

**UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA “JÚLIO DE MESQUITA FILHO”
FACULDADE DE ENGENHARIA
CÂMPUS DE ILHA SOLTEIRA**

FREDERICO OLIVEIRA GUERRA

**ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA DO USO DE SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE COM ESTUDO DE CASO**

FREDERICO OLIVEIRA GUERRA

**ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA DO USO DE SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE COM ESTUDO DE CASO**

Trabalho de Graduação apresentado à Faculdade de
Engenharia do Câmpus de Ilha Solteira – UNESP
como parte dos requisitos para obtenção do grau de
Engenheiro Eletricista.

Dr. Leonardo Henrique Faria Macedo Possagnolo
Orientador

Ilha Solteira
2022

FICHA CATALOGRÁFICA

Desenvolvido pelo Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação

G934a Guerra, Frederico Oliveira.
Análise de viabilidade econômica do uso de sistemas fotovoltaicos conectados à rede com estudo de caso / Frederico Oliveira Guerra. -- Ilha Solteira: [s.n.], 2022
38 f. : il.

Trabalho de conclusão de curso (Graduação em Engenharia Elétrica) -
Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, 2022

Orientador: Leonardo Henrique Faria Macedo Possagnolo
Inclui bibliografia

1. Análise de viabilidade econômica. 2. Sistemas fotovoltaicos. 3. Taxa interna de retorno. 4. Valor presente líquido.


Raiane da Silva Santos

ATA DE DEFESA DE TRABALHO DE GRADUAÇÃO

Aos vinte e oito dias do mês de julho do ano de dois mil e vinte e dois, o discente **Frederico Oliveira Guerra**, matriculado sob o nº 142055018, tendo como banca examinadora o seu orientador, o Dr. **Leonardo Henrique Faria Macedo Possagnolo**, o Doutorando **Lucas do Carmo Yamaguti** e o Mestrando **Rafael Yuki de Souza Yamamoto**, apresentou o Trabalho de Graduação intitulado "**Análise de Viabilidade Econômica do Uso de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede com Estudo de Caso**", obtendo a nota 10,0 (dez vírgula zero) e conceito aprovado.

Leonardo H. F. M. Possagnolo

Dr. Leonardo Henrique Faria Macedo Possagnolo

- Orientador -

Frederico Oliveira Guerra

Frederico Oliveira Guerra

- Discente -

Lucas do Carmo Yamaguti

Doutorando Lucas do Carmo Yamaguti

- Membro da Banca -

Rafael Y. S. Yamamoto

Mestrando Rafael Yuki de Souza Yamamoto

- Membro da Banca -

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus por tudo que tem feito em minha vida.

Aos meus pais Rubens Vieira Guerra Júnior e Marinês Fonseca de Oliveira Guerra e irmãos Rafael, Tiago e Carolina por todo o apoio durante esses anos de graduação.

Ao meu orientador Dr. Leonardo Henrique Faria Macedo Possagnolo por ter aceitado me orientar nesse trabalho de graduação.

A todos os meus professores do curso de Engenharia Elétrica da Universidade Estadual Paulista (UNESP) pela excelência da qualidade técnica de cada um.

Aos amigos Leonardo Tonetti, Pedro Destro, Tiago Almeida, Mariana Pereira e Igor Mateus que através da faculdade pude conhecê-los e dividir muitos conhecimentos e momentos bons.

RESUMO

O presente projeto de pesquisa, em nível de trabalho de graduação, propõe o desenvolvimento de um método para a avaliação da viabilidade econômica da instalação de sistemas fotovoltaicos *on-grid* em residências com a aplicação em um estudo de caso. Na primeira etapa foram coletados dados referentes à incidência solar na região de estudo para diversos períodos do ano, dados de consumo diário na residência em diversos cenários, dados técnicos e econômicos relacionados com os sistemas de geração fotovoltaicos e dados regulatórios e econômicos da concessionária de distribuição sobre esse tipo de investimento e tarifas de energia. Na segunda etapa foi utilizado o *software* HelioScope, com o objetivo de simular o projeto fotovoltaico ideal para abater o consumo total de uma família, levando em consideração o telhado disponível e todos os aspectos que possam gerar perdas na geração fotovoltaica. Finalmente, através do cálculo do valor presente líquido e da taxa interna de retorno conclui-se sobre a viabilidade do projeto.

Palavras-chave: Análise de viabilidade econômica; sistemas fotovoltaicos; taxa interna de retorno; valor presente líquido.

ABSTRACT

This research project, at graduation completion level, proposes the development of a method for the evaluation of the economic viability of installing on-grid photovoltaic systems at homes with the application to a case study. In the first stage, it must be collected data regarding solar incidence in the region studied for different periods of the year, daily consumption data at the residence in different scenarios, technical and economic data related to photovoltaic generation systems, and regulatory and economic data from the utility company regarding the types of investment and energy tariffs. In the second stage, the HelioScope software will be used in order to simulate the ideal photovoltaic project to reduce the total consumption of a family, taking into account the available roof and all the aspects that can generate a loss in the photovoltaic generation. Through the calculation of the net present value and the internal rate of return, we can decide about the feasibility of such a project.

Keywords: Economic feasibility analysis; internal rate of return; net present value; photovoltaic systems.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Matriz elétrica brasileira	10
Figura 2 – Mapa de irradiação solar no Brasil	13
Figura 3 – Efeito fotovoltaico	14
Figura 4 – Funcionamento de um sistema fotovoltaico <i>on-grid</i>	15
Figura 5 – Módulo fotovoltaico	16
Figura 5 – Módulo com sua face voltada para o norte geográfico.....	16
Figura 7 – Influência da irradiância na operação do módulo.....	17
Figura 8 – Influência da temperatura na operação do módulo	18
Figura 8 – Inversor <i>on-grid</i>	18
Figura 10 – Funcionamento do inversor	19
Figura 11 – Sistema fotovoltaico tradicional com módulos de 250 Wp em série.....	20
Figura 12 – Curva de eficiência de um inversor	21
Figura 13 – Fluxo de caixa para o cálculo do VPL	24
Figura 14 – Visualização da residência no Google Maps.....	30
Figura 15 – Visualização 3D da análise de telhado.....	31
Figura 16 – Visualização superior da análise de telhado	31
Figura 17 – Alocação dos módulos no HelioScope	32
Figura 18 – Relatório de geração mensal	32
Figura 19 – Relatório de geração anual	33
Figura 20 – Relatório de perdas do sistema.....	33

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Características de temperaturas retiradas de um <i>datasheet</i>	20
Tabela 2 – Consumo mensal.....	28
Tabela 3 – Irradiação global horizontal em Goiânia	28
Tabela 4 – Custo do sistema fotovoltaico.....	29
Tabela 5 – Fluxo de caixa	34

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO	9
2.	ENERGIA SOLAR.....	12
2.1	Radiação solar.....	12
2.2	Irradiância.....	12
2.3	Irradiação.....	12
2.4	Efeito fotovoltaico	13
3.	SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE.....	15
3.1	Perdas do sistema	19
3.2	Dimensionamento.....	22
4.	ANÁLISE DE INVESTIMENTO	23
4.1	Período de retorno.....	23
4.2	Valor presente líquido (VPL).....	23
4.3	Taxa interna de retorno (TIR)	24
5.	SOFTWARE HELIOSCOPE.....	26
6.	RESULTADOS E DISCUSSÃO	27
6.1	Consumo mensal da energia elétrica	27
6.2	Dimensionamento preliminar	27
6.3	Custo de instalação	29
6.4	Simulação no HelioScope.....	30
6.5	Fluxo de caixa.....	34
6.6	Cálculo do <i>payback</i>	35
6.7	Cálculo do VPL e da TIR	35
7.	CONCLUSÕES	36
	REFERÊNCIAS.....	37

1. INTRODUÇÃO

Atualmente, grande parte da economia mundial está centrada no consumo de energia e, a partir disso, é possível definir o nível de desenvolvimento tecnológico de um país ou região. Cabe observar também que os países mais desenvolvidos e com um nível maior de industrialização consomem enormes quantidades de energia para manterem suas economias. Os principais benefícios recebidos com o desenvolvimento tecnológico dos últimos dois séculos foram a provisão de energia e de água potável para casas e indústrias, dessa forma a disponibilidade de energia também tem forte relação com a qualidade de vida das pessoas (GUERRA; YOUSSEF, 2012).

Um estudo feito na Coreia do Sul encontrou resultados bidirecionais para a causalidade entre o consumo de energia elétrica e crescimento econômico. Em que, foi comprovado que tanto a variação no consumo de energia afeta o crescimento, quanto variações no crescimento afetam o consumo de energia (YOO, 2005).

