência, para sua produção é utilizada uma quantidade de energia significativamente menor, logo sua produção é mais barata. A figura 7 apresenta os módulos mono e policristalino.

Figura 7 - Módulos Fotovoltaicos



Fonte: SOUZA (2018)

Pinho e Galdino (2014) ainda explicam que o silício amorfo pode ser produzido em camadas de poucos micrometros (μm), por técnicas de produção de larga escala sobre superfícies rígidas ou flexíveis. Assim, a energia necessária para sua produção é reduzida e seus custos também. Além disso, essas células não são restritas à forma de quadriláteros, surgindo assim a possibilidade de serem utilizadas em superfícies flexíveis, ampliando o espectro de aplicações em arquitetura e equipamentos portáteis.

2.3.2 Inversor

Pinho e Galdino (2014) explicam que um inversor é um dispositivo eletrônico que fornece energia elétrica em corrente alternada (CA) a partir de uma fonte de energia elétrica contínua (CC). Essa energia CC pode ser originária de diversas fontes, entre elas módulos fotovoltaicos. A tensão CA de saída deve ter amplitude, frequência e conteúdo harmônico condizentes com as cargas que serão alimentadas. Em casos de sistemas conectados à rede elétrica, o inversor deve ter sua tensão sincronizada com a rede.

2.4 Normas Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)

Com a edição da Resolução Normativa ANEEL nº 1059, de 07 de fevereiro de 2023, a ANEEL aprimora as regras para compensação de energia, para a conexão e o faturamento de micro e minigeração distribuída. De acordo com a ANEEL (2023), o Sistema de Compensação de Energia Elétrica, é um sistema no qual a energia elétrica ativa é injetada na rede por uma unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída, recebendo assim título de empréstimo gratuito que posteriormente é utilizado para compensar o consumo de energia elétrica ou contabilizado como crédito de energia.

De acordo com a resolução 1059 da ANEEL (2023), permite o uso de fontes renováveis para a geração compartilhada, modalidade que participa do SCEE através de uma reunião de consumidores, por meio de cooperativa, consórcio condomínio civil ou edilício e outras formas de associação civil para este fim, composto por pessoas físicas ou jurídicas que possuam unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída.

A ANEEL (2023) denomina microgeração distribuída como a central geradora com potência instalada, em corrente alternada, menor que 75 quilowatts (kW) que utilize cogeração qualificada ou por meio de fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição de energia elétrica por meio de instalações de unidade consumidora, e minigeração distribuída central geradora de energia elétrica renovável ou de cogeração qualificada, conectada a rede com corrente alternada entre 75 kW e 5 megawatts (MW), para centrais geradoras de fontes despacháveis, e 3 MW para fontes não despacháveis.

2.5 MARCO LEGAL: LEI Nº 14.300/2022

Vigente para os projetos protocolados junto às concessionárias a partir do dia sete de janeiro de 2023, a Lei nº 14.300/2022 institui o marco legal do micro e minigeração de energia (Brasil, 2022).

De acordo com Solar (2022), a Lei 14.300/2022, sancionada em janeiro de 2022, é o marco legal do setor de energia solar no Brasil e estabeleceu novas condições para a geração distribuída de energia elétrica a partir de fontes renováveis, como a solar fotovoltaica. Antes da Lei, os consumidores que geram energia

excedente a partir de sistemas fotovoltaicos podiam utilizar os créditos gerados para abater o valor da conta de luz, sem pagar a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) sobre a energia excedente entregue à rede. Com a nova lei, a parcela da TUSD referente à distribuição da energia, TUSD Fio B, passou a ser cobrada para projetos entregues após 6 de janeiro de 2023

Segundo Brasil (2022) a Lei 14.300/2022 define que a cobrança da TUSD Fio B será feita de forma escalonada, começando em 15% da TUSD durante o ano de 2023, valor que aumenta a cada ano, até chegar a 90% em 2028. Após período de transição, as unidades participantes do sistema de compensação de energia elétrica ficarão sujeitas às regras tarifárias estabelecidas pela ANEEL para as unidades consumidoras com microgeração ou minigeração distribuída. Projetos homologados até 6 de janeiro de 2023 são isentos da cobrança da TUSD Fio B até o ano de 2045. Já para projetos homologados entre janeiro e julho de 2023, a regra de transição será até 2030. Para projetos homologados após julho de 2023, a transição ocorrerá até 2029. A tabela 1 mostra o escalonamento da taxa cobrada do TUSD Fio B.

Tabela 1 - Regras de transição do pagamento da TUSD Fio B

Ano	Taxa TUSD Fio B
2023	15%
2024	30%
2025	45%
2026	60%
2027	75%
2028	90%
2029	Nova regra para sistemas instalados após 6 de julho de 2023
2031	Nova regra para sistemas instalados entre 6 de janeiro e 6 de julho de 2023

Fonte :Adaptado de Portal solar (2022).

De acordo com o site Energês (2022), em média, aproximadamente 30% da energia gerada por um sistema fotovoltaico é consumida simultaneamente nas residências, enquanto os 70% restantes são injetados na rede elétrica. Esse fator de simultaneidade pode variar de acordo com o perfil de consumo de cada residência e da capacidade de geração do sistema fotovoltaico instalado. A figura 8 mostra o gráfico de simultaneidade entre consumo e geração de uma residência com um sistema fotovoltaico.

Figura 8 - Simultaneidade de consumo e geração de energia



Fonte :Energês (2022).

2.6 ANÁLISE FINANCEIRA

De acordo com Cavalcanti *et al.* (2023), a análise econômica é um fator crucial em qualquer projeto, pois é por meio dela que se torna possível avaliar a viabilidade financeira do investimento e verificar se os recursos aplicados irão trazer retornos para o investidor. No contexto de instalação de um sistema fotovoltaico integrado à rede da concessionária local de distribuição de energia elétrica, é importante realizar um estudo de viabilidade econômica para avaliar a viabilidade financeira do projeto. Para isso, diversos indicadores econômico-financeiros podem ser utilizados, como o *Payback*, o Valor Presente Líquido (VPL) e a Taxa Interna de Retorno (TIR). Esses indicadores são ferramentas importantes para embasar decisões em relação a investir ou não em um projeto, pois permitem identificar a viabilidade e a expectativa de lucros, além do tempo necessário para recuperar o total investido.

2.6.1 Valor Presente Líquido (VPL)

De acordo com Parente (2019) o VPL envolve a agregação de todos os fluxos de caixa no momento inicial do investimento, descontando o custo de oportunidade do valor investido por meio da aplicação da taxa média de retorno.

O Valor Presente Líquido (VPL) de um fluxo de caixa utiliza uma equação matemática-financeira de todo o fluxo no tempo atual ou ao iniciar um investimento. Para estimar esse valor, é necessário somar as receitas líquidas futuras descontadas do valor presente com uma taxa de desconto (ou taxa mínima de atratividade). O VPL é amplamente utilizado para planejar investimentos de longo prazo (Brito *et al.*, 2022).

Segundo Ayrão (2018) o VPL consiste em trazer todas as entradas e saídas futuras a valor presente, ao longo da vida útil do projeto, e deduzir do valor do investimento. Assim, quando o resultado de VPL for positivo significa que, em valores atuais, o investimento traz retorno financeiro, para valores iguais a zero é não teremos nenhum benefício financeiro mas também não haverá prejuízos, e para valores negativos significa que se o investimento não é viável. Para isso, é preciso definir uma taxa de juros para poder trazer o valor do dinheiro no tempo a valor presente. Quando se calcula o VPL, esta taxa é chamada Taxa Mínima de Atratividade (TMA).

Para o cálculo do VPL tem-se:

$$VPL = FC_0 + \sum_{t=0}^n \frac{FC_n}{(1 + TMA)^n} \quad (1)$$

Onde:

VPL – Valor presente líquido;

FC_0 – Fluxo de caixa no prazo zero;

FC_n – Fluxo de caixa em um determinado período;

n – Período;

TMA – Taxa mínima de atratividade

2.6.2 Taxa interna de retorno (TIR)

A Taxa Interna de Retorno (TIR) consiste na taxa de desconto que faz com que o VPL de uma oportunidade de investimento seja igual a 0 (medido em valor monetário), uma vez que o valor presente das entradas de caixa iguala-se ao investimento inicial. Ou seja, trata-se da taxa de retorno anual composta que o investidor obterá se investir no projeto e receber as entradas de caixa previstas. Matematicamente, a TIR é o valor de TMA na Equação 1 que faz com que o VPL seja nulo. (Gitman, 2010).

Brito *et al.* (2022) expõem que a decisão de aceitar ou rejeitar o investimento utilizando esse método é determinada pela comparação entre a Taxa Interna de Retorno (TIR) calculada e a taxa de atratividade estimada para o projeto. Se a TIR for superior à taxa mínima de atratividade (TMA), o investimento é considerado economicamente atrativo. Caso contrário, a recomendação técnica é a rejeição.

2.6.3 Payback

Brito *et al.* (2022), explicam que o *Payback* é um indicador financeiro que representa o tempo necessário para que um investimento ou empréstimo retorne ao investidor. Esse indicador é fundamental para avaliar a viabilidade financeira de um projeto, pois permite estimar o tempo necessário para recuperar o investimento inicial.

Além do mais, existem dois tipos de *Payback*, o simples e o descontado, que divergem apenas em levar ou não em conta o valor do dinheiro no decorrer do tempo. (Santos *et al.*, 2016).

Para calcular o *payback* simples, Abreu Filho *et al.* (2012) explicam que é necessário a soma dos benefícios derivados da execução do projeto. O período de *Payback* representa a quantidade de tempo requerida para que esses benefícios alcancem o montante do investimento realizado.

Para calcular o *Payback* simples tem-se:

$$PBs (anos) = \frac{I_t(R\$)}{E_t(R\$)} \quad (2)$$

Onde:

PBs – *Payback* simples (ano);

It – Investimento total no SFV (R\$);

Et – Economia total do SFV anualmente (R\$).

No *Payback* composto (ou descontado) cada entrada ou saída futura é trazida a valor presente usando uma taxa de desconto (chamada taxa de juros) e vai se somando as parcelas até que o fluxo de entrada (trazido a valor presente) seja igual ao valor investido (Ayrão, 2018)

Já o *Payback* descontado (PBD), tem a mesma finalidade do *Payback* simples e é indicado para medir a potencialidade do projeto em devolver o investimento, utilizando a TMA como taxa de desconto em seu cálculo. Ou seja, o *Payback* descontado leva em conta o valor do dinheiro no tempo e seu cálculo está baseado no conceito do valor presente (Abreu Filho *et al.*, 2012).

