



Universidade Federal de Ouro Preto
Escola de Minas
Engenharia de Controle e Automação



Geovana Maria Dias

Análise da Viabilidade de Implementação de Sistemas Fotovoltaicos *On-Grid* a Partir de Cálculos Analíticos e Simulações no Software *PVsys*

Ouro Preto

2026

Geovana Maria Dias

**Análise da Viabilidade de Implementação de
Sistemas Fotovoltaicos *On-Grid* a Partir de Cálculos
Analíticos e Simulações no Software *PVsyst***

Monografia apresentada ao Curso de Engenharia de Controle e Automação da Universidade Federal de Ouro Preto como requisitos parcial para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia de Controle e Automação.

Orientador: Dr. Caio Meira Amaral da Luz

Ouro Preto

2026



MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
UNIVERSIDADE FEDERAL DE OURO PRETO
REITORIA
ESCOLA DE MINAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA CONTROLE E
AUTOMACAO



FOLHA DE APROVAÇÃO

Geovana Maria Dias

**Análise da Viabilidade de Implementação de
Sistemas Fotovoltaicos On-Grid a Partir de Cálculos
Analíticos e Simulações no Software PVsyst**

Monografia apresentada ao Curso de Engenharia de Controle e Automação da Universidade Federal de Ouro Preto como requisito parcial para obtenção do título de Bacharel em Engenharia de Controle e Automação.

Aprovada em 06 de fevereiro de 2026

Membros da banca

Dr. Caio Meira Amaral da Luz - Orientador (Universidade Federal de Ouro Preto)
Dr. Bruno Nazário Coelho - (Universidade Federal de Ouro Preto)
Me. João Carlos Vilela de Castro - (Universidade Federal de Ouro Preto)

Dr. Caio Meira Amaral da Luz, orientador do trabalho, aprovou a versão final e autorizou seu depósito na Biblioteca Digital de Trabalhos de Conclusão de Curso da UFOP em 02/03/2026



Documento assinado eletronicamente por **Caio Meira Amaral da Luz, PROFESSOR DE MAGISTERIO SUPERIOR**, em 01/03/2026, às 09:56, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://sei.ufop.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **1067421** e o código CRC **73126E47**.

Agradecimentos

Agradeço primeiramente a Deus, por sempre me permitir enxergar uma luz no fim do túnel. À minha mãe, Vanda, e ao meu pai, Janicio, por não medirem esforços para que eu pudesse realizar o nosso sonho. Aos meus irmãos, Arlen e Nídia, por serem minhas maiores referências. À Sofia, por todo o carinho. Ao João Pedro, pelo amor e companheirismo. Ao meu orientador, Caio, pela paciência e por sempre me tranquilizar ao longo deste trabalho. Por fim, agradeço à Universidade Federal de Ouro Preto pelo ensino gratuito e de qualidade.

“L’essentiel est invisible pour les yeux”

(Antoine de Saint-Exupéry)

Resumo

A crescente demanda por energia elétrica, aliada aos impactos ambientais associados ao uso de fontes convencionais, tem impulsionado a busca por alternativas energéticas mais sustentáveis. Nesse contexto, a energia solar fotovoltaica destaca-se como uma solução viável, especialmente no Brasil, país que apresenta elevados níveis de irradiação solar ao longo do ano. Os sistemas *on-grid*, conectados à rede elétrica, sobressaem-se por possibilitarem a redução dos custos com energia por meio do mecanismo de compensação de créditos, além de dispensarem o uso de sistemas de armazenamento, como baterias, o que contribui para a diminuição dos custos iniciais de implantação. Diante desse cenário, este trabalho teve como objetivo avaliar a viabilidade técnica, econômica e ambiental da implantação de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica, utilizando cálculos analíticos e simulações realizadas no *software PVsyst*. A análise considerou parâmetros realistas de irradiação solar, desempenho energético, custos de implantação e variáveis econômicas compatíveis com o contexto brasileiro atual. Dessa forma, o estudo contribui para a conscientização ambiental no meio acadêmico e para o fortalecimento da transição energética no Brasil, ao evidenciar a energia solar fotovoltaica como uma alternativa sustentável e economicamente atrativa.

Palavras-chaves: sustentável. energia fotovoltaica. irradiação solar. sistema *on-grid*. economia. meio acadêmico. transição energética. *PVsyst*.

Abstract

The growing demand for electricity, coupled with the environmental impacts associated with the use of conventional energy sources, has driven the search for more sustainable energy alternatives. In this context, solar photovoltaic energy stands out as a viable solution, especially in Brazil, a country with high levels of solar irradiation throughout the year. On-grid systems, connected to the electrical grid, are advantageous because they allow for reduced energy costs through the credit compensation mechanism, in addition to eliminating the need for storage systems like batteries, which helps lower initial installation costs. In light of this, the aim of this study was to evaluate the technical, economic, and environmental feasibility of implementing a grid-connected photovoltaic system, using analytical calculations and simulations conducted in the PVsyst software. The analysis considered realistic solar irradiation parameters, energy performance, installation costs, and economic variables in line with the current Brazilian context. Thus, the study contributes to environmental awareness within the academic community and to strengthening the energy transition in Brazil, highlighting solar photovoltaic energy as a sustainable and economically attractive alternative.