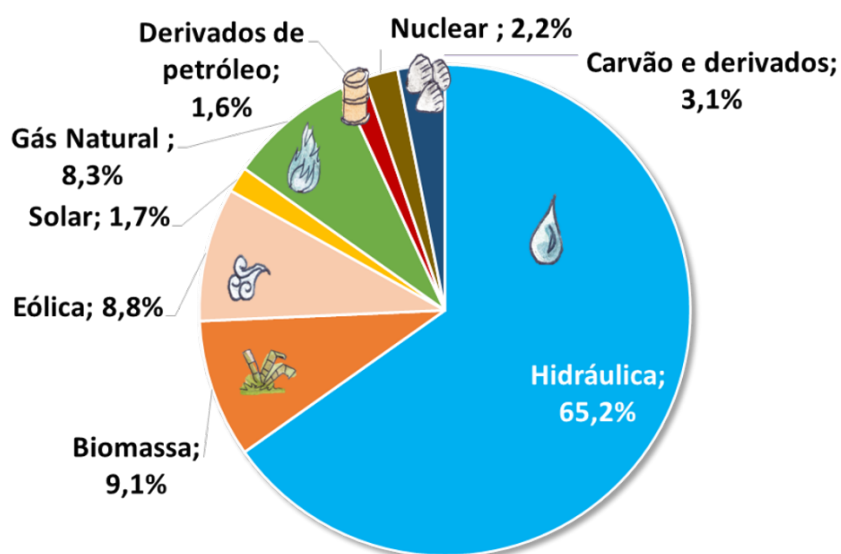
Com o desenvolvimento da indústria moderna, os combustíveis fósseis começaram a se tornar a principal fonte de energia. Durante o século XX, crises econômicas relacionadas ao uso desse tipo de combustível estimularam o desenvolvimento de pesquisas envolvendo a exploração de energias renováveis (GUERRA; YOUSSEF, 2012).

Tendo em vista a grande utilização dos combustíveis fósseis e o fato deles serem uma fonte finita e não renovável, iniciou-se um grande esforço científico buscando novas fontes de energia que fossem renováveis e que apresentassem maior sustentabilidade (GUERRA; YOUSSEF, 2012).

No Brasil, a matriz energética predominante é a hidráulica. Essa fonte representa 65,2% da oferta interna de energia elétrica (EPE, 2021), como podemos observar no gráfico da Figura 1.

Atualmente, o país vive uma das maiores crises energéticas devido à escassez de chuvas e a queda dos níveis de água nos reservatórios. Deste modo, para evitar que as condições climáticas influenciem a demanda energética do país, deve existir um equilíbrio entre as diferentes formas de geração (BRASIL ESCOLA, 2020; DOROCHE; ANSCHAU, 2015).

Figura 1 – Matriz elétrica brasileira



Fonte: EPE (2021).

A partir de 17 de abril de 2012, quando entrou em vigor a resolução normativa ANEEL nº 482/2012, foi definido que se forem utilizadas fontes renováveis ou cogeração qualificada, o consumidor brasileiro pode gerar sua própria energia elétrica e fornecer o excedente para a rede de distribuição de sua localidade. Trata-se da micro e da minigeração distribuídas de energia elétrica, inovações que podem aliar economia financeira, consciência socioambiental e autossustentabilidade (ANEEL, 2018).

Os estímulos à geração distribuída se justificam pelos potenciais benefícios que tal modalidade pode proporcionar ao sistema elétrico. Entre eles estão o adiamento de investimentos em expansão dos sistemas de transmissão e distribuição, o baixo impacto ambiental, a redução no carregamento das redes, a minimização das perdas e a diversificação da matriz energética (ANEEL, 2018).

A geração de energia solar é baseada na captação de energia luminosa originada do sol. Caracteriza-se por ser uma opção renovável e limpa de produção de energia (ANEEL, 2018; GUERRA; YOUSSEF, 2012).

Neste trabalho é proposto um método para a avaliação da viabilidade econômica da instalação de sistemas fotovoltaicos *on-grid* em residências com a aplicação em um estudo de caso. Cabe notar que, para ser vantajosa, a decisão de se instalar um sistema fotovoltaico em uma residência depende de diversos fatores, incluindo: (i) custos de aquisição, instalação e manutenção do sistema fotovoltaico, (ii) taxa de juros

anuais, (iii) padrão de consumo na residência, (iv) incidência solar na região durante o ano, (v) tarifas energéticas e (vi) regulamentações.

Para a tomada de decisão de um investimento é fundamental a avaliação das variáveis financeiras em conjunto, e, para isso, utiliza-se uma ferramenta que auxilia no agrupamento das mesmas, denominada fluxo de caixa. A partir dos fluxos de caixa gerados, obtêm-se os valores de indicadores econômico-financeiros que auxiliam na avaliação da viabilidade de um investimento. Para fins de estudo, os indicadores que serão utilizados neste trabalho são o *payback* descontado, taxa interna de retorno (TIR) e o valor presente líquido (VPL).

2. ENERGIA SOLAR

2.1 Radiação solar

A radiação solar é a energia liberada pelo Sol, que é transmitida em todas as direções no espaço na forma de ondas eletromagnéticas. Antes de atingir uma superfície horizontal do solo ela sofre influência de várias condições atmosféricas, como: nebulosidade, poluição e umidade para assim poder ser capturada por células e módulos fotovoltaicos (VILLALVA, 2014).

2.2 Irradiância

A irradiância, geralmente chamada também de irradiação, expressa na unidade de W/m^2 (watt por metro quadrado) é uma grandeza utilizada para quantificar a radiação solar. Desta forma, a irradiância pode ser definida como a potência por unidade de área recebida do Sol na forma de radiação eletromagnética (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

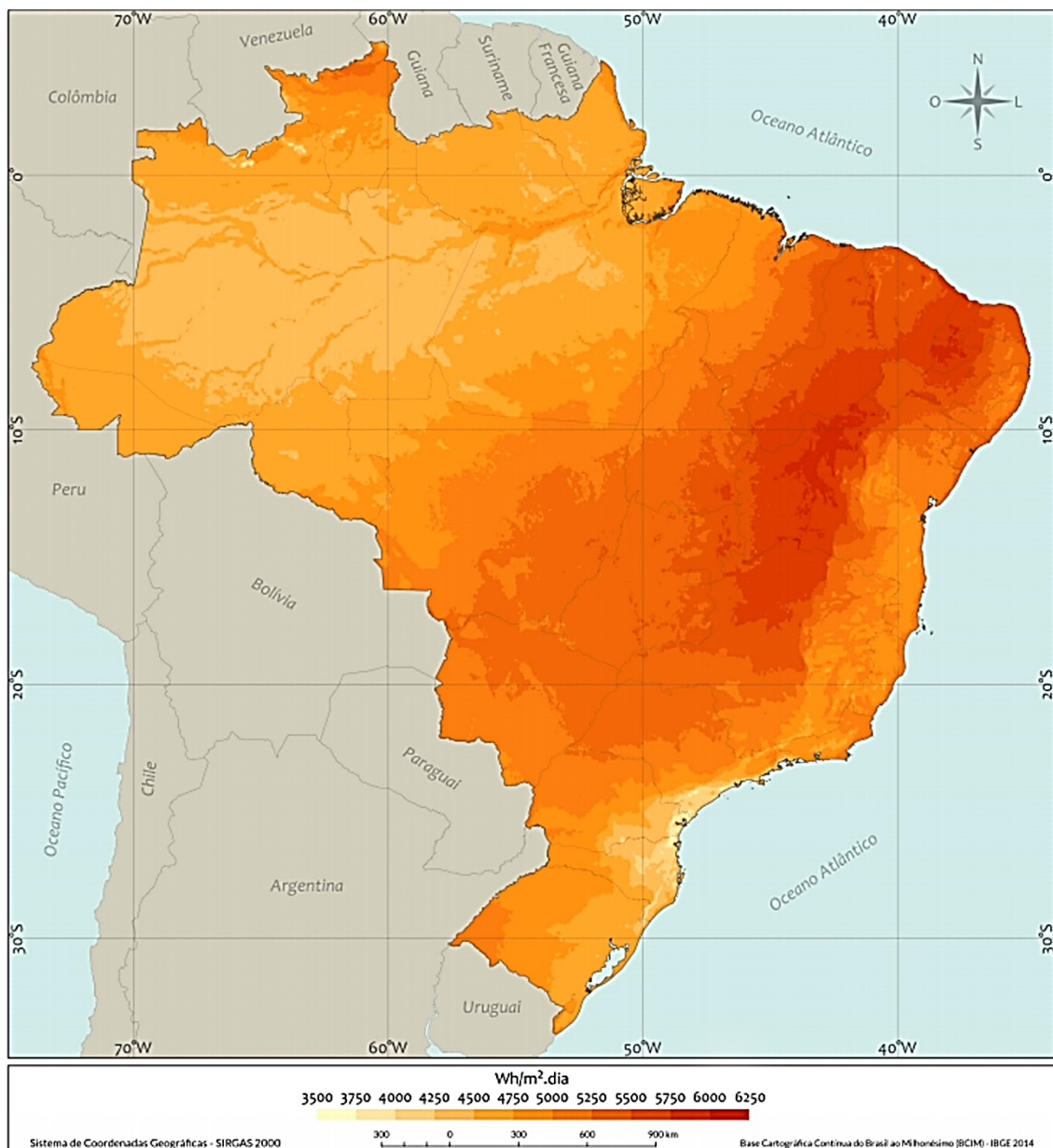
2.3 Irradiação

A irradiação ou insolação é definida com a irradiância em um intervalo de tempo, expressa na unidade de Wh/m^2 (watt-hora por metro quadrado), ela é usada para expressar a energia solar que incide sobre uma determinada área de superfície plana ao longo de um determinado intervalo de tempo (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

Este processo é muito útil para fazer o dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos. Em procedimentos práticos são encontrados mapas de irradiação que fornecem valores diários expressos em $Wh/m^2.dia$ (watt-hora por metro quadrado dia) (VILLALVA; GAZOLI, 2012), como pode-se ver na Figura 1.