Para o cálculo do *Payback* descontado tem-se:

$$PBD (anos) = PSP + \frac{SNA}{FCD} \quad (3)$$

Onde:

PBD – *Payback* descontado (anos);

PSP – é o primeiro ano de saldo positivo do fluxo de caixa;

SNA – é o saldo negativo do ano anterior ao PSP;

FCD – é o Fluxo de caixa descontado do primeiro ano de saldo positivo.

3. METODOLOGIA

Neste trabalho a metodologia utilizada será um estudo de caso como principal instrumento de pesquisa, realizando primeiramente uma revisão bibliográfica e posteriormente o dimensionamento do sistema de geração de energia elétrica fotovoltaica. Será analisado o tempo de retorno do investimento e a sua viabilidade, pontuando suas vantagens e desvantagens.

3.1 DIMENSIONAMENTO

Para o dimensionamento do sistema fotovoltaico *on grid*, foram levadas em consideração as teorias do manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos de Pinho e Galdino da CEPEL-CRESESB (2014) e o auxílio da ferramenta computacional PVsyst. O dimensionamento do sistema fotovoltaico será apresentado em etapas, que serão explicadas juntamente com os processos de cálculos.

A primeira etapa do dimensionamento é composta pela identificação do local do projeto onde será instalado os módulos fotovoltaicos e, assim, analisar a irradiação que incide neste local. A segunda etapa abrange a análise do consumo energético da residência e a ligação com a concessionária.

Com esses dados definidos, é necessário determinar o modelo do painel que será utilizado no sistema fotovoltaico, e assim estabelecer o inversor que será utilizado. E por fim, será realizado uma análise de payback, ou seja, estipular o tempo necessário para o retorno financeiro.

3.1.1 Identificação do local de estudo

É necessária uma análise do local de estudo, visando coletar dados que venham a contribuir para o dimensionamento do sistema fotovoltaico. Essa análise pode ocorrer através de registros fotográficos ou imagem de satélites, que permitam a visualização do local de instalação do sistema, assim analisando se há a existência de possíveis sombreamentos e a área disponível para os módulos fotovoltaicos.

Sendo assim, para calcular os dados da cidade de Criciúma - SC, foi utilizado o programa sundata da CRESESB com as coordenadas da unidade consumidora (UC) para coletar os dados de irradiação solar diária média mensal.

Com esses dados, se tem condições de calcular o dimensionamento do sistema fotovoltaico. Também se faz necessário obter a quantidade de horas de sol pleno (HSP) na região de estudo, pois com ela temos a quantidade de horas por dia que a radiação permanece constante e igual a 1 kW/m², ignorando assim a variação da irradiância a cada instante. Para calcular a horas de sol pleno do local de interesse, foi utilizada a equação 4.

$$HSP = \frac{\text{irradiação}}{\frac{1kW}{m^2}} \quad (4)$$

3.1.2 Consumo Energético e o Tipo de Ligação no local de estudo

Para a realização do dimensionamento fotovoltaico, necessita-se analisar o consumo energético nos últimos 12 meses no local do projeto. Com esses dados, o valor da média anual do consumo em kWh (Quilowatts hora), tem que ser descontado o valor do custo de disponibilidade de energia pela concessionária, sendo que a variação tarifária é de acordo com a ligação residencial. Assim, para ligações monofásicas deve ser reduzido 30 kWh, para bifásicas 50 kWh e para as trifásicas 100 kWh. Utilizando a equação 5 com os dados acima, foi determinada a geração ideal do sistema fotovoltaico.

$$GI = CM - CD \quad (5)$$

Onde:

GI = Geração ideal;

CM = Consumo mensal;

CD = Custo de disponibilidade.

3.1.3 Determinação do Tipo do Módulo Fotovoltaico

Além dos dados de HSP, área disponível e o histórico do consumo energético, é necessário o conhecimento de outros dados para a realização dos cálculos do dimensionamento. Esses dados são os tipos de módulos fotovoltaicos, as especificações técnicas, orientação e ângulo de inclinação, sombreamento, modelos de fabricação, eficiência energética, perdas de cargas, tolerância de potência do painel fotovoltaico, qualidade da moldura e garantia do arranjo fotovoltaico. Assim, foram analisados alguns modelos de módulos fotovoltaicos vendidos no mercado.

3.1.4 Escolha do Inversor

Com o módulo determinado, deve-se escolher o inversor do sistema. Ressaltando que ele deve ser compatível com a potência pico do painel fotovoltaico. Nesse projeto, foram levados em consideração alguns critérios como o monitoramento individual das placas, prevenção contra possíveis sombreamentos que podem ocorrer ao longo da vida útil, segurança na instalação, desempenho individualizado e modularidade do sistema fotovoltaico. Assim, foram analisados alguns modelos de inversores no mercado.

3.1.5 Potência de Pico

A potência de pico do painel fotovoltaico estima a potência máxima suportada pela fonte de alimentação. Com essa informação, possibilita uma proteção, prevenindo assim possíveis defeitos na fonte de alimentação. A potência de pico foi calculada com a equação 6.

$$P_{FV} = \frac{E}{HSP_{MA} \times TD} \quad (6)$$

Onde:

P_{FV} (Wp) = Potência de pico do painel fotovoltaico;

E (Wh/dia) = Consumo diário médio anual da edificação ou fração deste;

$HSP_{MA}(h)$ = Média diária anual HSP incidente no plano do painel fotovoltaico;

TD (Adimensional) = Taxa de desempenho.

De acordo com Pinho e Galdino (2014), a taxa de desempenho é uma relação entre o desempenho real do sistema e o desempenho máximo teórico possível. Ainda apontam que em um sistema fotovoltaico residencial conectado à rede no Brasil, com boa ventilação e sem sombreamento, atingem entre 70% e 80% de desempenho, nas condições de radiação solar do Brasil.

3.1.6 Número de Módulos Fotovoltaicos

Para estimar o número de módulos fotovoltaicos necessários para o sistema, foi utilizada a equação 7, que leva em consideração as máximas potências dos painéis fotovoltaicos.

$$N^{\circ} \text{ de módulos} = \frac{P_{FV}}{P_{\text{módulo}}} \quad (7)$$

Onde:

P_{FV} (Wp) = Potência de pico do módulo fotovoltaico;

$P_{\text{módulo}}$ = Potência do painel.

3.1.7 Geração Esperada

Com o sistema fotovoltaico instalado na unidade consumidora (UC), e com todos as suas partes determinadas, será gerada a energia solar fotovoltaica. Com isso, é indispensável calcular a quantidade de energia que será produzida pelo sistema fotovoltaico, possibilitando assim uma comparação entre o consumo de energia na UC e a geração do sistema fotovoltaico, conforme a equação 8.

$$\text{Geração total} = \sum_{t=0}^n I_o \times P_{\text{módulo}} \times \eta \quad (8)$$

Onde:

n = Número de dias no mês;

I_o = Radiação média diária do mês em kWh/m²/dia;

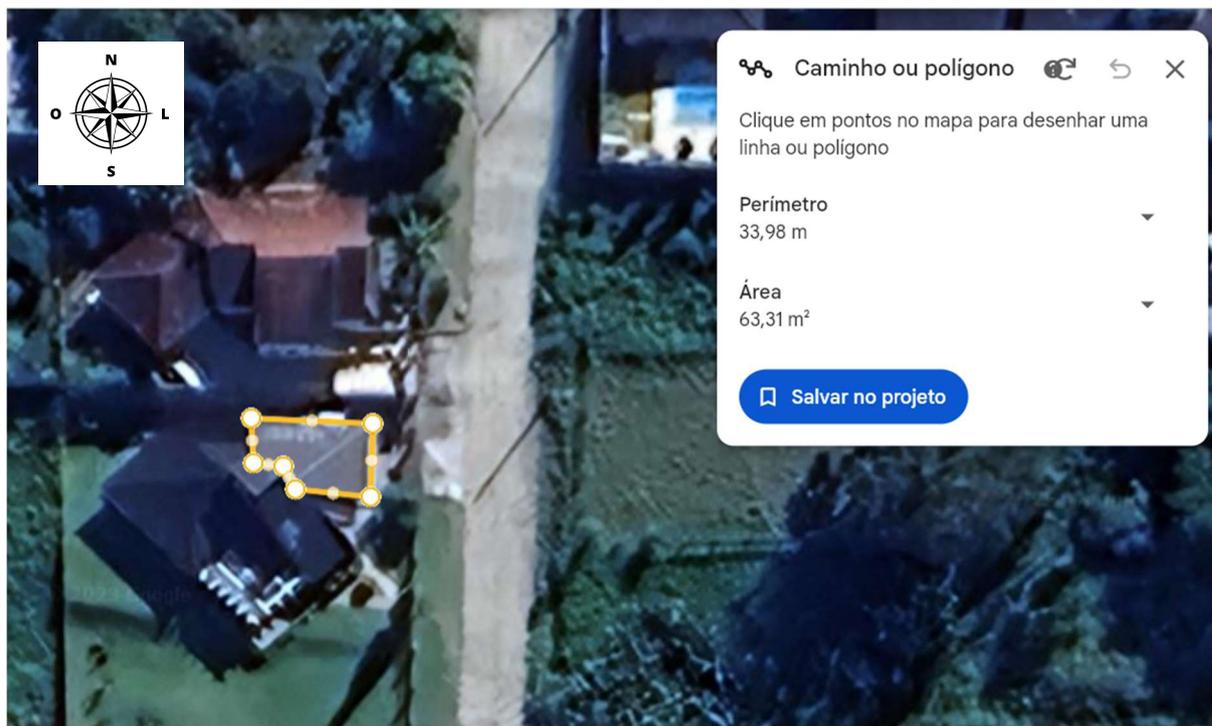
$P_{\text{módulo}}$ = Potência do módulo;

η = Eficiência do módulo.

Com os dados de geração de energia ao longo dos anos, foi realizada a análise financeira, para a verificação da viabilidade do sistema

observar sua disposição e determinar a área útil de telhado disponível para os módulos fotovoltaicos, que neste caso tem-se uma área aproximada de 63,31 m². Conforme indica a figura 10.

Figura 10 - Localização do local de estudo



Fonte: Adaptado Google Earth (2023).