Keywords: sustainability. photovoltaic energy. solar irradiation. on-grid system. Economy. academic environment. energy transition. PVsyst.

Lista de figuras

Figura 1 - Geração convencional e geração distribuída.	14
Figura 2 - Extrato da patente da primeira célula solar, registrada em 1954.	17
Figura 3 - Panorama mundial da fonte solar fotovoltaica.	18
Figura 4 - Acúmulo de cargas na junção p-n.	20
Figura 5 - Determinação do índice de Massa de Ar em função do ângulo.	21
Figura 6 - Corte transversal de uma célula fotovoltaica.	22
Figura 6 - Corte transversal de uma célula fotovoltaica.	22
Figura 7 - Célula, módulo e arranjo fotovoltaico.	23
Figura 8 - Curva característica de uma célula solar fotovoltaica de silício.	24
Figura 9 - Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica.	24
Figura 10 - Curva I-V de duas células fotovoltaicas conectadas em série.	25
Figura 11 - Curva I-V de duas células fotovoltaicas conectadas em paralelo.	26
Figura 12 - Curva I-V de duas células fotovoltaicas conectadas de forma mista.	26
Figura 13 - Sistema Fotovoltaico <i>on-grid</i>	28
Figura 14 - Lado oeste do telhado.	30
Figura 15 - Lado leste do telhado.	30
Figura 16 - Irradiância de Raul Soares - MG.	31
Figura 17 - Relação entre a latitude geográfica e o ângulo de inclinação.	35
Figura 18 - Orientação para oeste com azimuth $+90^\circ$	36
Figura 19 - Orientação para leste com azimuth -90°	36
Figura 20 - Dados do <i>datasheet</i> do módulo escolhido.	38
Figura 21 - <i>3D scene</i> do sistema fotovoltaico.	39
Figura 22 - Área aproximada de cada arranjo fotovoltaico.	40
Figura 23 - Dados do <i>datasheet</i> do inversor.	41
Figura 24 - Principais parâmetros de irradiação solar anual de Raul Soares.	42
Figura 25 - Produção mensal de energia elétrica por potência instalada.	43
Figura 26 - Parâmetros de variação financeira.	44
Figura 27 - Indicadores econômicos de retorno do investimento.	44
Figura 28 - Fluxo de caixa no período de retorno do investimento.	45

Figura 29 - Balanço de emissões de CO ₂ associado ao tempo de instalação.	46
---	----

Lista de tabelas

Tabela 1- Classificação da geração distribuída.....	16
---	----

Sumário

1	INTRODUÇÃO.....	11
1.1	Justificativa.....	12
1.2	Objetivos	12
1.2.1	Objetivos gerais.....	12
1.2.2	Objetivos específicos	12
2	REFERENCIAL TEORICO.....	13
2.1	Geração distribuída	13
2.2	Regulações da geração distribuída no brasil.....	14
2.3	Histórico do efeito fotovoltaico	16
2.4	Princípio de funcionamento do sistema fotovoltaico	19
2.5	Parâmetros ambientais na conversão fotovoltaica.....	20
2.6	Célula, módulo e arranjo fotovoltaico.....	21
2.7	Características das células fotovoltaicas.....	23
2.8	Associação de células solares fotovoltaicas	25
2.9	Sistemas conectados à rede (<i>on-grid</i>).....	27
2.10	Componentes dos sistemas conectados à rede (<i>on-grid</i>)	27
2.11	<i>Software PVsyst</i>.....	27
3	METODOLOGIA.....	29
3.1	Localização e área de instalação	29
3.2	Dimensionamento do sistema fotovoltaico.....	31
3.3	Seleção do modulo.....	32
3.4	Número de módulos e configuração dos arranjos fotovoltaicos	32
3.5	Seleção do inversor	33
3.6	Ângulo de inclinação e azimuth dos painéis solares.....	34
3.7	Orçamento do custo total da instalação do sistema fotovoltaico	36
4	RESULTADOS E DISCUSSÕES	38

4.1	Potência do gerador.....	38
4.2	Modulo escolhido	38
4.3	Composição dos arranjos fotovoltaicos	38
4.4	Seleção do inversor de frequência	40
4.5	Irradiação global no plano coletor	42
4.6	Análise do retorno financeiro	43
4.7	Balanco de emissões de CO₂.....	45
5	CONCLUSÃO.....	47
	REFERÊNCIAS	48

1 INTRODUÇÃO

Atualmente, promover o desenvolvimento socioeconômico de forma sustentável envolve repensar como as pessoas e a sociedade utilizam os recursos naturais e se relacionam com o meio ambiente (BAPTISTA; DA SILVA; FONSECA, 2022). Diante do avanço do aquecimento global, que coloca em risco a qualidade de vida da população e a estabilidade econômica global, cresce a importância das fontes de energia renovável e limpa como alternativas viáveis.