A partir da análise da Figura 2, observa-se que o Brasil possui um alto potencial para captação de energia solar em todo seu território. Comparativamente, os maiores índices de irradiação estão na região Nordeste, em função de sua localização mais próxima à linha do Equador, seguida pelo Centro-Oeste e Sudeste.

Figura 2 – Mapa de irradiação solar no Brasil

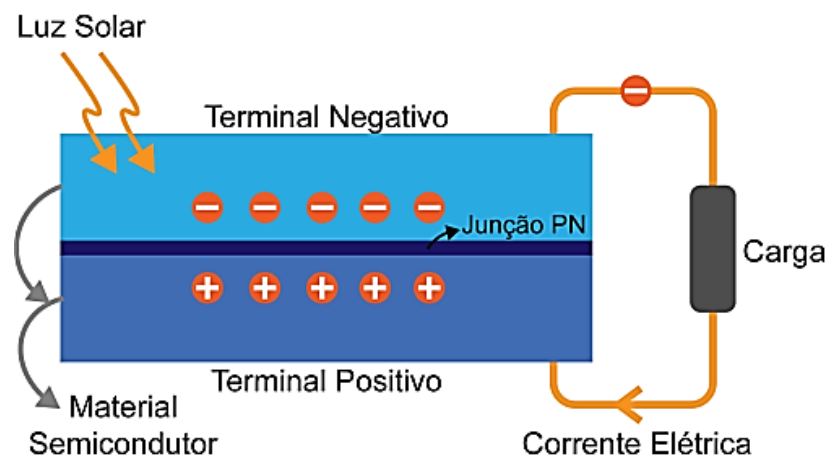


Fonte: Pereira et al. (2017).

2.4 Efeito fotovoltaico

O efeito fotovoltaico é o fenômeno que transforma a radiação eletromagnética do Sol em energia elétrica. Esse fenômeno gera uma corrente elétrica quando a luz incide sobre uma célula composta por materiais semicondutores e cria-se uma diferença de potencial ou uma tensão elétrica (VILLALVA; GAZOLI, 2012), conforme apresentado na Figura 3.

Figura 3 – Efeito fotovoltaico

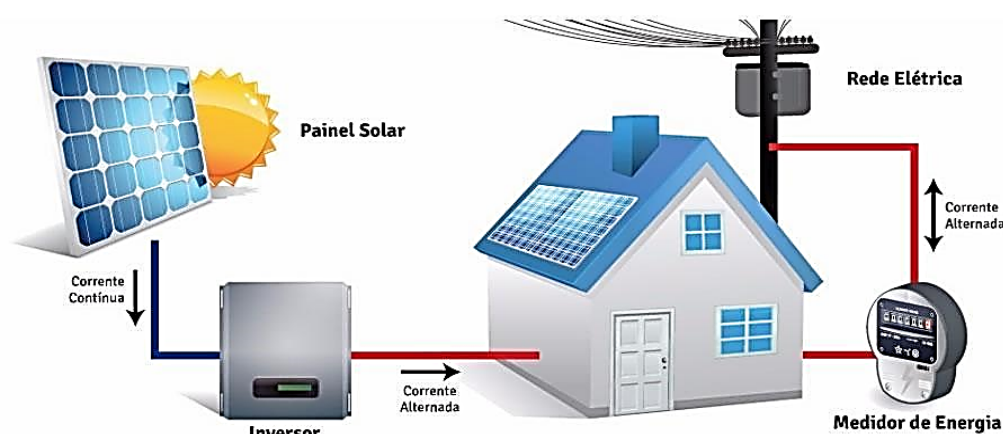


Fonte: Eletrônica de Potência (2020).

3. SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR) elétrica, ou *on-grid*, podem ser de grande porte (centrais fotovoltaicas) ou de pequeno porte (em edificações em áreas urbanas). Seu funcionamento se dá a partir da captação da luz solar por meio dos painéis solares, gerando eletricidade em corrente contínua (CC), que passa por um inversor, sendo convertida em corrente alternada (CA), e distribuída na rede ou para o imóvel, como ilustrado na Figura 4 (SOLAR, 2022).

Figura 4 – Funcionamento de um sistema fotovoltaico *on-grid*

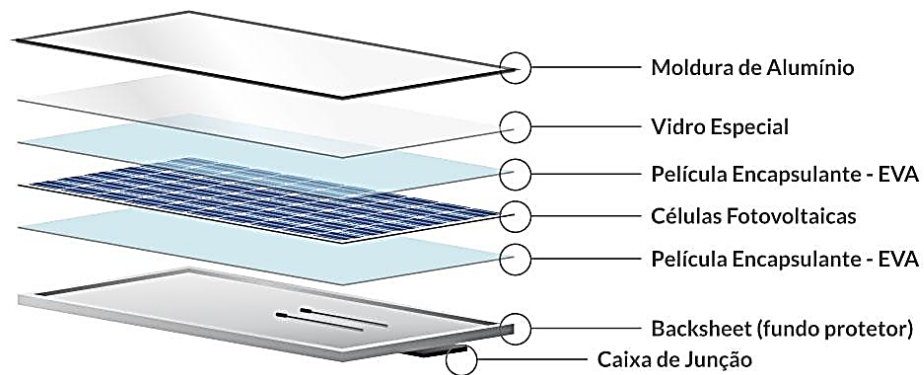


Fonte: Ecomais (2022).

Este tipo de sistema não utiliza armazenamento de energia, pois toda a geração é entregue diretamente na rede. Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica representam uma fonte complementar ao sistema elétrico de grande porte ao qual estão conectados. Todo o arranjo é conectado à inversores e estes fazem a interface com a rede elétrica.

O módulo fotovoltaico, apresentado na Figura 5, é a unidade básica do subsistema de geração de eletricidade. É constituído por uma estrutura fabricada em quadro, normalmente de alumínio, e no seu interior apresenta um conjunto de células fotovoltaicas interligadas em paralelo ou em série, cobertas por um encapsulamento que as protege da ação e eventual influência do tempo (GUERRA; YOUSSEF, 2012). Quando os fótons (partículas de luz solar) colidem com os átomos do material de um módulo, provocam o deslocamento dos elétrons e este fluxo gera uma corrente elétrica.

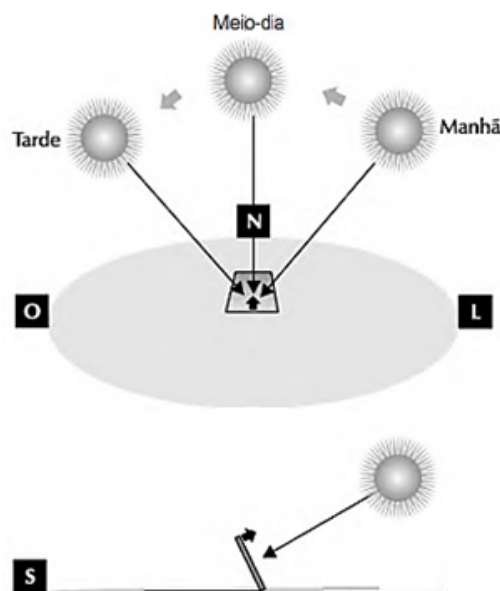
Figura 5 – Módulo fotovoltaico



Fonte: Blue Sol (2022).

A instalação correta de um módulo solar fotovoltaico deve levar em conta o movimento diário do Sol. Para cidades situadas no hemisfério sul, para se ter um maior aproveitamento da incidência de raios solares, o módulo deve ser instalado com sua face voltada para o norte geográfico pois sabendo que o Sol nasce no leste, sobe-se inclinando ao norte e se põe no oeste, durante todo o tempo o módulo tem raios solares incidindo sobre sua superfície, com maior incidência ao meio-dia solar, quando fica exatamente de frente para o Sol, como ilustrado na Figura 6 (VILLALVA; GAZOLI ,2012).

Figura 5 – Módulo com sua face voltada para o norte geográfico



Fonte: Villalva e Gazoli (2012).