Para o levantamento de informações a respeito da irradiação solar diária média mensal, foram utilizadas as informações disponíveis no banco de dados da CRESESB, pelo programa sundata. Através dele foi possível obter as irradiações no plano horizontal, inclinado e de máximo aproveitamento de irradiação.

Analisando esses dados, é possível perceber a oscilação da irradiação ao longo dos meses, que se dá devido a variação climática da região. Assim, no período do verão teremos uma maior produção de energia, enquanto no inverno essa produção acaba diminuindo devido a menor irradiação disponível. Em dias nublados a produção será menor, devido a menor intensidade de luz incidindo nos módulos fotovoltaicos.

Com base na figura 11, a média de irradiação no plano horizontal ao longo de um ano é de 4,18 kWh/m².dia, enquanto no plano inclinado a 29°N tem-se 4,41 kWh/m².dia e no plano à 23°N 4,43 kWh/m².dia. Para o dimensionamento de sistema fotovoltaico conectado à rede (SFCCR), se irá considerar a inclinação do telhado, que

é de 30° em relação à superfície. Como o telhado encontra-se direcionado para o norte, não é necessário calcular o desvio azimutal, portanto, foi adotada a irradiação de média de 4,41 kWh/m².dia.

Figura 11 - Irradiação em Criciúma

Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]													
		Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média	Delta
Plano Horizontal	0° N	5,66	5,23	4,50	3,79	2,98	2,49	2,70	3,43	3,54	4,32	5,65	5,91	4,18	3,42
Ângulo igual a latitude	29° N	5,04	4,99	4,71	4,50	3,95	3,47	3,69	4,26	3,82	4,23	5,12	5,17	4,41	1,70
Maior média anual	23° N	5,24	5,11	4,74	4,42	3,81	3,32	3,54	4,15	3,82	4,31	5,30	5,39	4,43	2,07
Maior mínimo mensal	43° N	4,47	4,57	4,51	4,54	4,16	3,71	3,91	4,37	3,72	3,93	4,57	4,53	4,25	,86

Fonte:SunData (2018).

É importante ressaltar que no SFCR, haverá meses com diferentes produção de energia fotovoltaica devido a irradiação de cada mês, assim haverá meses que irão suprir a quantidade de energia necessária na UC, enquanto em meses de menores produções será necessário o abastecimento através da rede elétrica da concessionária.

De acordo com a equação 4, temos que a quantidade de HSP é a mesma da irradiação solar diária média anual, sendo assim, 4,41 horas de sol pleno.

$$HSP = \frac{4,41}{\frac{1kW}{m^2}}$$

$$HSP = 4,41$$

4.2 ENERGIA CONSUMIDA

Para determinar a energia consumida na UC, foi realizada uma análise no consumo no período de 1 ano. As informações de consumo podem ser observadas na figura 12, bem como, o tipo de ligação com a concessionária.

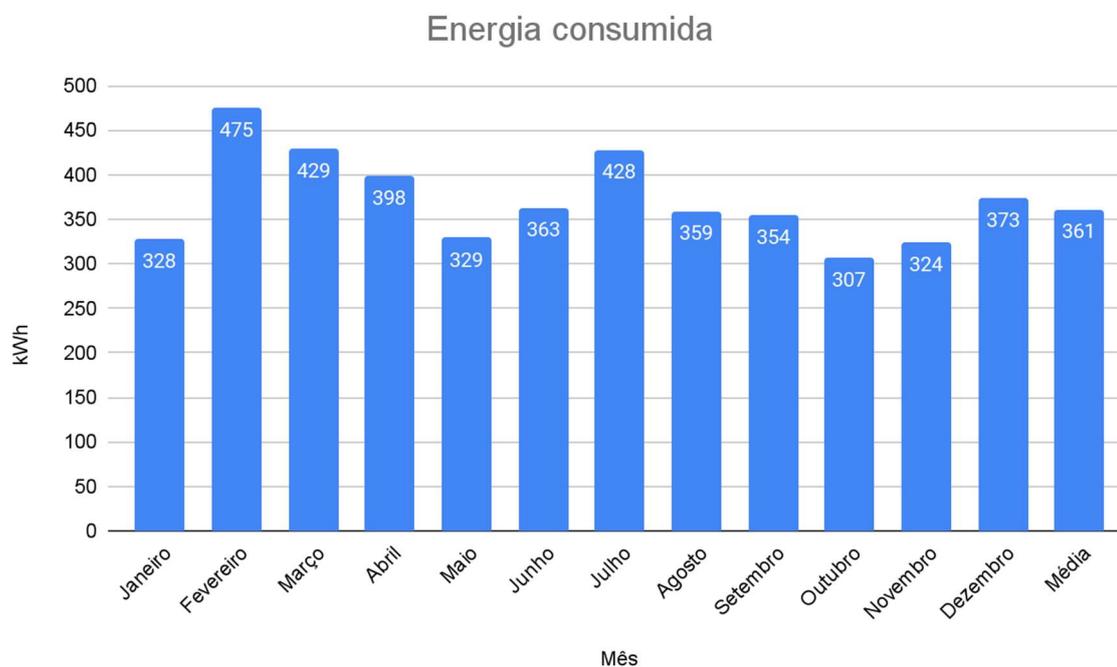
Figura 12 - Consumo de energia

R ARISTIDES JOSÉ BOM PROSPERA - CRICIUMA - SC - 88811-720 Classificação: RESIDENCIAL / CONVENCIONAL / TRIFASICO Tensão nominal ou contratada (V): 220 Limites adequados de tensão (V): 202 a 231 Grupo de Tensão: B Tipo de Tarifa: Convencional		Nº DA UNIDADE CONSUMIDORA 23898330	VENCIMENTO 28/04/2023																								
DADOS DA MEDIÇÃO Equipamento: MD 1825160 Unidade de medida: kWh Origem da leitura atual: LIDA Data da leitura anterior: 14/03/2023 Data da leitura atual: 14/04/2023 Data da próxima leitura: 16/05/2023 Número de dias faturados: 31 Leitura atual: 5739 Leitura anterior: 5341 Constante de faturamento: 1,00 Consumo medido no mês: 398 Consumo faturado no mês: 398 Fator de potência:		ATENDIMENTO AO CLIENTE LIGUE 0800 048 0120	CONSUMO TOTAL FATURADO 398 kWh VALOR ATÉ O VENCIMENTO R\$ 310,76																								
HISTÓRICO DE CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA - kWh Abr/2022 330 Mai/2022 329 Jun/2022 363 Jul/2022 428 Ago/2022 359 Set/2022 354 Out/2022 307 Nov/2022 324 Dez/2022 373 Jan/2023 328 Fev/2023 475 Mar/2023 429		Dados do Faturamento <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>Faturado</th> <th>Tarifa (R\$)</th> <th>Valor (R\$)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Consumo Tarif</td> <td>150</td> <td>0,379667</td> <td>56,95</td> </tr> <tr> <td>Consumo TUSD</td> <td>248</td> <td>0,393024</td> <td>97,47</td> </tr> <tr> <td>Consumo Te</td> <td>150</td> <td>0,313400</td> <td>47,01</td> </tr> <tr> <td>Consumo Te</td> <td>248</td> <td>0,332379</td> <td>82,43</td> </tr> <tr> <td>Subtotal (R\$)</td> <td></td> <td></td> <td>282,51</td> </tr> </tbody> </table>			Faturado	Tarifa (R\$)	Valor (R\$)	Consumo Tarif	150	0,379667	56,95	Consumo TUSD	248	0,393024	97,47	Consumo Te	150	0,313400	47,01	Consumo Te	248	0,332379	82,43	Subtotal (R\$)			282,51
	Faturado	Tarifa (R\$)	Valor (R\$)																								
Consumo Tarif	150	0,379667	56,95																								
Consumo TUSD	248	0,393024	97,47																								
Consumo Te	150	0,313400	47,01																								
Consumo Te	248	0,332379	82,43																								
Subtotal (R\$)			282,51																								
Mensagens: Em atendimento a Lei 12.007/2009, declaramos quitados os débitos de consumo de energia elétrica do ano de 2022 FATURA DO MES 03/2023 ARRECADADA POR DEBITO AUTOMATICO		Composição do Preço em R\$ (Art. 31, Res. 166/05): <table border="1"> <thead> <tr> <th>DISTRIBUICAO</th> <th>ENC. SETORIAIS</th> <th>ENERGIA</th> <th>TRANSMISSAO</th> <th>TRIBUTOS</th> <th>Soma Demons</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>46,99</td> <td>63,80</td> <td>99,23</td> <td>18,03</td> <td>54,46</td> <td>282,51</td> </tr> </tbody> </table>		DISTRIBUICAO	ENC. SETORIAIS	ENERGIA	TRANSMISSAO	TRIBUTOS	Soma Demons	46,99	63,80	99,23	18,03	54,46	282,51												
DISTRIBUICAO	ENC. SETORIAIS	ENERGIA	TRANSMISSAO	TRIBUTOS	Soma Demons																						
46,99	63,80	99,23	18,03	54,46	282,51																						
INCIDIRÃO SOBRE A CONTA PAGA APÓS O VENCIMENTO MULTA DE 2%, JUROS DE MORA DE 0,0333% AO DIA (CONF. LEI 10.438/02) E ATUALIZAÇÃO MONETÁRIA COM BASE NO IPCA A SEREM INCLUIDOS NA PRÓXIMA CONTA.																											
INFORMAÇÃO DE TRIBUTOS <table border="1"> <thead> <tr> <th>TRIBUTOS</th> <th>BASE DE CÁLCULO</th> <th>ALÍQUOTA</th> <th>VALOR DO IMPOSTO</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>ICMS</td> <td>R\$ 282,51</td> <td>12,00/17,00%</td> <td>R\$ 42,88</td> </tr> <tr> <td>COFINS</td> <td>R\$ 239,60</td> <td>3,97%</td> <td>R\$ 9,51</td> </tr> <tr> <td>PIS/PASEP</td> <td>R\$ 239,60</td> <td>0,86%</td> <td>R\$ 2,07</td> </tr> </tbody> </table>				TRIBUTOS	BASE DE CÁLCULO	ALÍQUOTA	VALOR DO IMPOSTO	ICMS	R\$ 282,51	12,00/17,00%	R\$ 42,88	COFINS	R\$ 239,60	3,97%	R\$ 9,51	PIS/PASEP	R\$ 239,60	0,86%	R\$ 2,07								
TRIBUTOS	BASE DE CÁLCULO	ALÍQUOTA	VALOR DO IMPOSTO																								
ICMS	R\$ 282,51	12,00/17,00%	R\$ 42,88																								
COFINS	R\$ 239,60	3,97%	R\$ 9,51																								
PIS/PASEP	R\$ 239,60	0,86%	R\$ 2,07																								

Fonte: CELESC (2023).