No Brasil, a matriz hidrelétrica ainda representa a principal fonte de energia elétrica (BEZERRA, 2022), correspondendo a 42,6% de toda energia produzida. No entanto, fontes de energia renováveis não convencionais, como a energia eólica, fotovoltaica e biomassa têm se destacado progressivamente, pois, além de contribuírem para a redução dos impactos ambientais, também proporcionam benefícios econômicos, como a diminuição dos custos com eletricidade, e promovem a preservação dos recursos hídricos, os quais são fundamentais para o equilíbrio ambiental e o abastecimento das populações (RIBEIRO, 2018).

Nesse contexto, a diversificação da matriz energética se mostra essencial, devendo incluir a adoção de fontes renováveis não convencionais, como a energia eólica, solar fotovoltaica e biomassa. A energia solar fotovoltaica, por sua vez, destaca-se por ser uma fonte limpa, renovável e abundante, especialmente em um país como o Brasil, que possui elevada incidência de irradiação solar ao longo de todo o ano. Esse cenário torna sua utilização uma alternativa viável e promissora para contribuir com o suprimento da crescente demanda energética da população (SÁ, 2016).

Os sistemas fotovoltaicos aplicados ao setor residencial representam uma solução viável no contexto da geração distribuída, modalidade de geração de energia realizada próxima ao ponto de consumo, podendo estar conectada ou não à rede de distribuição. Essa tecnologia permite a conversão da radiação solar em energia elétrica por meio de módulos instalados, geralmente, sobre a cobertura das edificações. Neste trabalho, será abordado o modelo *on-grid*, caracterizado pela conexão direta com a rede de distribuição. Nesse arranjo, a energia excedente gerada é injetada na rede elétrica, sendo convertida

em créditos energéticos que são compensados na fatura do consumidor, podendo, em alguns casos, reduzir o valor cobrado à tarifa mínima estipulada pela concessionária local.

1.1 Justificativa

A crescente demanda por energia elétrica e os impactos ambientais associados às fontes convencionais tornam viáveis a adoção de alternativas sustentáveis. Entre elas, a energia solar fotovoltaica se destaca por ser limpa, renovável e amplamente disponível no Brasil, especialmente em regiões com alta incidência solar. Os sistemas do tipo *on-grid*, que funcionam conectados à rede elétrica, oferecem vantagens significativas, como a redução da conta de energia por meio do sistema de compensação de créditos, além de não exigirem o uso de baterias, o que diminui os custos iniciais.

No contexto apresentado, a análise da viabilidade de sistemas fotovoltaicos *on-grid* é especialmente pertinente diante do elevado consumo energético residencial. Esse cenário reforça o potencial de economia e a importância da conscientização ambiental na comunidade local. A proposta visa, portanto, contribuir com soluções sustentáveis e economicamente vantajosas para a realidade local.

1.2 Objetivo

1.2.1 Objetivos gerais

Este trabalho tem como objetivo principal realizar uma análise abrangente da viabilidade técnica, econômica e ambiental da implementação de um sistema fotovoltaico conectado à rede em uma residência, com base em cálculos analíticos e em simulações realizadas no *software PVsyst*.

1.2.2 Objetivos específicos

- Realizar o dimensionamento de um sistema fotovoltaico *on-grid* para atender a demanda energética identificada;
- Analisar o retorno financeiro do investimento, considerando a compensação de créditos de energia gerados pelo sistema fotovoltaico.
- Avaliar o balanço de emissões de CO₂, a fim de verificar os benefícios ambientais associados à implantação do sistema fotovoltaico.

2 REFERENCIAL TEORICO

2.1 Geração distribuída

A geração distribuída de energia elétrica é caracterizada pelo uso de geradores descentralizados, instalados próximo aos locais de consumo, podendo ou não estar ligadas à rede de distribuição. Diferente do sistema convencional, no qual a eletricidade é gerada em grandes usinas situadas em locais distantes dos centros consumidores e transmitida por longas redes até os usuários finais. Esse modelo apresenta-se como uma solução tecnológica e ambientalmente sustentável diante dos desafios impostos pela crescente demanda energética, pela necessidade de redução de emissões de gases de efeito estufa e pela busca por maior eficiência no setor elétrico. Permitindo a produção local de energia elétrica limpa, sem a emissão de gases poluentes, resíduos ou ruídos, contribuindo para o suprimento de energia dos centros consumidores (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

As fontes energéticas utilizadas na geração distribuída são predominantemente renováveis e de baixo impacto ambiental. Entre as principais fontes, destaca-se a energia solar, que converte a radiação solar diretamente em eletricidade por meio de módulos fotovoltaicos. A energia eólica também tem aplicação na geração distribuída, especialmente em zonas rurais, utilizando aerogeradores de pequeno porte para captar a energia dos ventos (DE BONA; RUPPERT FILHO, 2003).