A eficiência de um painel fotovoltaico pode ser definida como a porcentagem da

relação entre a potência elétrica produzida pela célula fotovoltaica e a potência da energia solar incidente no módulo (CEPEL, 2014), como pode-se observar em (1).

$$\eta = \frac{P_{MP}}{G \times A_M} \times 100[\%] \quad (1)$$

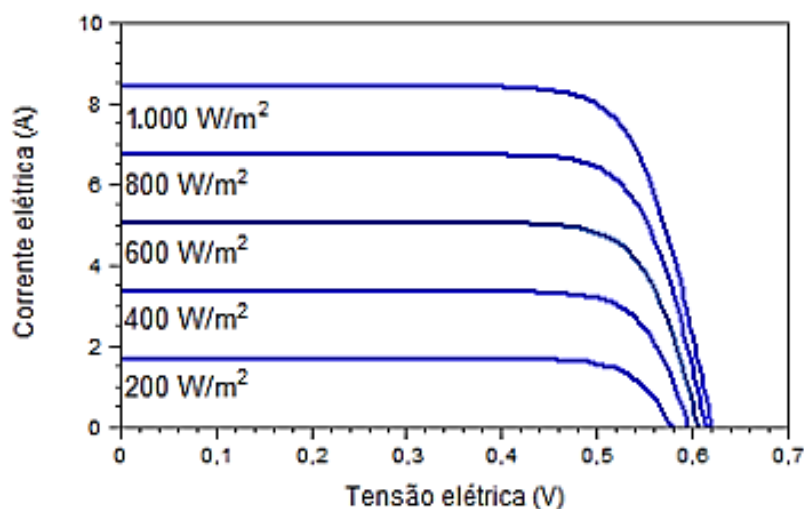
Em que:

- P_{MP} é a potência elétrica máxima gerada (W);
- G é a irradiância solar incidente (W/m^2);
- A_M é a área do módulo (m^2).

Dessa forma, existem dois fatores que influenciam diretamente no desempenho do painel, que é a irradiância solar e a temperatura de operação.

Na Figura 7 apresenta-se um gráfico do comportamento da corrente e da tensão elétrica de um módulo sob diferentes valores de irradiâncias. Nota-se que quanto maior este fator, maior a corrente e maior também sua capacidade de gerar energia (CEPEL, 2014).

Figura 7 – Influência da irradiância na operação do módulo

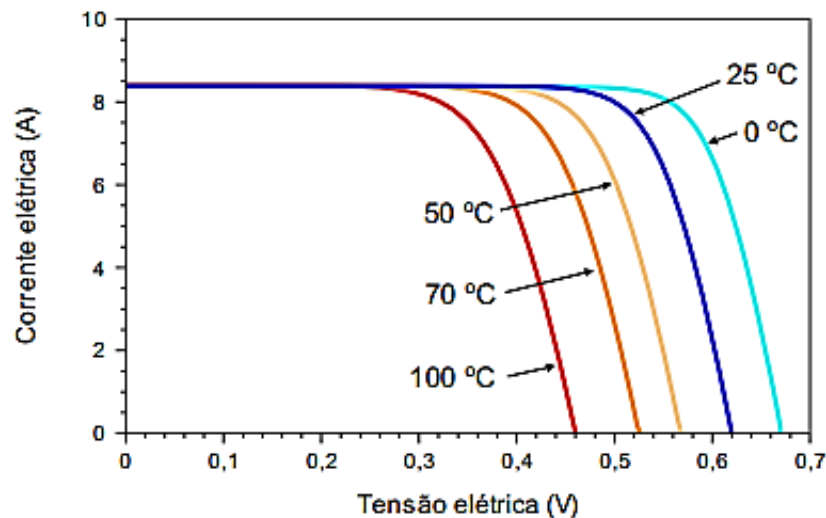


Fonte: Cepel (2014).

A temperatura tem influência na tensão que o módulo fornece em seus terminais e conseqüentemente na potência fornecida. Nota-se na Figura 8 que o aumento da irradiância incidente e/ou da temperatura ambiente produz um aumento da temperatura da célula e, conseqüentemente, tende a reduzir sua eficiência. Isto se deve ao fato de que com o aumento da temperatura, a tensão da célula diminui

significativamente, enquanto sua corrente sofre uma elevação muito pequena, quase desprezível (CEPEL, 2014).

Figura 8 – Influência da temperatura na operação do módulo



Fonte: Cepel (2014).

A Figura 9 apresenta um dispositivo inversor de frequência produzido pela *Growatt*. O inversor tem como função transformar a energia elétrica em corrente contínua, proveniente nos módulos fotovoltaicos, em energia elétrica de corrente alternada, adequada para rede elétrica (GUERRA; YOUSSEF, 2012).

Figura 8 – Inversor *on-grid*



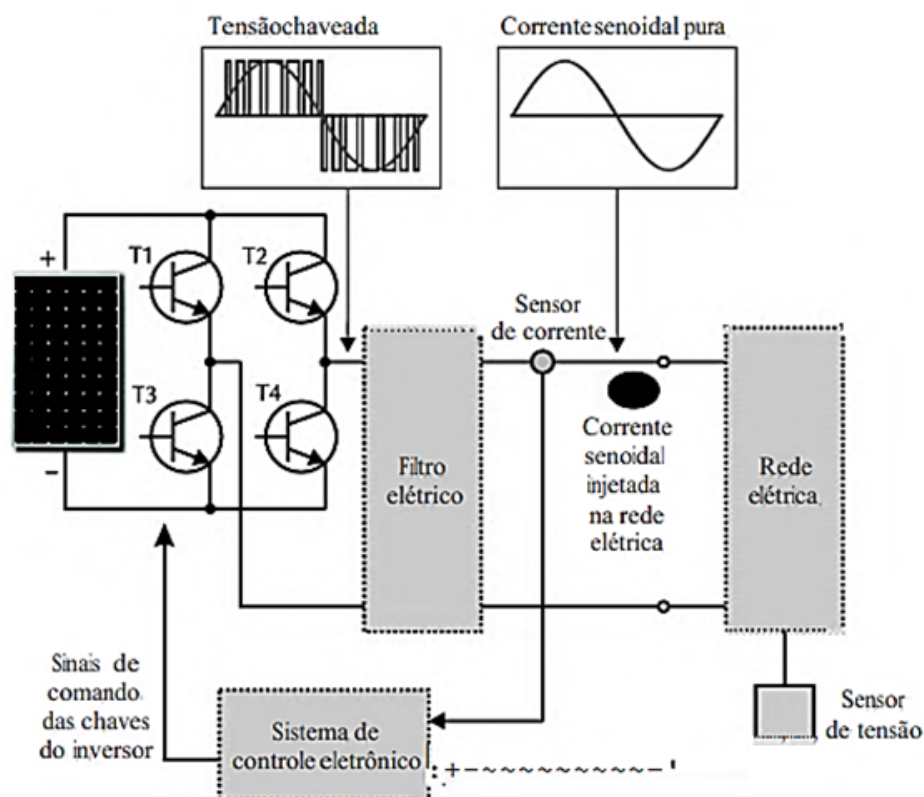
Fonte: Ginverter (2022).

Estes inversores devem satisfazer as exigências de qualidade e segurança para que a rede não seja afetada, como sistema anti-ilhamento, distorção harmônica em consonância com as normas aplicáveis, saída CA com forma de onda senoidal pura,

proteções contra sobretensões e sobrecorrente, dentre outras.

Na Figura 10 apresenta-se o funcionamento de um inversor CC-CA. Observa-se a importância do sistema de controle eletrônico pois ele é responsável por garantir que a corrente injetada pelo inversor tenha o formato senoidal assim como a tensão da rede (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

Figura 10 – Funcionamento do inversor



Fonte: Villalva e Gazoli (2012).

3.1 Perdas do sistema

As perdas do sistema fotovoltaico fazem com que o valor da energia efetivamente entregue à rede elétrica seja menor que o valor da energia produzida pelos módulos fotovoltaicos. As principais perdas são: temperatura, incompatibilidade, sombreamento e sujeira, cabeamento e no inversor.

As perdas por temperatura ocorrem quando os módulos fotovoltaicos operam em locais onde a temperatura é maior que as condições de teste padrão nas quais os painéis são testados em um laboratório (PORTAL SOLAR, 2021). Utiliza-se como exemplo as especificações do módulo apresentadas na Tabela 1.

Tabela 1 – Características de temperaturas retiradas de um *datasheet*

Especificação	Dados
Coeficiente de temperatura ($P_{m\acute{a}x}$)	-0,35%/°C
Coeficiente de temperatura (V_{oc})	-0,28%/°C
Coeficiente de temperatura (I_{sc})	-0,048%/°C
Temperatura operacional nominal da célula	45±2 °C

Fonte: Adaptado de Jinko Solar (2022).

O manual indica que para cada grau de temperatura que aumenta ou diminui a partir dos 25 °C, 0,35% da potência do painel será perdida.