Com as informações da fatura de energia, foi possível analisar os últimos doze meses entre o ano de 2022 e 2023. Assim, foi montado a figura 13 e obteve-se o resultado de consumo médio de 361 kWh/mês.

Figura 13 - Consumo de energia



Após a obtenção desses dados, foi subtraída a taxa mínima de disponibilidade de energia de uma unidade consumidora trifásica. Desse modo, aplicando a equação 5, obtém-se o resultado estimado para geração ideal de energia de 261 kWh/mês.

$$GI = 361 - 100$$

$$GI = 261 \text{ kWh}$$

4.3 TIPO DE MÓDULO FOTOVOLTAICO

Com base nas classificações de qualidade disponibilizadas pela Bloomberg Module Tiering List (2022), uma referência confiável no mercado, optou-se por escolher os painéis solares monocristalinos MGK-36 monofacial com potência nominal de 455W da marca BYD. A BYD é reconhecida por sua excelente qualidade e desempenho, estando classificada como um dos principais fabricantes de módulos solares na lista.

O posicionamento dos painéis foi disposto conforme a inclinação e direção do telhado. Através dos dados do sundata da CRESESB, foi identificado que a inclinação ideal para absorção do maior potencial de irradiação solar é a inclinação de 23° para o norte, pois possui a maior média anual de irradiação mensal, porém os módulos serão instalados de acordo com a inclinação do telhado, evitando possíveis problemas na hora da instalação.

Figura 14 - Módulo fotovoltaico BYD



Fonte: BYD (2023).

4.4 ESCOLHA DO INVERSOR

O modelo escolhido foi o inversor SIW300H M020 L1, da fabricante WEG. A escolha foi baseada na potência que foi determinada para os sistemas. Esse modelo possui uma potência nominal de 2000W na saída, podendo operar com arranjos de módulos fotovoltaicos com potência entre 1,5 kW e 3000 kW. Devido a vida útil do

inversor ser menor, quando comparada com os módulos fotovoltaicos, será considerada a troca do inversor no 12º ano.

Figura 15 - Micro inversor SIW300H M020 L1



Fonte: WEG (2023).

4.5 POTÊNCIA DE PICO DOS MÓDULOS

Para o cálculo de potência de pico dos módulos fotovoltaicos, adotou-se uma taxa de desempenho (TD) de 80%, visto que em sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR) residenciais bem ventilados e não sombreados, são alcançados nas condições encontradas no Brasil. Utilizando os dados de consumo diário médio anual de 8,7 kWh/dia e HSP de 4,41 horas na equação 6 obteve-se uma potência de pico dos painéis de 2,47 kWp (Watts pico).

$$P_{FV} = \frac{8,7}{4,41 \times 0,8}$$
$$P_{FV} = 2,47$$

4.6 NÚMERO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Determinada a potência de pico, é possível definir a quantidade de módulos que serão instalados para atender à necessidade e ser compatível com o sistema. Assim, utilizando a equação 7, com os valores de potência de pico e a potência dos painéis chegamos em 5,42 módulos fotovoltaicos. Assim optou-se por arredondar a quantidade para 6 módulos fotovoltaicos de 455 Watts.

$$N^{\circ} \text{ de módulos} = \frac{2470}{455}$$

$$N^{\circ} \text{ de módulos} = 5,42$$

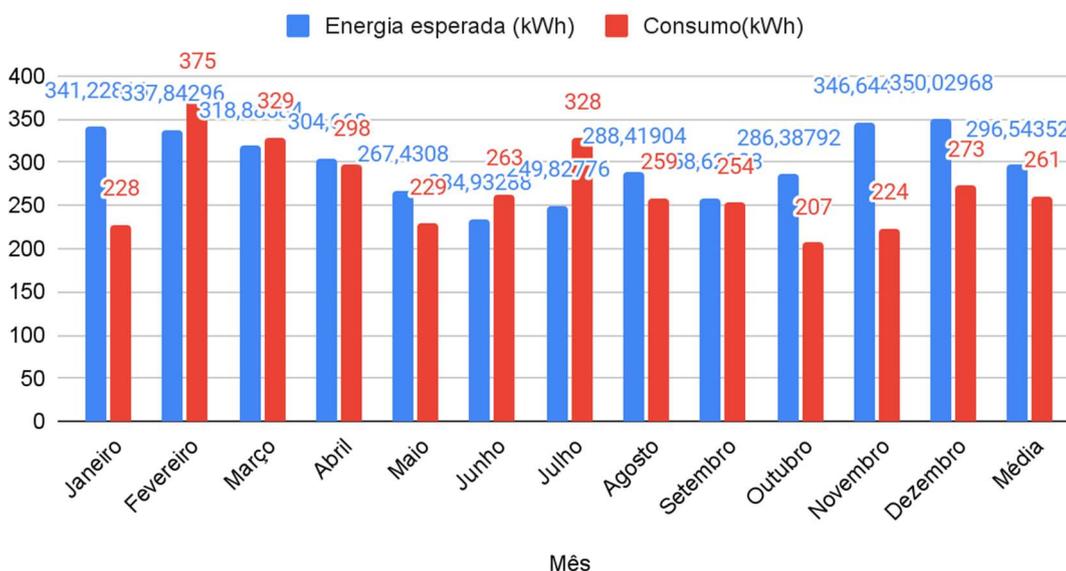
4.7 GERAÇÃO ESPERADA

Utilizando a equação 5, foi possível estimar a geração de energia solar mensal e anual do sistema instalado na unidade consumidora. Com a figura 16 é possível observar a relação de energia consumida e a geração esperada do sistema.

Para atingir a geração esperada do sistema, foram adotados os seguintes dados: 30 dias para todos os meses, 6 módulos fotovoltaicos com potência de 455W e uma eficiência de 80%.

Figura 16 - Consumo de energia X geração

Geração esperada X Consumo



Analisando o gráfico, percebe-se que nos meses com menor quantidade de HSP, período do inverno, tem-se uma menor geração de energia pelo sistema fotovoltaico, porém na época do verão, temos meses que a produção ultrapassa o consumo, gerando créditos de energia. Vale ressaltar que o sistema fotovoltaico foi dimensionado para suprir 100% da energia consumida, e com a média da energia gerada notamos que está produzindo 113% do consumo anual. Assim produzindo créditos de energia que podem ser utilizados no futuro caso venha a ter um aumento no consumo energético na UC ou podem ser abatidos da conta de energia em outra residência no nome do mesmo titular.

$$\% \text{ de energia gerada} = \frac{296,54}{261}$$

$$\% \text{ de energia gerada} = 113\%$$

4.8 VIABILIDADE DO SISTEMA

Para a realização da análise de retorno financeiro, é necessário o levantamento de custo do investimento inicial do SFCR. Sendo assim, baseado no dimensionamento previamente apresentado teremos 6 módulos fotovoltaicos de 455W, 1 inversor de 2 kW, além dos cabos elétricos, estrutura de fixação e o valor da instalação. Dessa

forma, foram considerados valores de mercado e serviço da região para a estimativa de custos. Os valores estão apresentados na tabela 2.

Tabela 2 - Orçamento do projeto

Equipamentos e serviços	Quantidade	Preço unitário (R\$)	Preço (R\$)
Módulos fotovoltaicos	6	R\$ 1.050,47	R\$ 6.302,82
Inversor	1	R\$ 6.401,48	R\$ 6.401,48
Estrutura da fixação	1	R\$ 1.500,13	R\$ 1.500,13
Cabos (m)	50	R\$ 10,94	R\$ 547,00
Instalação	1	R\$ 800,00	R\$ 800,00
Total			R\$ 15.551,43

O valor total para a implantação do SFCR, de acordo com a tabela 2, será de 15.551,43 R\$. Com esse dado, pode ser feita a análise financeira e viabilidade do sistema.

Os equipamentos ainda possuem uma vida útil de 25 anos, sendo que os módulos possuem uma garantia de 10 anos para defeitos de fábrica enquanto os inversores possuem uma garantia de 7 anos para defeitos de fabricação.

Utilizando a figura 16, que representa a geração de energia durante os meses individualmente, tem-se uma energia total de 3585 kWh em um ano, com esse valor e multiplica-se pela tarifa aplicada pela empresa fornecedora de energia elétrica, CELESC, que é de 0,593 R\$ por kWh. Neste contexto, temos uma economia anual de 1.937,20 R\$.

Para obter o *Payback* simples, foi utilizada a fórmula 1, assim obtivemos um período de 8,03 anos para atingir o valor inicial aplicado de 15.551,43 R\$.

$$PBs (anos) = \frac{15551,42}{1937,20}$$

$$PBs = 8,03 \text{ anos}$$

Para esta análise inicial não foi considerado o aumento da tarifa de energia e a inflação do período. Para obtermos dados mais precisos, iremos levar em

consideração esses dois pontos.

Para aprofundar a análise do projeto, adotou-se uma taxa de desvalorização anual, representativa da perda de valor da moeda ao longo do tempo. A desvalorização, enquanto variável, necessita ser cuidadosamente ponderada, uma vez que pode incidir diretamente nos custos de investimento e nos retornos financeiros esperados.

Outro aspecto de consideração foi o aumento nas tarifas de energia. A observação do comportamento dessas tarifas ao longo do tempo torna-se essencial, dada sua propensão a variar conforme as condições do mercado e políticas governamentais. No intuito de refletir de maneira mais precisa o contexto real, foi incorporado um cenário de aumento nas tarifas de energia, elemento que impacta de maneira direta a viabilidade do projeto. Na figura 17 estão apresentados os dados disponibilizados pela ANEEL do preço de kWh da CELESC.