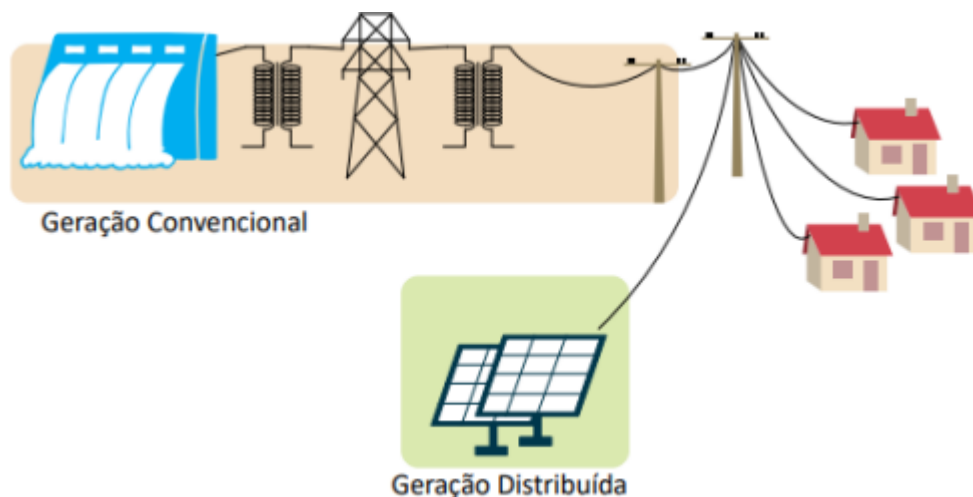
Outra fonte relevante é a biomassa, que aproveita resíduos agrícolas, florestais ou urbanos para geração de energia por meio de processos de combustão ou digestão. O biogás, por sua vez, é gerado a partir da decomposição de matéria orgânica em biodigestores, sendo utilizado tanto para geração elétrica quanto térmica. Além disso, pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) e micro centrais hidrelétricas também compõem o conjunto de fontes da geração distribuída, utilizando o potencial hidráulico de cursos d'água de forma controlada e com menores impactos ambientais se comparadas às grandes usinas (DE BONA; RUPPERT FILHO, 2003).

De acordo com os dados divulgados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) em 2024, o Brasil conta com mais de 2,4 milhões de sistemas, predominantemente solares, conectados à rede de distribuição de energia elétrica, com potência instalada superior a 27,7 GW. Mais de 3,5 milhões de unidades consumidoras

utilizam os excedentes e os créditos da energia gerada nos sistemas instalados. Apenas em 2023 foram instalados mais de 625 mil sistemas fotovoltaicos de geração distribuída no Brasil, com o acréscimo de 837 mil unidades consumidoras que passaram a utilizar os excedentes e os créditos da energia gerada nos sistemas instalados (ANEEL, 2024).

A geração distribuída atua de forma complementar à geração centralizada conforme a Figura 1, possibilitando mitigar os impactos ambientais associados à geração centralizada convencional no Brasil, representada pelas usinas termelétricas e hidrelétricas, que estão relacionados a emissão de gases de efeito estufa (GEEs), a alteração do curso de rios, o desmatamento de regiões de preservação. Além de se tornar economicamente viável em muitos casos a utilização de placas fotovoltaicas para geração de energia elétrica (CAMPOS, 2015).

Figura 1 - Geração convencional e geração distribuída.



Fonte: (RAGNINI, 2018)

2.2 Regulações da geração distribuída no Brasil

A regulação da geração distribuída no Brasil é relativamente recente. Em março de 2004, através da Lei nº10.848, foi estabelecida a primeira legislação relacionada ao tema, onde permitia às distribuidoras contratarem energia proveniente de geração distribuída. Entretanto, como o objetivo de implementar regras que permitissem que qualquer consumidor possa gerar sua própria energia, o Ministério de Minas e Energia (MME) criou em 2008 um grupo de trabalho de geração distribuída com sistemas fotovoltaicos por meio da portaria nº36 de 26 de novembro de 2008. Posteriormente, tal iniciativa

também deu início à audiência pública 042/2011 da ANEEL que reuniu diversos agentes do setor elétrico e, como consequência, estabeleceu-se as primeiras regras a serem adotadas na geração distribuída. Com isso, em 17 de abril de 2012, a ANEEL publicou a REN 482, que estabeleceu pela primeira vez no Brasil, regras e condições gerais para a instalação de centrais de micro e mini geração distribuída e para sistemas de compensação de energia elétrica (FLESCH; CAMBANI; DALLEPIANE; CANHA, 2022).

A Resolução Normativa nº 482/2012 da ANEEL estabeleceu os limites de potência para a geração distribuída, classificando como microgeração os sistemas com até 100 kW e como minigeração aqueles entre 100 kW e 1 MW. A norma também criou o Sistema de Compensação de Energia Elétrica, no qual o excedente gerado é injetado na rede como um empréstimo gratuito à distribuidora. Esse excedente gera créditos energéticos, que podem ser usados para abater o consumo na fatura por até 36 meses. Com o passar dos anos, a REN 482/2012 aplicou limitações diante do crescimento da geração distribuída no Brasil. Para corrigir essas deficiências, foi criada uma nova regulamentação com o objetivo de otimizar os processos e reduzir barreiras de acesso ao sistema. Entre as principais mudanças, destacam-se a redefinição dos limites de potência, sendo considerada microgeração aquela com até 75 kW, e minigeração, entre 75 kW e 5 MW, desde que se utilize cogeração qualificada ou fontes renováveis. O prazo para utilização dos créditos de energia foi ampliado de 36 para 60 meses, e passou a ser permitida a compensação do excedente em outras unidades consumidoras do mesmo titular, desde que localizadas na mesma área de concessão da distribuidora (COSTA, 2021).