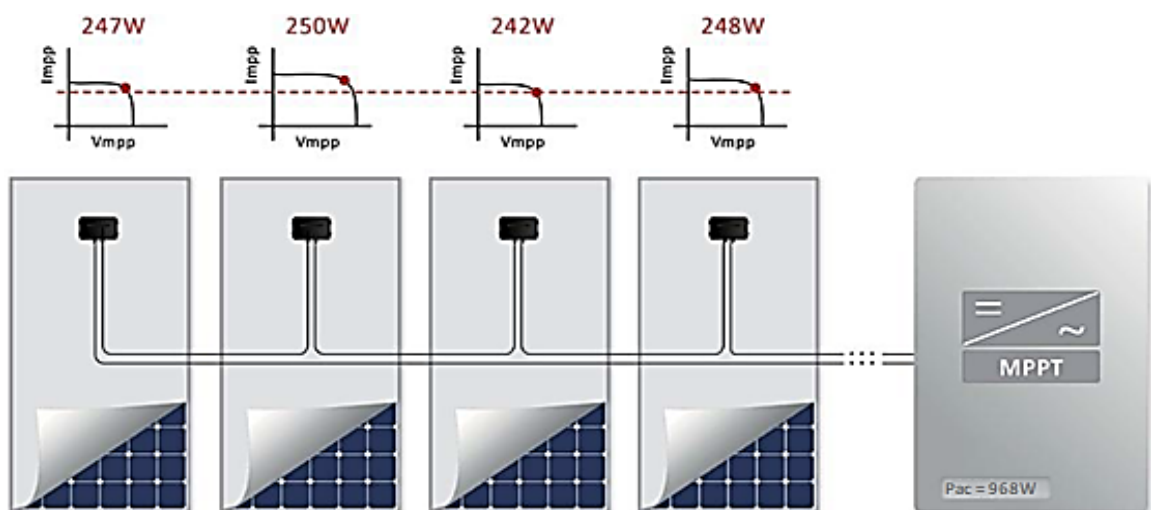
O *mismatch* (também chamado de incompatibilidade ou descasamento) é a diferença entre as potências reais e nominais dos módulos fotovoltaicos.

Esse fenômeno ocorre quando o sistema fotovoltaico apresenta as seguintes características:

- Sombreamento parcial sobre alguns pontos da instalação;
- Painéis em um mesmo *maximum power point tracking* (MPPT) com diferentes orientações e inclinações;
- *Strings* com números de módulos diferentes em um mesmo MPPT (ACADEMIA DO SOL, 2019).

A Figura 11 demonstra, um exemplo dessas perdas.

Figura 11 – Sistema fotovoltaico tradicional com módulos de 250 Wp em série.



Fonte: Ecori Energia Solar (2019).

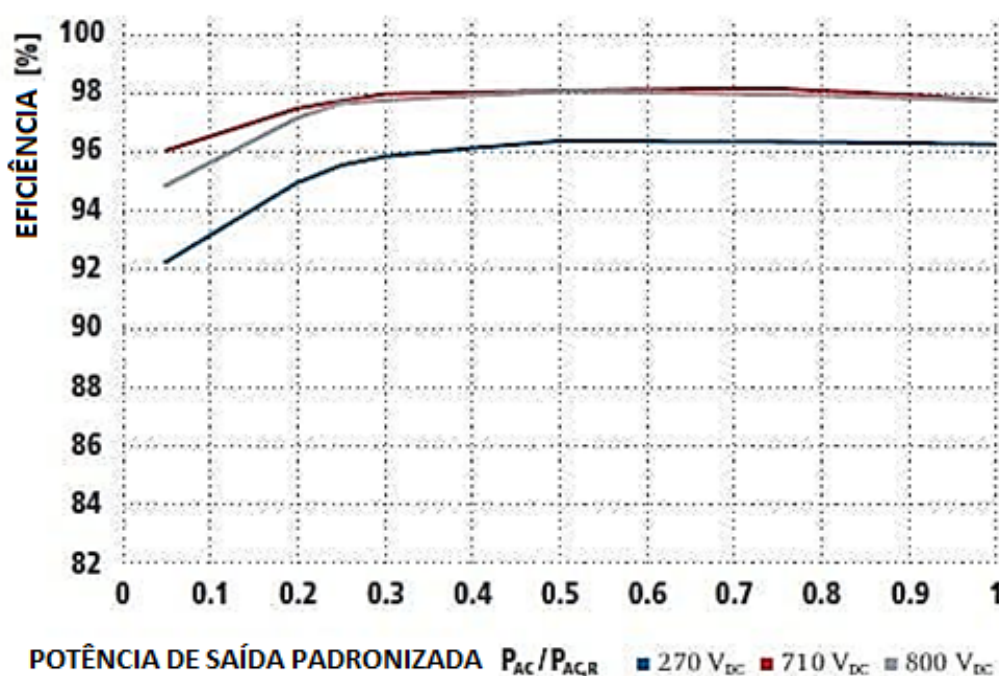
Observa-se que o sistema teria que disponibilizar uma potência de 987 W, porém como os módulos localizam-se no mesmo MPPT, os quatro módulos irão operar com a menor potência do módulo (242W), resultando numa potência final de 968W. Lembrando que até aqui discute-se apenas de potência (W), pois deve-se considerar as perdas de energia (kWh) que são cumulativas ao longo do tempo (ECORI ENERGIA SOLAR, 2019).

As perdas por sombreamento e sujeira são dependentes da localidade das instalações dos painéis fotovoltaicos. A elas estão ligados fatores como a presença de postes, árvores, prédios ou chaminés perto da região onde serão instalados os módulos, fazendo com que haja uma perda na eficiência do sistema solar.

As perdas por cabeamentos são observadas tanto em corrente CC quanto em AC. A elas estão ligadas todas as perdas durante a condução das correntes por meio dos cabos e variam de acordo com o comprimento do mesmo: quanto maior o cabeamento utilizado, maior serão as perdas (ACADEMIA DO SOL, 2019).

No inversor existem perdas na conversão CC para CA. A eficiência dessa conversão não é constante e está diretamente ligada com a tensão de operação e a potência de saída (CANAL SOLAR, 2021), como pode-se observar na Figura 12.

Figura 12 – Curva de eficiência de um inversor



Fonte: Fronius (2022).

Pode-se observar neste exemplo de curva de eficiência que para esse inversor obter a maior eficiência, sua faixa de operação deve estar entre 60% e 80% do seu carregamento e sua tensão deve estar próxima de 710 V (PERÍCIA ELÉTRICA, 2019).

3.2 Dimensionamento

O dimensionamento de um SFCR é feito determinando-se a potência necessária do sistema para se produzir a energia necessária para abater o consumo mensal da residência. Para isso, utiliza-se (2).

$$P_{FV} = \frac{C_{PERÍODO} - C_D}{GHI \times T_D \times N} \quad (2)$$

Onde:

- P_{FV} é a potência do sistema SFCR em kWp;
- $C_{PERÍODO}$ é o consumo de energia da unidade consumidora no período considerado em kWh;
- C_D é o custo de disponibilidade em kWh;
- Sendo: rede trifásica (100kWh), bifásica (50kWh) e monofásica (30kWh);
- GHI é a irradiação horizontal global do local em kWh/m² por dia;
- T_D é a taxa de desempenho (performance) do sistema SFCR em porcentagem;
- N é o número de dias do período.

4. ANÁLISE DE INVESTIMENTO

4.1 Período de retorno

O *payback period* (período de retorno) é um índice financeiro que se refere ao tempo necessário para se recuperar os recursos gastos em um investimento (FARRIS et al., 2010), e pode ser calculado utilizando-se (3).

$$\text{payback period} = \frac{(p - n)}{p} + n_y = 1 + n_y - \frac{n}{p} \quad (3)$$

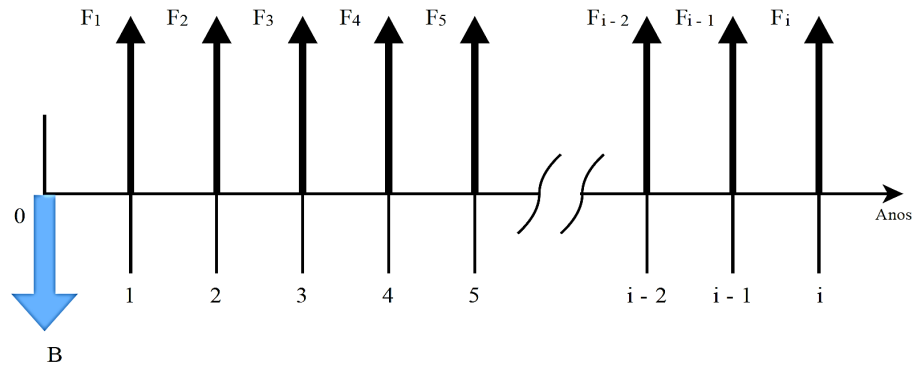
em que n_y é o número de anos após o investimento inicial em que ocorre o último valor negativo do fluxo de caixa acumulado, n é o valor do fluxo de caixa acumulado no qual ocorre o último valor negativo do fluxo de caixa acumulado e p é o valor do fluxo de caixa no qual ocorre o primeiro valor positivo do fluxo de caixa acumulado (FARRIS et al., 2010).

Esta fórmula só pode ser usada para calcular o período de retorno mais rápido, ou seja, o primeiro período após o qual o investimento se pagou. Se o fluxo de caixa acumulado cair para um valor negativo algum tempo depois de atingir um valor positivo, alterando assim o período de retorno, esta fórmula não pode ser aplicada. Além disso, ela ignora os valores que surgem após o período de retorno ter sido atingido (FARRIS et al., 2010). O *payback period* também não leva em consideração o valor do dinheiro no tempo e, portanto, pode não apresentar o verdadeiro cenário quando se trata de avaliar os fluxos de caixa de um projeto. Também ignora os fluxos de caixa além do período de retorno (FARRIS et al., 2010).