Figura 17 - Valor do preço por kWh na CELESC nos últimos anos

Sigla	Resolução ANEEL	Início Vigência	Fim Vigência	Base Tarifária	Subgrupo	Modalidade	Classe	Subclasse	Detalhe	Acessante	Posto	Unidade	TUSD	TE
Celesc-DIS	REH Nº 1.037, DE 3 DE AGOSTO DE 2010	07/08/2010	06/08/2011	Tarifa de Aplicação	B1	Convencional	Residencial	Residencial	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	RS/MWh	179,72	145,27
Celesc-DIS	REH Nº 1.183, DE 2 DE AGOSTO DE 2011	07/08/2011	06/08/2012	Tarifa de Aplicação	B1	Convencional	Residencial	Residencial	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	RS/MWh	183,43	146,31
Celesc-DIS	REH Nº 1.322, DE 31 DE JULHO DE 2012	07/08/2012	23/01/2013	Tarifa de Aplicação	B1	Convencional	Residencial	Residencial	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	RS/MWh	150,21	163,59
Celesc-DIS	REH Nº 1.416, DE 24 DE JANEIRO DE 2013	24/01/2013	06/08/2013	Tarifa de Aplicação	B1	Convencional	Residencial	Residencial	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	RS/MWh	107,63	148,17
Celesc-DIS	REH Nº 1.574, DE 30 DE JULHO DE 2013	07/08/2013	06/08/2014	Tarifa de Aplicação	B1	Convencional	Residencial	Residencial	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	RS/MWh	116,82	171,86
Celesc-DIS	REH Nº 1.770, DE 5 DE AGOSTO DE 2014	07/08/2014	01/03/2015	Tarifa de Aplicação	B1	Convencional	Residencial	Residencial	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	RS/MWh	133,70	219,79
Celesc-DIS	REH Nº 1.858, DE 27 DE FEVEREIRO DE 2015	02/03/2015	06/08/2015	Tarifa de Aplicação	B1	Convencional	Residencial	Residencial	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	RS/MWh	185,17	243,64
Celesc-DIS	REH Nº 1.927, DE 4 DE AGOSTO DE 2015	07/08/2015	21/08/2016	Tarifa de Aplicação	B1	Convencional	Residencial	Residencial	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	RS/MWh	184,64	259,72
Celesc-DIS	REH Nº 2.120, DE 16 DE AGOSTO DE 2016	22/08/2016	31/03/2017	Tarifa de Aplicação	B1	Convencional	Residencial	Residencial	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	RS/MWh	176,49	254,93
Celesc-DIS	REH Nº 2.214, DE 28 DE MARÇO DE 2017	01/04/2017	21/08/2017	Tarifa de Aplicação	B1	Convencional	Residencial	Residencial	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	RS/MWh	176,49	249,85
Celesc-DIS	REH Nº 2.286, DE 15 DE AGOSTO DE 2017	22/08/2017	21/08/2018	Tarifa de Aplicação	B1	Convencional	Residencial	Residencial	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	RS/MWh	183,07	276,78
Celesc-DIS	REH Nº 2.436, DE 13 DE AGOSTO DE 2018	22/08/2018	21/08/2019	Tarifa de Aplicação	B1	Convencional	Residencial	Residencial	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	RS/MWh	208,72	311,77
Celesc-DIS	REH Nº 2.593, DE 20 DE AGOSTO DE 2019	22/08/2019	21/08/2020	Tarifa de Aplicação	B1	Convencional	Residencial	Residencial	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	RS/MWh	222,36	247,42
Celesc-DIS	REH Nº 2.756, DE 18 DE AGOSTO DE 2020	22/08/2020	21/08/2021	Tarifa de Aplicação	B1	Convencional	Residencial	Residencial	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	RS/MWh	231,59	274,40
Celesc-DIS	REH Nº 2.921, DE 17 DE AGOSTO DE 2021	22/08/2021	21/08/2022	Tarifa de Aplicação	B1	Convencional	Residencial	Residencial	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	RS/MWh	244,85	287,39
Celesc-DIS	REH Nº 3.094, DE 16 DE AGOSTO DE 2022	22/08/2022	21/08/2023	Tarifa de Aplicação	B1	Convencional	Residencial	Residencial	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	RS/MWh	310,49	262,53
Celesc-DIS	REH Nº 3.094, DE 16 DE AGOSTO DE 2022	22/08/2022	21/08/2023	Tarifa de Aplicação	B1	Convencional	Residencial	Residencial	SCEE	Não se aplica	Não se aplica	RS/MWh	0,00	9,84
Celesc-DIS	REH Nº 3.244, DE 15 DE AGOSTO DE 2023	22/08/2023	21/08/2024	Tarifa de Aplicação	B1	Convencional	Residencial	Residencial	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	RS/MWh	300,39	292,57
Celesc-DIS	REH Nº 3.244, DE 15 DE AGOSTO DE 2023	22/08/2023	21/08/2024	Tarifa de Aplicação	B1	Convencional	Residencial	Residencial	SCEE	Não se aplica	Não se aplica	RS/MWh	0,00	40,07

Fonte: ANEEL (2023).

Utilizando os dados disponibilizados pela ANEEL, obteve-se um aumento de 67,94% na tarifa energética nos últimos 13 anos, o que acaba impactando diretamente no *Payback* do sistema fotovoltaico. Com esse valor, obtivemos uma média de 5,23%

de aumento por ano, que será replicado para todos os 25 anos de vida útil do sistema. A tabela 3 apresenta os aumentos da tarifa energética da CELESC nos últimos 13 anos.

Tabela 3 - Valores de kWh CELESC

Ano	TUSD(R\$/kWh)	TE(R\$/kWh)	Total(R\$/kWh)	Aumento %
2010	0,17972	0,14527	0,32499	-
2011	0,18343	0,14631	0,32974	1,46%
2012	0,15021	0,16359	0,3138	-4,83%
2013	0,11682	0,17186	0,28868	-8,01%
2014	0,1337	0,21979	0,35349	22,45%
2015	0,18464	0,25972	0,44436	25,71%
2016	0,17649	0,25493	0,43142	-2,91%
2017	0,18307	0,27678	0,45985	6,59%
2018	0,20872	0,31177	0,52049	13,19%
2019	0,22236	0,24742	0,46978	-9,74%
2020	0,23159	0,2744	0,50599	7,71%
2021	0,24485	0,28739	0,53224	5,19%
2022	0,31049	0,26253	0,57302	7,66%
2023	0,30039	0,29257	0,59296	3,48%
		Aumento em 13 anos		67,94%
		Média de aumento anual		5,23%

Fonte: Adaptado ANEEL (2023)

Além do investimento inicial do sistema, é crucial considerar o percentual de desvalorização ao longo do tempo. Isso se deve, principalmente, à influência da inflação, que resulta na perda gradual do valor do dinheiro, implicando que uma quantia fixa de dinheiro não preserva seu poder de compra em distintos períodos.

Para determinar uma previsão mais aproximada dos preços, é essencial contemplar a variável inflação. Uma abordagem para realizar isso consiste em analisar a inflação dos anos anteriores e calcular uma média, método semelhante ao realizado na tarifa energética.

Rico (2023) explica que o conceito do IPCA é referente ao Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo. Segundo o próprio IBGE, o IPCA é o índice de inflação

mais relevante do país, sendo reconhecido como oficial por todas as entidades. Dessa forma, tanto o Governo Federal quanto o Banco Central utilizam o IPCA como ponto de referência tanto para estabelecer as metas de inflação quanto para efetuar ajustes na taxa de juros. Na prática, o IPCA mensura, a cada mês, o custo de vida das famílias brasileiras, por meio de um cálculo que engloba aquelas com renda mensal entre um e 40 salários mínimos

Rico (2023) ainda traz dados de IPCA desde 2002 até 2022, de acordo com essas informações, foi possível obter os dados da inflação no Brasil nos últimos 20 anos. Assim, calculou-se a média da inflação, que será utilizada como parâmetro para avaliar os preços durante a vida útil do projeto. A tabela 4 apresenta os valores do IPCA dos últimos 20 anos.

Tabela 4 - Inflação do Brasil

Ano	Taxa IPCA (%)
2002	12,53
2003	9,3
2004	7,6
2005	5,69
2006	3,14
2007	4,46
2008	5,9
2009	4,31
2010	5,91
2011	6,5
2012	5,84
2013	5,91
2014	6,41
2015	10,67
2016	6,26
2017	2,95
2018	3,75
2019	4,31
2020	4,52
2021	10,06
2022	5,79
Total	131,81
Média	6,28

Fonte: Adaptado RICO (2023)

Na figura 16, temos identificado a quantidade de energia elétrica gerada pelos módulos, no período de 1 ano, porém devemos levar em consideração a degradação dos mesmos, que segundo o fabricante contém uma degradação anual de 0,71%, que será levada em consideração no cálculo de VPL.

Os dados apresentados anteriormente possibilitaram uma análise financeira mais precisa, considerando os fluxos de caixa anuais. Com base nesses valores, efetuaram-se projeções de economia, levando em conta taxas de juros, inflação e outros fatores relevantes.

Com os dados disponíveis, foi possível trazer todos os valores para o presente, garantindo cálculos precisos em termos de VPL, TIR e *Payback*. Para isso, aplicaram-se técnicas de fluxo de caixa descontado, ajustando os valores para considerar o valor temporal do dinheiro. A tabela 5 apresenta de forma mais detalha os valores obtidos.