Dez anos depois, foi instituída a Lei nº 14.300/2022, que ficou conhecida como Marco Legal da Geração Distribuída. Com a entrada em vigor dessa norma, qualquer pessoa, seja física ou jurídica, pode se tornar um gerador distribuído de energia, como por exemplo ao instalar painéis solares em sua residência, desde que atendidos os critérios e procedimentos estabelecidos pela regulamentação do setor elétrico e pelas normas da concessionária local. Dessa forma, a geração distribuída passou a ser uma atividade reconhecida legalmente como autônoma dentro do setor elétrico, distinta da figura do autoprodutor de energia, que dependia de regulação específica. A nova legislação basicamente manteve dispositivos da antiga Resolução Normativa nº 482/2012 da ANEEL podendo ser proveniente da microgeração, quando a energia produzida por um central geradora com potência instalada até 75 quilowatts (KW), ou da minigeração distribuída, com potência acima de 75 kW e menor ou igual a 3 MW (podendo ser até 5

MW em situações específicas, nos termos dos incisos IX e XIII e do Parágrafo Único do art. 1º da Lei nº 14.300/2022), conforme a Tabela 1. Ao mesmo tempo em que estabeleceu novos regramentos para o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), o qual define as regras para injeção de energia excedente na rede e a geração de créditos. Um ponto importante é a reafirmação de que as usinas participantes do Ambiente de Contratação Livre (ACL), conhecido como mercado livre de energia, não podem integrar o sistema de compensação e, portanto, não se enquadram como geradores distribuídos. Isso significa que esses agentes não têm o direito de comercializar livremente a energia gerada dentro do modelo de geração distribuída (PIMENTEL, 2022).

Tabela 1- Classificação da geração distribuída.

Categoria	Potência Instalada
Microgeração	Até 75 KW
Minigeração	Acima de 75 KW até 3 MW
Minigeração Especial	Acima de 3 MW até 5 MW

Fonte: Elaborada pela autora.

Entretanto, para a utilização dos sistemas de distribuição, foi criada uma taxa com o objetivo de equilibrar os custos do sistema elétrico. A taxa na Lei nº 14.300/2022 refere-se principalmente à energia excedente injetada na rede de distribuição, ou seja, aquela que o consumidor-gerador não consome imediatamente e envia para a rede elétrica. A principal cobrança incide sobre a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD Fio B, que remunera os serviços de distribuição, como transformadores, postes e a manutenção da rede. Essa medida foi necessária porque os consumidores-geradores, ao compensarem integralmente a energia injetada, deixavam de contribuir com os custos de operação e infraestrutura do sistema, repassando esse ônus aos demais usuários da rede. Assim, a nova regra busca distribuir esses encargos de maneira mais justa, sem comprometer os incentivos à expansão da geração distribuída no país (SANTOS, 2023).

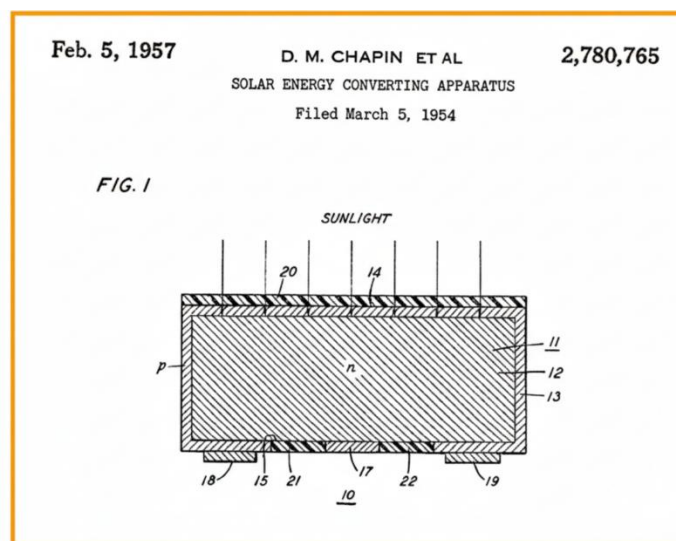
2.3 Histórico do efeito fotovoltaico

Transformar a luz solar em eletricidade é uma tecnologia que já vem sendo utilizada há bastante tempo. Em 1839, Edmond Becquerel, um físico francês, observou que duas placas de latão imersas em um eletrólito líquido produziam eletricidade quando expostas à luz solar. A esse fenômeno deu-se o nome de efeito fotovoltaico. Em 1883, Charles

Fritts, um inventor americano, construiu a primeira bateria solar feita com folhas de selênio. Apesar de ter uma eficiência de conversão elétrica de apenas 1%, seu dispositivo teve muita repercussão, pois as pessoas não acreditavam que se poderia gerar energia sem a queima de combustíveis (MACHADO; MIRANDA, 2015).