4.2 Valor presente líquido (VPL)

O VPL é um valor (monetário) que representa a soma do investimento com os fluxos de caixa futuros, como mostrado na Figura 13. Os valores que o investimento poderá gerar são corrigidos para o valor presente por uma taxa de desconto, subtraindo o valor do investimento inicial. Um VPL positivo indica a aceitação do investimento, já que a soma dos ganhos futuros corrigidos supera o investimento feito no presente; um VPL negativo, por outro lado, indica a recusa do projeto, ou seja, a soma dos ganhos futuros corrigidos não supera o investimento inicial (BLANK; TARQUIN, 2017).

Figura 13 – Fluxo de caixa para o cálculo do VPL



Fonte: Martinez (2021).

O VPL pode ser calculado como mostrado em (4), em que F_i é o fluxo de caixa anual, B o investimento inicial, α é a taxa de desconto e n o horizonte de planejamento (BLANK; TARQUIN, 2017).

$$VPL = \sum_{i=1}^n \frac{F_i}{(1 + \alpha)^i} - B \quad (4)$$

O VPL, apesar de simples apresenta algumas desvantagens: (i) grande dependência da taxa de desconto considerada, (ii) não oferece informações sobre o esforço inicial, ou seja, sobre o investimento e (iii) interpretação ambígua, pois, como utiliza os fluxos de caixa e o investimento inicial do projeto, pode ser facilmente confundido com lucro; entretanto, o VPL utiliza uma taxa de desconto que, diferente da taxa de juros que indica a valorização do dinheiro, considera que um determinado valor futuro tem um valor menor do que no presente (devido à inflação) (MARTINEZ, 2021; STEFFEN, 2020).

4.3 Taxa interna de retorno (TIR)

A TIR é a taxa (α^{TIR}) tal que o VPL de um investimento seja igual a zero, sendo um indicador de atratividade de um projeto: quando um projeto é avaliado, a TIR calculada deve ser maior que uma taxa mínima de atratividade já determinada, caso contrário, o projeto não deve ser escolhido (BLANK; TARQUIN, 2017).

Em (5) apresenta-se a equação que permite o cálculo de α^{TIR} baseada em (4).

$$\sum_{i=1}^n \frac{F_i}{(1 + \alpha^{TIR})^i} - B = 0 \quad (5)$$

O uso da TIR para tomada de decisões em investimentos apresenta algumas vantagens sobre o uso do VPL: (i) não é necessário arbitrar uma taxa de desconto e (ii) apresenta uma interpretação direta, que representa a atratividade do investimento. Por outro lado, a maior dificuldade relacionada com a aplicação da TIR é o seu cálculo que, devido a sua natureza não linear, é uma tarefa difícil de se realizar.

5. SOFTWARE HELIOSCOPE

O HelioScope é um *software* desenvolvido pela empresa *Forsom Labs* (FORSOM LABS, 2022). Esse programa é utilizado por projetistas de sistemas fotovoltaicos devido à fácil execução, elevado grau de precisão no dimensionamento e por permitir imprimir uma imagem de como os módulos ficarão alocados na área disponível.

O *software* permite a simulação de um sistema fotovoltaico no local exato de instalação, com relatório detalhado de geração e perdas. Nele o projetista cria um projeto desenhando a área disponível e também qualquer obstáculo que possa causar sombreamento. Depois de feito isso, pode-se incluir os módulos, inversores e cabeamentos exatamente com as mesmas especificações do projeto, para assim a simulação ser concluída com valores de geração o mais próximo da realidade.

6. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Em relação ao estudo de caso, será utilizada uma residência representativa de uma família formada por um casal e dois filhos, com uma conta de energia elevada. O *software* HelioScope deverá ser utilizado para o cálculo da geração e análise de sombreamento em diversos períodos do ano.

No primeiro momento, são levantados os dados referentes ao consumo de energia elétrica de uma residência localizada no setor Eldorado, município de Goiânia (GO), com seu respectivo valor pago pelo serviço de fornecimento da conta dos últimos 12 meses da concessionária Enel. Serão compilados em uma tabela os dados retirados da fatura contemplando o mês de consumo e o total de kWh consumido, para assim obter uma média de consumo mensal.

Na formulação do método serão incorporados índices de viabilidade de projetos para a tomada de decisão de se investir ou não. Os índices a serem considerados são baseados no *payback period*, no VPL e na TIR. No final do trabalho, serão apresentados os resultados sobre a viabilidade da instalação do sistema de geração de energia fotovoltaica.

6.1 Consumo mensal da energia elétrica

Através da conta de energia da família, observa-se o histórico de consumo nos últimos 12 meses, apresentado na Tabela 2, assim obtém-se uma média de consumo mensal de 1.102,08 kWh/mês.

6.2 Dimensionamento preliminar

Conforme o Mapa Solarimétrico do Brasil, disponibilizado pelo LABREN (Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia) a irradiação global horizontal (IGH) do local tem o comportamento mês a mês apresentado na Tabela 3.

Tabela 2 – Consumo mensal

Mês	Consumo (kWh)
Junho/2022	1090,00
Maio/2022	937,00
Abril/2022	1097,00
Março/2022	943,00
Fevereiro/2022	888,00
Janeiro/2022	1082,00
Dezembro/2021	1025,00
Novembro/2021	1003,00
Outubro/2021	1383,00
Setembro/2021	1094,00
Agosto/2021	966,00
Julho/2021	1337,00
MÉDIA	1102,08

Fonte: Elaboração do autor.

Tabela 3 – Irradiação global horizontal em Goiânia

Mês	IGH (kWh/m²×dia)
Janeiro	5,452
Fevereiro	5,518
Março	5,120
Abril	5,024
Maio	4,753
Junho	4,560
Julho	4,780
Agosto	5,678
Setembro	5,567
Outubro	5,611
Novembro	5,391
Dezembro	5,505
MÉDIA	5,247

Fonte: Adaptado de LABREN (2017).

Para o cálculo da potência do sistema, adota-se uma taxa de desempenho do sistema de 75%. Essa taxa engloba uma série de perdas que o sistema fotovoltaico possui, dentre elas estão as perdas por cabeamento, inversor, sombreamento, dentre outras.

Essa performance varia entre 75% e 90% (WOYTE, A.; RICHTER, M.; MOSER, D.; MAU, S.; REICH, N.; JAHN, 2014).

Com todos os dados disponíveis, utiliza-se (2) e chega-se a um valor de 8,37 kWp de potência.

6.3 Custo de instalação

Com a potência do sistema definida, foi feita uma pesquisa de mercado nas principais empresas de energia solar de Goiânia, para se ter o valor de todo o custo de projeto, equipamentos e instalação desse sistema.

Tabela 4 – Custo do sistema fotovoltaico

Empresa	Potência (kWp)	Valor (R\$)	Custo por kWp (R\$)
Yellot	8,48	35.325,37	4.165,73
ENGIE	8,30	36.202,25	4.361,71
Via Energy	8,40	37.000,00	4.404,76
2W Energy	8,55	36.500,00	4.269,00

Fonte: Elaboração do autor.

Nota-se que as potências não foram exatamente iguais a calculada, devido a variação das potências de módulos. A potência do kit fotovoltaico é definida apresentado em (6).

$$P_{kit} = \frac{N_M \times P_M}{1000} \quad (6)$$

Onde:

- P_{kit} é a potência do kit em kWp;
- N_M é o número de módulos do kit;
- P_M é a potência do módulo em Wp.

Com os custos definidos na tabela. Foi selecionada a proposta comercial da empresa Yellot pois apresenta o menor custo por kWp. Então o sistema fotovoltaico

para análise no software é o de potência 8,48 kWp com 16 módulos fotovoltaicos da marca Jinko Solar (JINKO SOLAR, 2022) de 530 W e um inversor Growatt (GINVERTER, 2022) de 8kW.

6.4 Simulação no HelioScope

Com a potência e os equipamentos definidos, parte-se para etapa de simulação da geração utilizando o HelioScope.

O primeiro passo no *software* foi localizar a casa da família e então a simulação do sistema fotovoltaico começou a ser feita.

Através da localização de satélite, desenha-se a casa detalhadamente (Figuras 14, 15, 16 e 17) com todos os aspectos que possam interferir na geração solar como localização do poste e sombreamento das platibandas, caixa d'água e ar-condicionados. Para maior precisão nos detalhes utiliza-se o Google Maps 3D para auxiliar, onde pode-se ter ideia das alturas e dos possíveis sombreamentos, como observa-se na Figura 14.