Tabela 5 - Fluxo de caixa

Ano	Investimento	Economia da fatura de energia	Fluxo de caixa	Fluxo de caixa descontado	Payback descontado
0	R\$ 15.551,43	0	-R\$ 15.551,43	-R\$ 15.551,43	-R\$ 15.551,43
1	0	R\$ 1.937,20	R\$ 1.937,20	R\$ 1.937,20	-R\$ 13.614,23
2	0	R\$ 2.012,96	R\$ 2.012,96	R\$ 1.782,10	-R\$ 11.832,13
3	0	R\$ 2.091,68	R\$ 2.091,68	R\$ 1.742,37	-R\$ 10.089,76
4	0	R\$ 2.173,48	R\$ 2.173,48	R\$ 1.703,53	-R\$ 8.386,23
5	0	R\$ 2.258,48	R\$ 2.258,48	R\$ 1.665,55	-R\$ 6.720,68
6	0	R\$ 2.346,80	R\$ 2.346,80	R\$ 1.628,42	-R\$ 5.092,25
7	0	R\$ 2.438,58	R\$ 2.438,58	R\$ 1.592,12	-R\$ 3.500,13
8	0	R\$ 2.533,95	R\$ 2.533,95	R\$ 1.556,63	-R\$ 1.943,50
9	0	R\$ 2.633,04	R\$ 2.633,04	R\$ 1.521,93	-R\$ 421,57
10	0	R\$ 2.736,01	R\$ 2.736,01	R\$ 1.488,00	R\$ 1.066,43
11	0	R\$ 2.843,01	R\$ 2.843,01	R\$ 1.454,83	R\$ 2.521,25
12	R\$ 6.401,48	R\$ 2.954,20	-R\$ 3.447,28	-R\$ 1.659,81	R\$ 861,44
13	0	R\$ 3.069,73	R\$ 3.069,73	R\$ 1.390,69	R\$ 2.252,13
14	0	R\$ 3.189,78	R\$ 3.189,78	R\$ 1.359,69	R\$ 3.611,82
15	0	R\$ 3.314,52	R\$ 3.314,52	R\$ 1.329,37	R\$ 4.941,19
16	0	R\$ 3.444,14	R\$ 3.444,14	R\$ 1.299,74	R\$ 6.240,93
17	0	R\$ 3.578,83	R\$ 3.578,83	R\$ 1.270,76	R\$ 7.511,69
18	0	R\$ 3.718,79	R\$ 3.718,79	R\$ 1.242,44	R\$ 8.754,13
19	0	R\$ 3.864,22	R\$ 3.864,22	R\$ 1.214,74	R\$ 9.968,87
20	0	R\$ 4.015,34	R\$ 4.015,34	R\$ 1.187,66	R\$ 11.156,53
21	0	R\$ 4.172,37	R\$ 4.172,37	R\$ 1.161,18	R\$ 12.317,71
22	0	R\$ 4.335,54	R\$ 4.335,54	R\$ 1.135,30	R\$ 13.453,01
23	0	R\$ 4.505,09	R\$ 4.505,09	R\$ 1.109,99	R\$ 14.563,00
24	0	R\$ 4.681,28	R\$ 4.681,28	R\$ 1.085,24	R\$ 15.648,24
25	0	R\$ 4.864,35	R\$ 4.864,35	R\$ 1.061,05	R\$ 16.709,29

A TIR representa outra métrica fundamental na análise financeira, permitindo a identificação da taxa de retorno implícita no investimento. Neste contexto, a TIR da instalação de energia solar foi de 14,38%.

Por último, o *Payback* é o intervalo de tempo exigido para recuperar o investimento. Ao considerar os valores projetados em contraste com os valores atuais, foi possível determinar o período necessário para recuperação do investimento da instalação do sistema fotovoltaico, utilizando a equação 3, sendo esse período de 10,28 anos.

$$PBD \text{ (anos)} = 10 + \frac{421,57}{1488}$$

$$PBD \text{ (anos)} = 10,28$$

Analisando os dados, obteve-se um VPL de 16.709,29 R\$, uma TIR de 14,38% e um payback de 10,28 anos, vale ressaltar que esses valores não estão levando em consideração a nova Lei 14.300 (Brasil, 2022), sendo assim iremos realizar mais uma análise considerando o disposto na mesma.

Para avaliar o impacto do TUSD fio B, foi considerado, como apresentado anteriormente, uma simultaneidade de 30%, ou seja, 70% da energia produzida terá de ser paga pelo uso do fio B, na taxa progressiva apresentada na tabela 1.

Utilizando o site da ANEEL, obteve-se que o valor atual cobrado pela CELESC para o fio B é de 0,12319 R\$/kWh, assim comparando com a tarifa cobrada atualmente representa 20,78% do total. Essa porcentagem será considerada para toda a vida útil do sistema.

Figura 18 - Valor do preço do fio B por kWh na CELESC

Sigla	REH	Início Vigência	Fim Vigência	Base tarifária	Subgrupo	Modalidade	Classe	Subclasse	Detalhe	Acessante	Posto	Unidade	Componente Tarifária	Valor
DIS	REH Nº 3.244, DE 15 DE AGOSTO DE 2023	22/08/2023	21/08/2024	Tarifa de Aplicação	B1	Convencional	Residencial	Residencial	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	R\$/MWh	TUSD_FioB	123,19

Fonte: ANEEL (2023).

Tabela 6 - Valor do preço do fio B por kWh

Ano	Valor TUSD fio B (R\$)
1	0,12319
2	0,1296279872
3	0,1364024277
4	0,1435309047
5	0,1510319205
6	0,158924944
7	0,167230462
8	0,1759700315
9	0,1851663365
10	0,1948432462
11	0,2050258774
12	0,2157406592
13	0,2270154023
14	0,2388793706
15	0,2513633574
16	0,2644997653
17	0,27832269
18	0,2928680096
19	0,3081734768
20	0,3242788173
21	0,3412258331
22	0,3590585107
23	0,3778231353
24	0,397568411
25	0,4183455872

Com os dados de inflação e aumento do preço do kWh da taxa de energia da CELESC, apresentados anteriormente, acrescentou-se a taxa do TUSD Fio B para uma nova análise de acordo com a Lei 14.300 (Brasil, 2022), ressaltando que no primeiro ano a taxa utilizada para o TUSD Fio B foi de 30%, visto que será considerado que o sistema só entrará em operação no início de 2024.

Tabela 7 - Fluxo de caixa considerando a Lei 14.300

Ano	Taxa TUSD Fio B + investimentos	Economia da fatura de energia	Fluxo de caixa	Fluxo de caixa descontado	Payback descontado
0	0	0	-R\$ 15.551,43	-R\$ 15.551,43	-R\$ 15.551,43
1	R\$ 84,52	R\$ 1.937,20	R\$ 1.852,68	R\$ 1.852,68	-R\$ 13.698,75
2	R\$ 131,73	R\$ 2.012,96	R\$ 1.881,23	R\$ 1.770,07	-R\$ 11.928,68
3	R\$ 182,51	R\$ 2.091,68	R\$ 1.909,17	R\$ 1.690,21	-R\$ 10.238,47
4	R\$ 237,06	R\$ 2.173,48	R\$ 1.936,42	R\$ 1.613,04	-R\$ 8.625,43
5	R\$ 295,60	R\$ 2.258,48	R\$ 1.962,88	R\$ 1.538,46	-R\$ 7.086,97
6	R\$ 307,16	R\$ 2.346,80	R\$ 2.039,64	R\$ 1.504,17	-R\$ 5.582,80
7	R\$ 319,17	R\$ 2.438,58	R\$ 2.119,41	R\$ 1.470,64	-R\$ 4.112,17
8	R\$ 331,66	R\$ 2.533,95	R\$ 2.202,29	R\$ 1.437,85	-R\$ 2.674,32
9	R\$ 344,63	R\$ 2.633,04	R\$ 2.288,42	R\$ 1.405,80	-R\$ 1.268,52
10	R\$ 358,10	R\$ 2.736,01	R\$ 2.377,91	R\$ 1.374,46	R\$ 105,94
11	R\$ 372,11	R\$ 2.843,01	R\$ 2.470,90	R\$ 1.343,82	R\$ 1.449,76
12	R\$ 6.788,14	R\$ 2.954,20	-R\$ 3.833,95	-R\$ 1.961,91	-R\$ 512,15
13	R\$ 401,78	R\$ 3.069,73	R\$ 2.667,94	R\$ 1.284,57	R\$ 772,42
14	R\$ 417,49	R\$ 3.189,78	R\$ 2.772,28	R\$ 1.255,93	R\$ 2.028,35
15	R\$ 433,82	R\$ 3.314,52	R\$ 2.880,70	R\$ 1.227,94	R\$ 3.256,29
16	R\$ 450,79	R\$ 3.444,14	R\$ 2.993,35	R\$ 1.200,56	R\$ 4.456,85
17	R\$ 468,42	R\$ 3.578,83	R\$ 3.110,42	R\$ 1.173,80	R\$ 5.630,65
18	R\$ 486,73	R\$ 3.718,79	R\$ 3.232,06	R\$ 1.147,63	R\$ 6.778,28
19	R\$ 505,77	R\$ 3.864,22	R\$ 3.358,45	R\$ 1.122,05	R\$ 7.900,33
20	R\$ 525,55	R\$ 4.015,34	R\$ 3.489,79	R\$ 1.097,03	R\$ 8.997,37
21	R\$ 546,10	R\$ 4.172,37	R\$ 3.626,27	R\$ 1.072,58	R\$ 10.069,95
22	R\$ 567,46	R\$ 4.335,54	R\$ 3.768,08	R\$ 1.048,67	R\$ 11.118,62
23	R\$ 589,65	R\$ 4.505,09	R\$ 3.915,44	R\$ 1.025,29	R\$ 12.143,91
24	R\$ 612,71	R\$ 4.681,28	R\$ 4.068,57	R\$ 1.002,43	R\$ 13.146,34
25	R\$ 636,67	R\$ 4.864,35	R\$ 4.227,68	R\$ 980,09	R\$ 14.126,43

Fazendo uma nova análise dos parâmetros financeiros a TIR teve uma queda de 1,75%, resultando em um valor de 12,62% para essa nova análise.

O *Payback* também teve seu tempo afetado, aumentando o intervalo de tempo exigido para recuperar o investimento. Ao considerar os valores projetados, temos um *payback* de 10,92 anos.

$$PBD (anos) = 10 + \frac{1268,52}{1374,46}$$
$$PBD (anos) = 10,92$$

Assim, para a nova legislação vigente temos um VPL de 14.126,43 R\$, uma TIR de 12,62% e um *payback* de 10,92 anos.

5. CONCLUSÃO E SUGESTÃO PARA TRABALHOS FUTUROS

5.1 CONCLUSÃO

O presente trabalho analisou a viabilidade de implantação de um sistema fotovoltaico, através da parte técnica e financeira, em uma residência unifamiliar na cidade de Criciúma - SC, como alternativa de geração de energia para suprir a necessidade dos usuários, gerando redução no custo da conta de energia.

Para a elaboração do estudo, foi realizado um estudo de caso onde foram utilizados dados históricos do consumo energético da unidade consumidora, dados solarimétricos da região, dados técnicos dos equipamentos utilizados, assim foi possível realizar o dimensionamento da potência necessária para suprir a demanda energética de unidade consumidora.

Para a determinação da viabilidade do sistema, foram utilizados indicativos de *Payback*, VPL e a TIR, no qual demonstraram que o sistema é viável e atrativo para o consumidor em termos financeiros, visto que o sistema tem uma vida útil de 25 anos e atinge o seu *Payback* muito antes desse tempo.

Devido a nova legislação, vigente desde o início de 2023, a viabilidade do sistema acaba por ser impactada mas, como demonstrado, não deixa de ser viável, visto que os resultados apresentam uma TIR elevada de 12,62%. Quando comparada com a taxa Selic vigente atualmente, de 12,25%, o sistema se mostra um investimento mais atrativo.