Somente no século XX, com os avanços da física do estado sólido e da tecnologia de semicondutores, tornou-se possível aplicar esse conhecimento de forma prática. A primeira célula solar de silício com eficiência prática foi desenvolvida em 1954 por cientistas da empresa Bell Labs, em Nova Jersey nos Estados Unidos. Essa célula atingia cerca de 6% de eficiência e foi o primeiro dispositivo fotovoltaico realmente funcional, marcando o início da tecnologia moderna de geração solar (MACHADO; MIRANDA, 2015). A Figura 2 apresenta o extrato da patente original da primeira célula solar, que ilustra o princípio de conversão da luz solar em eletricidade a partir de materiais semicondutores. Esse registro foi um marco fundamental para a evolução da energia solar fotovoltaica.

Figura 2 - Extrato da patente da primeira célula solar, registrada em 1954.



Fonte: (VALLÊRA; BRITO, 2006).

Nas décadas de 1980 e 1990, o avanço das pesquisas em energia solar foi impulsionado por preocupações ambientais, principalmente devido às mudanças climáticas associadas à queima de combustíveis fósseis. Com apoio governamental, foram implementadas importantes iniciativas, como a construção da primeira usina fotovoltaica de grande porte do mundo nos Estados Unidos, em 1982, e o lançamento do programa “Telhados Fotovoltaicos” na Alemanha, em 1990, e no Japão, em 1993. No

início dos anos 2000, a produção de células solares superou a marca de um bilhão de unidades, e avanços recentes em células de multijunções permitiram alcançar, em laboratório, eficiências próximas a 40%, representando um marco significativo na evolução da tecnologia fotovoltaica (COELHO, 2008).

Atualmente, diversas pesquisas continuam sendo desenvolvidas com foco na melhoria da eficiência das células fotovoltaicas, aliadas ao uso de materiais e processos que minimizem impactos ambientais. A consolidação dessa tecnologia evidencia a relevância da energia solar como uma fonte estratégica de calor, luminosidade e, sobretudo, de geração de eletricidade limpa e renovável no contexto da transição energética global (ALVES, 2019).

A Figura 3 apresenta duas tabelas comparativas sobre a capacidade instalada anual e acumulada de energia solar nos principais países. Na tabela referente à Capacidade Instalada Anual, observa-se que a China lidera com 216,9 GW, seguida pelos Estados Unidos com 24,8 GW e a Alemanha com 14,2 GW. O Brasil ocupa a quarta posição, com 11,9 GW de capacidade instalada anualmente. Já na tabela de Capacidade Instalada Acumulada, a China mantém a liderança, com um total de 609,3 GW, seguida pelos Estados Unidos com 137,7 GW e pelo Japão com 87,1 GW. O Brasil aparece em sexto lugar, com uma capacidade acumulada de 37,4 GW. Esses dados refletem o crescimento da energia solar global, destacando o Brasil como um dos líderes emergentes na América Latina no setor fotovoltaico.

Figura 3 - Panorama mundial da fonte solar fotovoltaica.

Capacidade instalada anual		
1º		China 216.9 GW
2º		EUA 24.8 GW
3º		Alemanha 14.2 GW
4º		Brasil 11.9 GW
5º		Índia 9.7 GW
6º		Itália 5.2 GW
7º		Espanha 4.8 GW
8º		Japão 4.0 GW
9º		Austrália 3.7 GW
10º		Polònia 3.6 GW

Capacidade instalada acumulada		
1º		China 609.3 GW
2º		EUA 137.7 GW
3º		Japão 87.1 GW
4º		Alemanha 81.7 GW
5º		Índia 72.7 GW
6º		Brasil 37.4 GW
7º		Austrália 33.6 GW
8º		Itália 29.8 GW
9º		Espanha 28.7 GW
10º		República da Coréia 27.0 GW

Fonte: IRENA (International Renewable Energy Agency) 2024. Adaptada pela ABSOLAR.

2.4 Princípio de funcionamento do sistema fotovoltaico

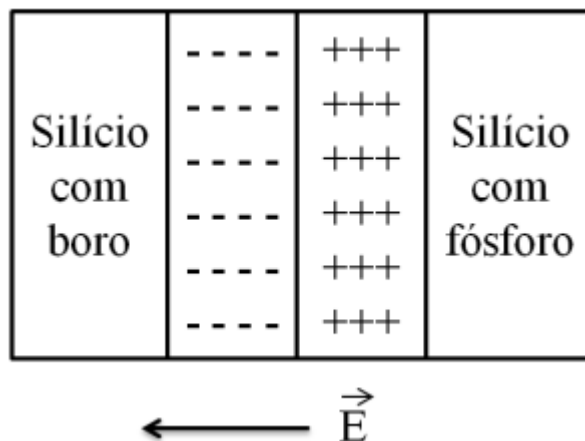
Os módulos fotovoltaicos correspondem à circuitos capazes de converter a incidência da luz solar em eletricidade. No interior desses módulos encontram-se as células fotovoltaicas, que são compostas por camadas de cristais de silício dopados com elementos como fósforo e boro. Quando essas células recebem a radiação solar, ocorre o chamado efeito fotovoltaico, fenômeno no qual a energia luminosa é convertida em energia elétrica. As células são interligadas de forma semelhante a um circuito em série, e contam com filamentos condutores conectados às suas extremidades, permitindo o fechamento do circuito e a coleta da corrente elétrica gerada (MACHADO; MIRANDA, 2015).