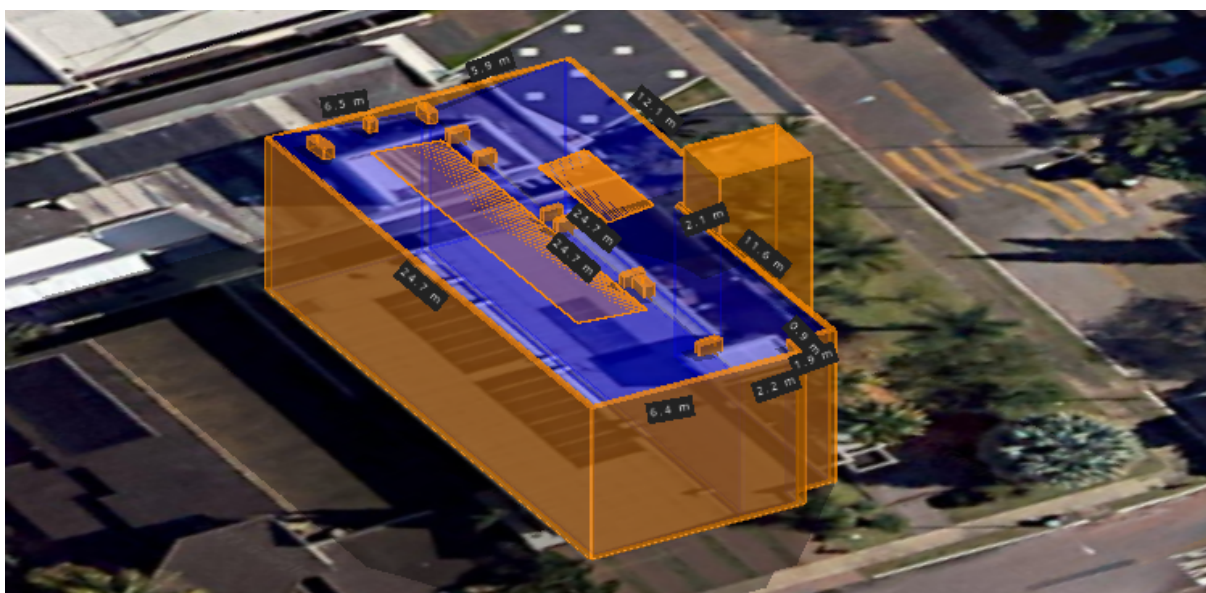
Figura 14 – Visualização da residência no Google Maps



Fonte: Google Maps (2022).

Depois de analisado a casa pelo Google Maps, pode-se construir a casa no programa com todos os detalhes, como pode-se ver nas Figuras 15, 16 e 17. Em azul é representado o telhado (área para alocar os módulos) e em laranja tudo que possa interferir na geração solar.

Figura 15 – Visualização 3D da análise de telhado



Fonte: Elaboração do autor.

Figura 16 – Visualização superior da análise de telhado



Fonte: Elaboração do autor.

Analisando a área disponível, alocou-se os módulos da melhor maneira possível e chegou-se no layout apresentado na Figura 17.

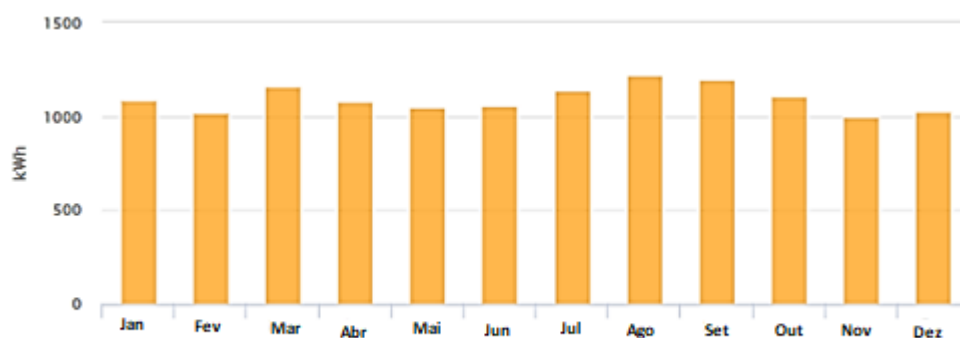
Figura 17 – Alocação dos módulos no HelioScope



Fonte: Elaboração do autor.

Com tudo definido, a simulação é feita. O software gera um relatório de geração mensal (Figura 18) e anual (Figura 19), juntamente com um detalhamento de todas as perdas (Figura 20).

Figura 18 – Relatório de geração mensal



MÊS	IHG (kWh/m ²)	POA (kWh/m ²)	Sombreado Wh/m ²	Geração Nominal (kWh)	Rede (kWh)
Janeiro	169.3	167.7	167.3	1,340.6	1,087.5
Fevereiro	158.5	158.5	158.2	1,273.5	1,020.4
Março	177.0	179.8	179.5	1,443.4	1,161.9
Abril	161.3	167.5	167.2	1,345.2	1,081.3
Mai	150.9	159.9	159.6	1,280.5	1,051.0
Junho	149.8	161.2	160.9	1,291.1	1,059.8
Julho	161.5	173.1	172.8	1,388.2	1,137.9
Agosto	179.3	188.4	188.1	1,515.4	1,222.4
Setembro	183.5	187.8	187.5	1,513.0	1,200.5
Outubro	171.0	172.0	171.6	1,377.4	1,109.2
Novembro	153.9	152.7	152.3	1,220.5	1,000.9
Dezembro	160.2	158.0	157.6	1,264.2	1,025.3

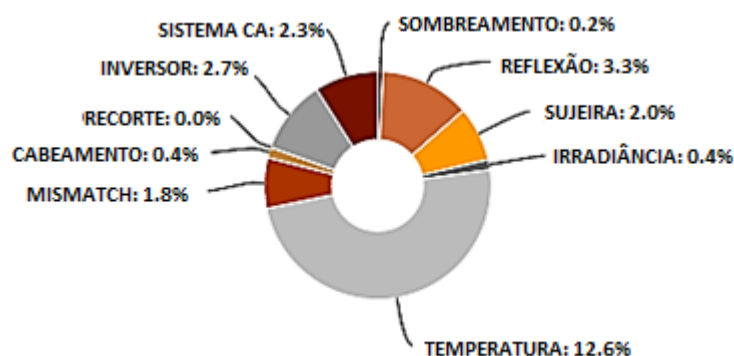
Fonte: Elaboração do autor.

Figura 19 – Relatório de geração anual

⚡ Produção Anual			
	Descrição	Saída	% Delta
Irradiância (kWh/m ²)	Irradiação Global Horizontal	1,976.2	
	POA Irradiancia Plano inclinado	2,026.5	2.5%
	Irradiância Sombreada	2,022.6	-0.2%
	Irradiância apos reflexão	1,955.9	-3.3%
	Irradiância após sujeira	1,916.8	-2.0%
	Irradiância total do coletor	1,916.8	0.0%
Energia (kWh)	Energia nominal	16,252.9	
	Irradiância em saída de nível	16,193.5	-0.4%
	Redução da temperatura da célula de saída	14,159.4	-12.6%
	Saída após Mismatch	13,898.2	-1.8%
	Saída CC ideal	13,844.1	-0.4%
	Saída CC restrita	13,844.0	0.0%
	Saída do inversor	13,470.3	-2.7%
	Energia na rede	13,158.2	-2.3%

Fonte: Elaboração do autor.

Figura 20 – Relatório de perdas do sistema



Fonte: Elaboração do autor.

Sendo assim, esse sistema teve um ótimo desempenho referente às perdas, onde a *performance ratio* foi de 76,6%, maior do que a considerada anteriormente de 75%, muito decorrente do ótimo telhado, em que pôde-se utilizar todos os módulos no mesmo sentido e inclinados para o sentido norte, e do pouco sombreamento recebido.

Observa-se também um ponto importante, que fora as perdas houve um ganho anual de 2,5% referente a irradiância no plano inclinado ser maior que a do plano horizontal na maioria dos meses.

Os seguintes resultados foram obtidos: geração final de 13.158,2 kWh no ano, média de 1.096,52 kWh/mês, geração capaz de suprir toda a demanda do cliente e ainda ter uma geração adicional de 94,44 kWh para eventual aumento no consumo.

Esse sistema permitirá uma economia média mensal de R\$ 1.045,27, considerando a atual tarifa de R\$ 0,95326.

6.5 Fluxo de caixa

O fluxo de caixa, para a determinação do *payback*, VPL e TIR do projeto, foi elaborado considerando as seguintes condições:

- Tarifa de energia: R\$ 0,95326 (valor atual);
- Aumento na tarifa: 10% nos anos 2, 3 e 4, 5% nos anos 5, 6, 7 e 8.

Esses valores de aumento de energia foram baseados em estimativas do setor elétrico e correspondem ao aumento acima da inflação em um cenário conservador.