Comparando os indicativos da Normativa 482 da ANEEL com os da Lei 14.300, temos uma queda na TIR de 1,75%, além de aumentar o nosso período de *Payback* e diminuir o nosso caixa no final da vida útil do sistema.

Apesar de possuir um alto custo inicial, de 15.551,43 R\$, o sistema fotovoltaico gera uma redução de custos na conta de energia elétrica que acaba gerando um retorno financeiro no período de 10 anos, 11 meses e 1 dia, além de gerar diversos benefícios para o ambiente, sendo a energia solar uma das mais importantes entre as energias renováveis.

Outra notável vantagem do sistema fotovoltaico, é que o mesmo pode ser instalado em áreas remotas e rurais, onde há difícil acesso da rede elétrica. Em

diversas situações, a energia solar surge como uma opção viável para a obtenção de eletricidade nessas regiões. Tal cenário não apenas contribui para a melhoria da qualidade de vida das pessoas, mas também para a diminuição da dependência de fontes de energia não renováveis.

Conclui-se que o investimento em um sistema fotovoltaico é uma opção viável devido ao cenário energético em que se encontra o país. Além disso, a microgeração vem crescendo nos últimos anos, mesmo longe de alcançar seu potencial máximo no país, ainda demonstra um cenário favorável a esse tipo de sistema.

5.2 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Visto que o presente trabalho aborda apenas a análise para um sistema *on grid* para uma residência, considerando um simultaneidade de 30%, conforme literatura, o autor sugere os seguintes temas para trabalhos futuros:

- Verificação do impacto da Lei 14.300 em edifícios comerciais com energia fotovoltaica *on grid*;
- Aprimoramento do sistema fotovoltaico residencial *on grid*, para que atinja 100% de simultaneidade durante o pico da produção de energia;
- Dimensionamento de sistemas *off grid* para regiões remotas.

REFERÊNCIAS

- ABDELRAZIK, M.; *et al.* Climate action: prospects of solar energy in africa. **Energy Reports**, [S.L.], v. 8, p. 11363-11377.2022.
- ABREU FILHO, J. Finanças corporativas. 11. ed. Rio de Janeiro: Editora FGV, 2012. 146p.
- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012.**
- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015.**
- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº1059, de 7 de fevereiro de 2023.**
- AYRÃO, V. Energia Solar Fotovoltaica no Brasil. Rio de Janeiro, out. 2018. 102f. Disponível em: <https://www.leonardo-energy.org.br/wpcontent/uploads/2019/05/Estudos-Fotovoltaicos-Vinicius-Ayrao.pdf>. Acesso em: 09 nov. 2023.
- BEZERRA, F. Energia solar. 2021.
- BORTOLOTO, V. *et al.* Geração de energia solar on grid e off grid. In: **VI JORNACITEC-Jornada Científica e Tecnológica**. 2017.
- BRASIL. Lei nº 14300, de 06 de janeiro de 2022. Brasília, DF, 07 jan. 2022.
- BRITO, T.; *et al.* Estudo da viabilidade econômica da instalação de energia solar fotovoltaica ligada à rede no IFPB - Campus Princesa Isabel. Revista Principia - Divulgação Científica e Tecnológica do IFPB, João Pessoa, v. 59, n. 2, p. 581-596, jun. 2022.
- CAVALCANTI, P.; *et al.* Avaliação da viabilidade econômica da implantação de fontes fotovoltaicas em instituições públicas: um estudo de revisão. **Observatório de La Economía Latinoamericana**, [S.L.], v. 21, n. 10, p. 14855-14893, 3 out. 2023. South Florida Publishing LLC. <http://dx.doi.org/10.55905/oelv21n10-023>.
- ENERGES. Simultaneidade: O que é e como é calculada?. Disponível em: <https://energes.com.br/simultaneidade/>. Acesso em: 08 nov. 2023.
- FERNANDES, F. *et al.* AVANÇOS, DESAFIOS E PERSPECTIVAS FUTURAS DA TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA DE SILÍCIO: uma revisão sistemática. Zenodo, 5 set. 2023. <http://dx.doi.org/10.5281/ZENODO.8317600>.
- FONSECA, Y.; *et al.* **Técnicas de avaliação de investimentos: uma breve revisão da literatura**. 2003.

- GITMAN, L. Princípios de administração financeira. 12. ed. São Paulo: Pearson Education do Brasil, 2010. 775 p.
- GREEN, M.; *et al.* Solar cell efficiency tables (Version 61). **Progress In Photovoltaics: Research and Applications**, [S.L.], v. 31, n. 1, p. 3-16, 21 nov. 2022. Wiley. <http://dx.doi.org/10.1002/pip.3646>.
- HEIN, H. Brasil acrescentou mais de 9GW de potência instalada de energia solar em 2022. Canal Solar, 2023.
- HUSAIN, A.; *et al.* A review of transparent solar photovoltaic technologies. **Renewable and sustainable energy reviews**, v. 94, p. 779-791, 2018.
- IBGE, Diretoria de Pesquisas, Coordenação de População e Indicadores Sociais, Estimativas da população residente. 2020.
- MACHADO, C.; *et al.* Photovoltaic Solar Energy: a briefly review. **Revista Virtual de Química**, [S.L.], v. 7, n. 1, p. 126-143, 2015.
- NUNES, H. *et al.* ESTUDO COMPARATIVO TÉCNICO-FINANCEIRO DE USINAS FOTOVOLTAICAS UTILIZANDO MÓDULOS DE SILÍCIO MONOCRISTALINOS E POLICRISTALINOS. In: **Congresso Brasileiro de Energia Solar-CBENS**. 2020.
- PARENTE, V. Energias Renováveis, geração distribuída e eficiência energética. 1. ed. [Reimpr.]. Rio de Janeiro: LTC, 2019.
- PEREIRA, J. **Desenvolvimento de um processo de dopagem com ácido fosfórico para obtenção de fitas de silício tipo n**. 2016. 72 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia da Energia e do Ambiente, Universidade de Lisboa, Lisboa, 2016.
- PEREIRA, E.; *et al.* Atlas brasileiro de energia solar 2. 2017.
- PHILIPPI JÚNIOR, A.; *et al.* Energia e sustentabilidade. 2016.
- PINHO, J.; GALDINO, M. (org.). **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: Cepel - Cresesb, 2014.
- PORTAL SOLAR. **Lei 14300: como a energia solar será taxada em 2023?** 2022. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/noticias/mercado/geracao-distribuida/lei-14-300-como-a-energia-solar-sera-taxada-em-2023>. Acesso em: 08 nov. 2023.
- RAMFUL, R.; *et al.* Low-cost solar tracker to maximize the capture of solar energy in tropical countries. **Energy Reports**, [S.L.], v. 8, p. 295-302. 2022.
- RICO, Time. **IPCA acumulado: o que é e qual a inflação hoje [2023]**. Disponível em: <https://ricconnect.rico.com.vc/blog/ipca-acumulado/>. Acesso em: 09 nov. 2023.

RODRIGUES, R. Energia solar supera eólica e se torna a segunda maior fonte da matriz brasileira. Valor, 2023.

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

SANTOS, F.; *et al.* Energia solar: um estudo sobre a viabilidade econômica de instalação do sistema fotovoltaico em uma residência em Ipatinga-MG. In: SIMPÓSIO DE EXCELÊNCIA EM GESTÃO E TECNOLOGIA (XIII SEGET), 8., 2016, Rio de Janeiro. Anais [...]. Resende: AEDB, 2016. Disponível em: <https://www.aedb.br/seget/arquivos/artigos16/862456.pdf> . Acesso em: 08 nov. 2023.

SOUZA, J. **Módulos Fotovoltaicos – Monocristalino ou Policristalino – Qual a melhor dessas duas tecnologias para o Brasil?** 2018. Disponível em:

<https://www.ecorienergiasolar.com.br/artigo/modulos-fotovoltaicos---monocristalino-ou-policristalino---qual-a-melhor-dessas-duas-tecnologias-para-o-brasil#:~:text=Em%20pa%C3%ADses%20quentes%2C%20como%20o%20Brasil%2C%20aconselha%2Dse%20o,mais%20indicado%20seria%20um%20policristalino.>
Acesso em: 07 nov. 2023.

ANEXO

Ficha técnica do Módulo BYD



BYD MGK-36 MONOFACIAL 425W - 455W

BNDES **IEC** **ISO** **LANÇAMENTO!**



FABRICAÇÃO NACIONAL
#valorize o produto nacional

FABRICAÇÃO NACIONAL

MONOCRISTALINO PERC, SINGLE GLASS, HALF CELL E MULTI BUSBAR

O módulo fotovoltaico, MGK-36 monofacial, com múltiplos barramentos, possuem 144 células mono PERC half-cell com eficiência de até 22,6%, este modelo é single glass. Com altos níveis de performance e qualidade, pesa apenas 24kg e é considerado um dos módulos mais leves da categoria.



Multi busbar



Mono PERC



Half-cell



12 ANOS

Garantia de fabricação

25 ANOS

Garantia de performance

-0,71%

Degradação anual

Certificações:

IEC 61215-1(ed.1); IEC 61215-1-1(ed.1); IEC 61215-2(ed.1); IEC 61730-1(ed.2); IEC 61730-2(ed.2)

Declaração: Com o desenvolvimento técnico dos produtos, pode haver uma divergência entre os parâmetros técnicos dos produtos futuros da BYD e as especificações técnicas descritas neste datasheet. Sendo assim, a BYD reserva o direito de realizar ajustes técnicos neste documento sem aviso prévio aos consumidores. A BYD também reserva o direito final de interpretação. (V.03/22)

NOSSA ATUAÇÃO NO BRASIL

WWW.BYD.COM.BR

A BYD é a principal empresa fabricante de módulos fotovoltaicos no Brasil, a unidade fabril foi fundada em 2017, na cidade de Campinas, São Paulo. Com uma forte atuação em inovação e incentivo à pesquisa, a empresa vêm realizando constantes investimentos em laboratórios, maquinários, usinas experimentais e especialização e capacitação de equipes de pesquisa e desenvolvimento, engenharia, pós-vendas e suporte técnico, todas dedicadas para atender a crescente demanda do setor fotovoltaico brasileiro. A BYD acredita no potencial de transição energética do Brasil e cinco anos após a inauguração da fábrica, a empresa volta a fazer aportes significativos visando o aumento da capacidade produtiva, dando início à comercialização da nova geração de módulos fotovoltaicos, mais potentes e eficientes.