A geração de energia elétrica em uma célula fotovoltaica depende diretamente da presença de um campo elétrico interno natural, responsável por direcionar as cargas liberadas pela luz solar. O silício intrínseco, em sua forma pura, apresenta uma distribuição eletrônica equilibrada, com quantidades iguais de elétrons livres e lacunas, ambos gerados termicamente em pares. Essa distribuição uniforme ao longo do cristal impede a existência de regiões com excesso de carga positiva ou negativa. Como resultado, não há formação de diferença de potencial entre partes distintas do material, o que inviabiliza a criação de um campo elétrico interno. Por isso, a dopagem do silício é fundamental para a fabricação de dispositivos semicondutores, como as células solares, pois aumenta sua condutividade elétrica e permite a formação da região de potencial elétrico necessária ao funcionamento do dispositivo (COELHO, 2008).

O processo de dopagem consiste na introdução controlada de átomos de impurezas para modificar as propriedades elétricas do material. De modo geral, existem dois principais tipos de dopagem: a dopagem tipo n e a dopagem tipo p, cada uma responsável por alterar a condução elétrica de maneira distinta. Na dopagem tipo n, são adicionados elementos com cinco elétrons de valência, como fósforo. Esses elementos doam elétrons excedentes à estrutura, elevando a concentração de cargas negativas livres. Na dopagem tipo p, utilizam-se elementos com três elétrons de valência, como boro, que criam lacunas na rede cristalina, possibilitando o aumento de cargas positivas livres. Quando esses dois substratos se encontram, há uma rápida reconfiguração dos elétrons do lado n para o p e das lacunas do lado p para o lado n, conforme ilustrado na Figura 4. Isso, por sua vez, dá origem a uma região conhecida como zona de depleção. Após estabelecida, a zona de depleção atua como uma barreira que impede a circulação de elétrons entre as camadas.

Entretanto, quando o material é exposto à luz solar, ou mais especificamente à radiação, a camada é reduzida até se extinguir. Como consequência, haverá o surgimento de uma diferença de potencial e o fluxo de elétrons (COELHO, 2008).

Figura 4 - Acúmulo de cargas na junção p-n.



Fonte: (MACHADO; MIRANDA, 2015).

2.5 Parâmetros ambientais na conversão fotovoltaica

A eficiência da conversão fotovoltaica está diretamente condicionada a diversos fatores ambientais, entre os quais destacam-se a radiação solar, a temperatura e a massa de ar. A radiação solar constitui a principal fonte de energia para as células fotovoltaicas, sendo responsável pela excitação dos elétrons nos semicondutores e, consequentemente, pela geração da corrente elétrica. A intensidade e a qualidade espectral da radiação incidente afetam diretamente o valor da corrente gerada pela incidência luminosa, tornando fundamental sua caracterização e monitoramento (PINHO; GALDINO, 2014).

A temperatura, por sua vez, exerce forte influência nas propriedades elétricas do material semicondutor. Em particular, no silício extrínseco, a formação de pares elétron-lacuna depende intensamente da agitação térmica, sendo um fator essencial no desempenho das células fotovoltaicas. Assim, o controle térmico é essencial para garantir um desempenho estável e otimizado do sistema (COELHO, 2008).

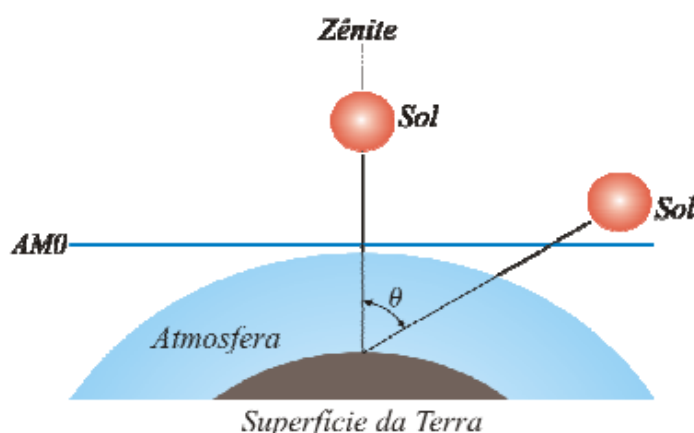
Outro parâmetro relevante é o índice de Massa de Ar (Air Mass – AM), que quantifica a espessura da atmosfera que a radiação solar atravessa antes de atingir a superfície terrestre. Esse índice é definido como a razão entre o caminho real percorrido pelos raios solares e o caminho mínimo, conforme a equação 2.1. Valores maiores de AM indicam

maior dispersão e absorção da radiação, modificando a composição espectral da luz incidente e impactando o desempenho da célula fotovoltaica, principalmente nos comprimentos de onda mais sensíveis ao semicondutor.

$$AM = \frac{1}{\cos \theta} \quad (2.1)$$

Na equação 2.1, θ representa o ângulo zenital entre a Terra e o raio incidente, conforme ilustra a Figura 5 (COELHO, 2008).

Figura 5 - Determinação do índice de Massa de Ar em função do ângulo.



Fonte: (COELHO, 2008).