Tabela 5 – Fluxo de caixa

FLUXO DE CAIXA	Valor Projeto	Economia	Saldo	Saldo Acumulado	Acréscimo na tarifa (%)
ANO 1	R\$ 35.325,37	R\$ 12.543,22	-R\$ 22.782,14	-R\$ 22.782,14	0%
ANO 2		R\$ 13.797,54	R\$ 13.797,54	-R\$ 8.984,60	10%
ANO 3		R\$ 15.051,86	R\$ 15.051,86	R\$ 6.067,26	10%
ANO 4		R\$ 16.306,19	R\$ 16.306,19	R\$ 22.373,45	10%
ANO 5		R\$ 16.933,35	R\$ 16.933,35	R\$ 39.306,80	5%
ANO 6		R\$ 17.560,51	R\$ 17.560,51	R\$ 56.867,31	5%
ANO 7		R\$ 18.187,67	R\$ 18.187,67	R\$ 75.054,98	5%
ANO 8		R\$ 18.814,83	R\$ 18.814,83	R\$ 93.869,81	5%
ANO 9		R\$ 18.814,83	R\$ 18.814,83	R\$ 112.684,64	0%
ANO 10		R\$ 18.814,83	R\$ 18.814,83	R\$ 131.499,47	0%
ANO 11		R\$ 18.814,83	R\$ 18.814,83	R\$ 150.314,30	0%
ANO 12		R\$ 18.814,83	R\$ 18.814,83	R\$ 169.129,13	0%
ANO 13		R\$ 18.814,83	R\$ 18.814,83	R\$ 187.943,97	0%
ANO 14		R\$ 18.814,83	R\$ 18.814,83	R\$ 206.758,80	0%
ANO 15		R\$ 18.814,83	R\$ 18.814,83	R\$ 225.573,63	0%
ANO 16		R\$ 18.814,83	R\$ 18.814,83	R\$ 244.388,46	0%
ANO 17		R\$ 18.814,83	R\$ 18.814,83	R\$ 263.203,29	0%
ANO 18		R\$ 18.814,83	R\$ 18.814,83	R\$ 282.018,12	0%
ANO 19		R\$ 18.814,83	R\$ 18.814,83	R\$ 300.832,95	0%
ANO 20		R\$ 18.814,83	R\$ 18.814,83	R\$ 319.647,78	0%
ANO 21		R\$ 18.814,83	R\$ 18.814,83	R\$ 338.462,62	0%
ANO 22		R\$ 18.814,83	R\$ 18.814,83	R\$ 357.277,45	0%
ANO 23		R\$ 18.814,83	R\$ 18.814,83	R\$ 376.092,28	0%
ANO 24		R\$ 18.814,83	R\$ 18.814,83	R\$ 394.907,11	0%
ANO 25		R\$ 18.814,83	R\$ 18.814,83	R\$ 413.721,94	0%

Fonte: Elaboração do autor.

6.6 Cálculo do *payback*

Percebe-se que a partir do terceiro ano o saldo acumulado se torna positivo. Para obter o valor exato do *payback*, utiliza-se (3).

Dados da Tabela 5:

$$n_y = 1 \text{ ano};$$

$$n = -8.984,60 \text{ reais}$$

$$p = 15.051,86 \text{ reais}$$

Cálculo:

$$\text{payback period} = 1 + 1 - \frac{(-8984,60)}{15051,86} = 2,59 \text{ anos ou 2 anos e 8 meses}$$

6.7 Cálculo do VPL e da TIR

Para o cálculo do VPL utiliza-se uma taxa de 13,25% (igual a SELIC atual).

Com os dados da Tabela 5 e o auxílio da função financeira do Excel chega-se a um VPL de valor igual a R\$ 100.843,35 e uma TIR de 67,11%

7. CONCLUSÕES

Este trabalho foi realizado com o objetivo de se analisar a viabilidade econômica de um sistema fotovoltaico que seja compatível com o consumo de uma residência situada na cidade de Goiânia.

Para essa análise partiu-se da análise da conta de energia para determinar o consumo médio, dimensionamento preliminar, pesquisa de mercado para o valor do investimento, simulação utilizando um software para saber a real geração do sistema, até a montagem do fluxo de caixa e cálculo do *payback*, taxa interna de retorno (TIR) e valor presente líquido (VPL).

Através da simulação feita no HelioScope, notou-se que a arquitetura da casa contribuiu significativamente para o rendimento do sistema, onde os módulos ficaram voltados para o norte geográfico e também tiveram pouca influência de qualquer sombreamento. Desta forma, a *performance ratio* simulada foi de 76,6%, superior aos 75% considerado no dimensionamento preliminar.

Essa família com um investimento inicial de R\$ 35.325,37 terá um retorno do seu investimento em 2 anos e 8 meses. Avaliando os valores calculados de VPL e TIR, foi possível ter a certeza da viabilidade econômica do projeto, em que o VPL apresentou um valor positivo de R\$ 100.843,35 e a TIR uma percentagem 5 vezes maior do que a taxa da Selic atual.

REFERÊNCIAS

- ACADEMIA DO SOL. Fatores De Perda Em Sistemas Fotovoltaicos. Disponível em: <<https://academiadosol.com.br/blog/fatores-de-perda-em-sistemas-fotovoltaicos/>>. Acesso em 16 jun. 2022.
- ANEEL, A. N. de E. E. Geração distribuída. 2018. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida>>. Acesso em: 2 fev. 2022.
- BLANK, L.; TARQUIN, A. Engineering economy. 8. ed. New York: McGraw Hill, 2017.
- BLUESOL. Módulo fotovoltaico. Disponível em: <<https://blog.bluesol.com.br/modulo-fotovoltaico/>>. Acesso em: 01 jun. 2022
- BRASIL ESCOLA. Crise Energética no Brasil. Disponível em: <<https://brasilecola.uol.com.br/historiab/crise-energetica-no-brasil.htm>>. Acesso em 16 jun. 2022
- CEPEL, 2014. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.p df. Acesso em: 01 jun. 2022.
- DOROCHE, M. R.; ANSCHAU, C. T. OFERTA DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL. Revista Tecnológica / ISSN 2358-9221, mar. 2015.
- ECOMAIS. Energia Solar. 2022. Disponível em: <<https://www.ecomais.ind.br/energia-solar>>. Acesso em 01 de jun. 2022.
- ECORI ENERGIA SOLAR. Módulos Fotovoltaicos - Perdas por Mismatch em Sistemas Fotovoltaicos. 2019. Disponível em: <<https://www.ecorienergiasolar.com.br/artigo/modulos-fotovoltaicos---perdas-por-mismatch-em-sistemas-fotovoltaicos>>. Acesso em 16 jun. 2022.
- ELETRÔNICA DE POTÊNCIA. Célula fotovoltaica. 2020. Disponível em: <<https://eletronicadepotencia.com/celula-fotovoltaica/>>. Acesso em 16 jun. 2022.
- FARRIS, P. W.; BENDLE, N. T.; PFEIFER, P. E.; REIBSTEIN, D. J. Marketing metrics: The definitive guide to measuring marketing performance. 2. ed. Upper Saddle River: Pearson Education, 2010.
- FRONIUS. Solar energy equipment supplier. 2022. Disponível em: <<https://www.fronius.com/en/>>. Acesso em 16 jun. 2022.
- GINVERTER. Residential inverters. 2022. Disponível em: <<https://www.ginverter.com/Residential-inverters.html>>. Acesso em: 05 jun. 2022
- GUERRA, J. B. S. O. de A.; YOUSSEF, A. O legado do projeto JELARE e as energias renováveis. 1. ed. Palhoça: Editora Unisul, 2012.

JINKO SOLAR. JinkoSolar Holding Co. 2022. Disponível em: <<https://www.jinkosolar.com/en/>>. Acesso em 16 jun. 2022.

MARTINEZ, N. A. Alocação e operação de baterias no sistema de distribuição de energia elétrica guiada por índices econômicos. Ilha Solteira: Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho” – UNESP, 2021.

PEREIRA, ENIO BUENO; ET AL. Atlas Brasileiro de Energia Solar. 2. ed. São José dos Campos: Inpe, 2017. Disponível em: <https://cenariosolar.editorabrasilenergia.com.br/wp-content/uploads/sites/8/2020/11/Atlas_Brasileiro_Energia_Solar_2a_Edicao_compressed.pdf>. Acesso em: 01 jun. 2022.

PERÍCIA ELÉTRICA. Energia solar fotovoltaica – Fator de dimensionamento do inversor (FDI). 2019. Disponível em: <<https://www.periciaeletrica.com.br/energia-solar-fotovoltaica-fator-de-dimensionamento-do-inversor-fdi/>>. Acesso em 16 jun. 2022.

SOLAR, Folha de dados do painel solar. 2021. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/folha-de-dados-do-painel-solar-o-que-voce-precisa-saber>>. Acesso em: 15 jun. 2022.

SOLAR, P. Sistema solar on grid. 2022. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/sistema-solar-conectado-a-rede-on-grid>>. Acesso em: 2 fev. 2022.

STEFFEN, B. Estimating the cost of capital for renewable energy projects. *Energy Economics*, [s. l.], v. 88, p. 104783, mai. 2020.

VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R. Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e Aplicações - Sistemas Isolados e Conectados à Rede. 1a. edição. São Paulo: Editora Érica Ltda, ISBN: 978-85-365-0416-2, 2012.

WOYTE, A.; RICHTER, M.; MOSER, D.; MAU, S.; REICH, N.; JAHN, U. Analytical monitoring of grid-connected photovoltaic systems—good practices for monitoring and performance analysis; international energy agency (IEA): Paris, France, 2014; p. 90

YOO, S. H. Electricity consumption and economic growth: evidence from Korea. *Energy Policy*. v. 33, p. 1627-1632, 2005.

LABREN, Atlas brasileiro de energia solar. 2. ed. Disponível em: <http://labren.ccst.inpe.br/atlas_2017.html>. Acesso em: 06 jun. 2022

FORSOM LABS. Helioscope. 2022. Disponível em: <<https://www.folsomlabs.com/>>. Acesso em: 06 jun. 2022

EPE, Matriz energética e elétrica. 2021. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>>. Acesso em: 03 ago. 2022