BYD MGK-36 MONOFACIAL 425W-455W

PROPRIEDADES MECÂNICAS

Tipo de Célula	166mm*83mm
Número de Células	144
Dimensão do Módulo	2094*1038*35mm
Peso	24.1kg ± +5%
Vidro Frontal	3.2mm Vidro Temp. A.R
Estrutura de Frame	Alumínio Anodizado
Caixa de Junção	IP68 (3 Diodos)
Tamanho do Cabo	450mm (4.0mm ²)
Conector	Compatível Conector MC4

COEFICIENTE DE TEMPERATURA

Potência Pico	-0.380%/°C
Tensão de Circuito Aberto	-0.360%/°C
Corrente de Curto Circuito	+0.070%/°C

INFORMAÇÕES DE TRANSPORTE

Tipo de Veículo	Carreta 13.5m
Peças por Pallet	30
Pallet por Carreta	22
Peças por Carreta	660

DADOS ELÉTRICOS (STC*)

Condições de teste padrão (STC): irradiância de 1000 W/m², espectro AM 1,5 e temperatura da célula de 25°C

Tipo do Módulo	425 MGK-36	430 MGK-36	435 MGK-36	440 MGK-36	445 MGK-36	450 MGK-36	455 MGK-36
Taxa de Máx. Potência (Pmax) [W]	425Wp	430Wp	435Wp	440Wp	445Wp	450Wp	455Wp
Tensão de Circuito Aberto (Voc) [V]	48.49V	48.71V	48.93V	49.15V	49.37V	49.59V	49.81V
Corrente de Curto Circuito (Isc) [A]	11.24A	11.32A	11.40A	11.48A	11.56A	11.64A	11.72A
Tensão de Máx. Potência (Vmp) [V]	40.53V	40.74V	40.95V	41.16V	41.37V	41.58V	41.79V
Corrente de Máx. Potência (Imp) [A]	10.49A	10.56A	10.63A	10.70A	10.77A	10.84A	10.90A
Eficiência do Módulo [%]	19.52%	19.75%	19.98%	20.21%	20.44%	20.67%	20.90%

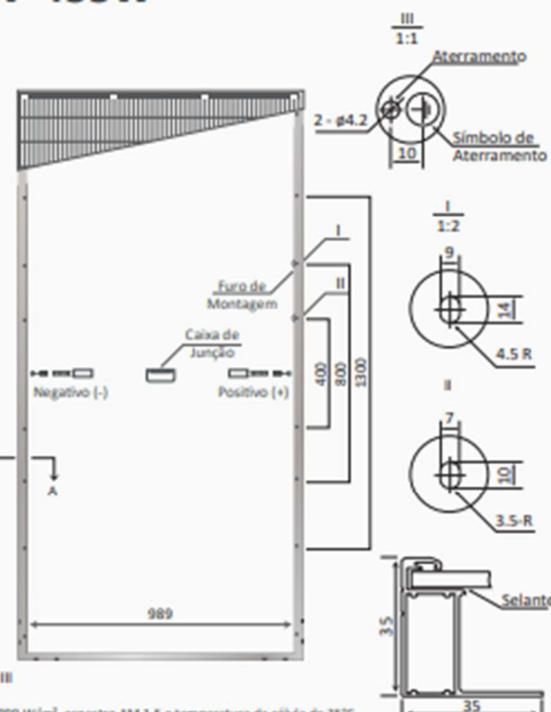
DADOS ELÉTRICOS (NMOT*)

Temperatura nominal do módulo (NMOT): irradiância de 800W/m², espectro AM 1,5 temperatura ambiente 20°C, velocidade do vento 1m/s.

Tipo do Módulo	425 MGK-36	430 MGK-36	435 MGK-36	440 MGK-36	445 MGK-36	450 MGK-36	455 MGK-36
Potência Máx. (Pmax) [W]	320.8W	324.6W	328.4W	332.3W	336.2W	340.2W	344.0W
Tensão de Circuito Aberto (Voc) [V]	45.5V	45.7V	45.9V	46.1V	46.3V	46.5V	46.7V
Corrente de Curto Circuito (Isc) [A]	9.07A	9.13A	9.19A	9.26A	9.32A	9.39A	9.45A
Tensão de Máx. Potência (Vmp) [V]	37.3V	37.5V	37.6V	37.8V	38.0V	38.2V	38.3V
Corrente de Máx. Potência (Imp) [A]	8.60A	8.67A	8.73A	8.79A	8.85A	8.91A	8.98A

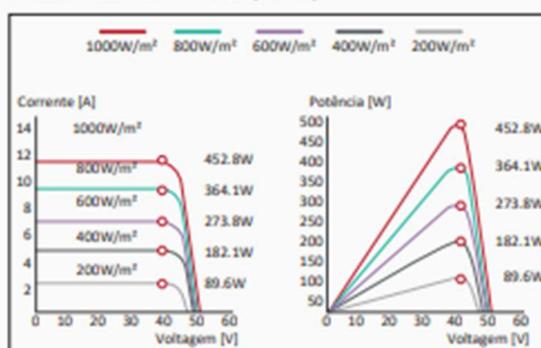
PARÂMETROS OPERACIONAIS

Temperatura de Operação [°C]	-40°C ~ +85°C
Temperatura de Operação da célula	45°C ± 2°C
Tensão Máx. do Sistema [V]	1500 (VDC)
Corrente Máx. do Fusível [A]	20A
Proteção contra Incêndios	Classe C
Tolerância de Potência	0-5W



CURVA I-V

Curva de Corrente-Tensão (450W)



Ficha técnica do Micro inversor SIW300H M020 L1

Inversor string monofásico SIW300H L1

Os inversores da linha SIW300H L1 possuem uma das maiores eficiências do mercado, com até 98,4% de eficiência. Além disso, contêm interface de armazenamento de energia *Plug & Play* com a linha SBW300, possibilidade de conexão híbrida, grau de proteção IP65 e arrefecimento por convecção natural. Por último, possui proteção contra surtos CC e CA e tecnologia AFCI (*Arc Fault Circuit Interrupter*).



Especificações técnicas	SIW300H M020 L1	SIW300H M030 L1	SIW300H M040 L1	SIW300H M050 L1	SIW300H M060 L1
Eficiência					
Eficiência máxima	98,20%				
Eficiência europeia	96,70%				
Entrada (FV)					
Potência de entrada máxima ¹⁾	3.000 W ¹⁾	4.500 W ¹⁾	6.000 W ¹⁾	7.500 W ¹⁾	9.000 W ¹⁾
Tensão de entrada máxima	600 V				
Faixa de operação do MPPT	80 V – 600 V				
Tensão de partida	100 V				
Faixa de tensão MPPT em máxima potência	90 V – 560 V				
Corrente de entrada máxima/MPPT	12,5 A				
Corrente máxima de curto-circuito/MPPT	18 A				
Número de MPPTs	2				
Número máximo de entradas por MPPT	1				
Entrada (bateria SBW300)					
Intervalo de tensão de operação	350 – 560 V				
Corrente máxima de operação	15 A				
Potência máxima de carregamento ²⁾	5.000 W ²⁾				
Potência máxima de descarga	2.200 W	3.300 W	4.400 W	5.000 W	5.000 W
Saída On-Grid					
Conexão à rede	Monofásica				
Potência nominal de saída	2.000 W	3.000 W	4.000 W	5.000 W	6.000 W
Potência aparente máxima	2.200 VA	3.300 VA	4.400 VA	5.500 VA	6.000 VA
Tensão de saída nominal	220 V				
Frequência de rede CA nominal	50 Hz / 60 Hz				
Corrente de saída máxima	10 A	15 A	20 A	25 A	27,3 A
Fator de potência ajustável	0,8 adiantado/ 0,8 atrasado				
Distorção harmônica total máxima	≤3%				
Saída Off-Grid / Híbrido					
Caixa de transferência	Backup Box B0 (utilizada apenas para sistema híbrido)				
Potência aparente máxima	2.000 VA	3.000 VA	4.000 VA	5.000 VA	5.000 VA
Tensão de saída nominal	220 V				
Frequência de rede CA nominal	50 Hz / 60 Hz				
Corrente de saída máxima	9,1 A	13,6 A	18,2 A	22,7 A	22,7 A
Fator de potência ajustável	0,8 adiantado/ 0,8 atrasado				
Proteção					
Proteção AFCI	Sim				
Proteção anti-filamento	Sim				
Proteção contra polaridade CC invertida	Sim				
Monitoramento da Isolação	Sim				
Supressor de surto DC / CA	Sim (tipo II)				
Monitoramento de correntes residuais	Sim				
Proteção contra sobrecorrente CA	Sim				
Proteção contra curto-circuito CA	Sim				
Proteção contra sobretensão CA	Sim				
Proteção de sobrecorrente CC	Topologia Fuseless				
Proteção contra sobretensão	Sim				
Dados gerais					
Faixa de temperatura de operação	25 – 60 °C				
Umidade relativa de operação	0% – 100%				
Altitude de operação	0 – 4.000 m				
Resfriamento	Convecção natural				
Display	Indicadores LED				
Comunicação	RS485, Wi-Fi				
Configuração	Fusion Solar APP				
Peso (incluindo suporte de montagem)	12,3 kg				
Dimensão (incluindo suporte de montagem)	365 x 365 x 156 mm				
Grau de proteção	IP65				
Modo de operação	On-Grid, Grid-Zero, Off-Grid e Híbrido				
Consumo noturno	<2,5 W				
Compatibilidade com bateria					
Modelo controlador BMS	SBW300 C050 W0				
Modelo bateria	SBW300 B050 W0				
Intervalo de tensão de operação	350 – 560 V				
Corrente máxima de carga e descarga	15 A				
Comunicação	RS485, CANopen				
Compatibilidade com otimizador					
SUN2000-450W-P	Sim				
SUN2000-600W-P	Sim				
Conformidade com normas					
Segurança	ENIEC 62109-1, ENIEC 62109-2				
Normas de conexão à rede	GB32, G59/3, EN 50438, CEI 0-21, VDE-AR-N-4105, UTE C 15-712-1, AS 4777, ABNT NBR 16149				

Notas: 1) A potência máxima de entrada do inversor muda para 10.000 W quando usadas strings longas com otimizadores em todos os módulos FV.
2) SBW300 B050 W0 de 2.500 W @ 5 kWh.

Fonte: WEG (2023).