2.6 Célula, módulo e arranjo fotovoltaico

As células, os módulos e os arranjos fotovoltaicos compartilham o mesmo princípio de funcionamento, porém se distinguem pelas características elétricas como tensão, corrente e potência gerada. Estruturalmente, as células fotovoltaicas representam a unidade fundamental, sendo agrupadas para formar os módulos, que, por sua vez, são interligados para compor os arranjos fotovoltaicos de maior porte (COELHO, 2008).

As células fotovoltaicas são dispositivos baseados em materiais semicondutores que realizam a conversão direta da radiação solar em energia elétrica. Em geral, possuem dimensões que variam entre 100 cm² e 200 cm² e são capazes de produzir uma tensão em torno de 0,6 V, com potência individual variando entre 1 W e 3 W. Do ponto de vista estrutural, a célula fotovoltaica é composta por diversas camadas, cada uma

desempenhando funções específicas no processo de conversão de energia, conforme ilustrado na Figura 6.

Figura 6 - Corte transversal de uma célula fotovoltaica.

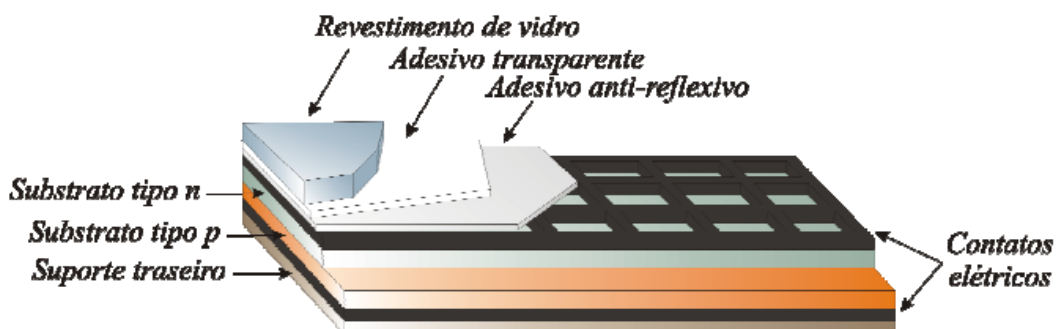


Figura 7 - Corte transversal de uma célula fotovoltaica.

Fonte: (COELHO, 2008).

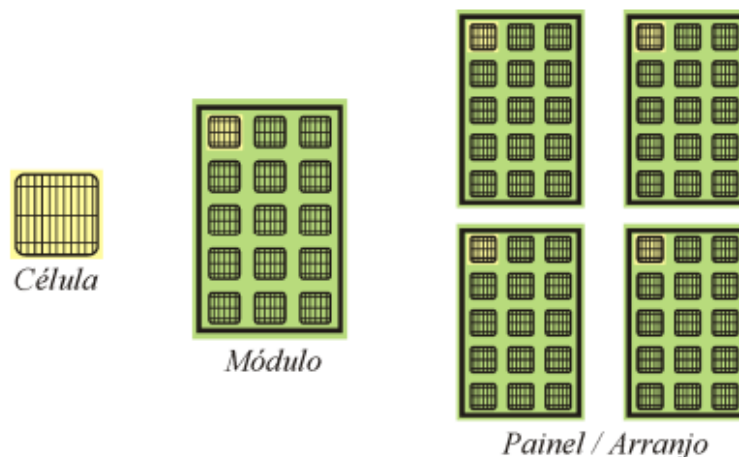
Na Figura 6, observa-se na parte superior da célula fotovoltaica, um revestimento de vidro que protege o dispositivo, seguido por adesivos transparentes e antirreflexivos que permitem a passagem e o aproveitamento eficiente da luz solar. Internamente, a célula possui duas camadas semicondutoras: uma de tipo n, com elevada concentração de elétrons livres, e outra de tipo p, com abundância de lacunas (portadores de carga positiva), formando a junção responsável pela geração de corrente elétrica. Na base, encontra-se o suporte traseiro que dá estabilidade ao conjunto, e nas extremidades estão os contatos elétricos, responsáveis pela condução da eletricidade gerada.

Um módulo fotovoltaico é formado pela interligação elétrica de diversas células fotovoltaicas, que podem ser conectadas em série, em paralelo ou em combinação de ambos, com o objetivo de alcançar valores adequados de tensão e corrente. As ligações em série aumentam a tensão do módulo, enquanto as conexões em paralelo elevam a corrente elétrica disponível. O conjunto é encapsulado com materiais de proteção e estruturado para resistir às condições ambientais, formando a unidade comercialmente conhecida como painel solar.

Por fim, um arranjo fotovoltaico consiste na associação de múltiplos módulos fotovoltaicos organizados de modo a suprir a demanda energética de um sistema ou instalação. Assim como nos módulos, os arranjos podem ser configurados em série, paralelo ou em combinação, com a finalidade de atingir os parâmetros elétricos desejados, como tensão total, corrente e potência instalada.

Como retrata a Figura 7, a célula é a menor unidade funcional, o módulo representa uma unidade agrupada e protegida, e o arranjo corresponde à estrutura completa de geração solar.

Figura 8 - Célula, módulo e arranjo fotovoltaico.



Fonte: (COELHO, 2008).

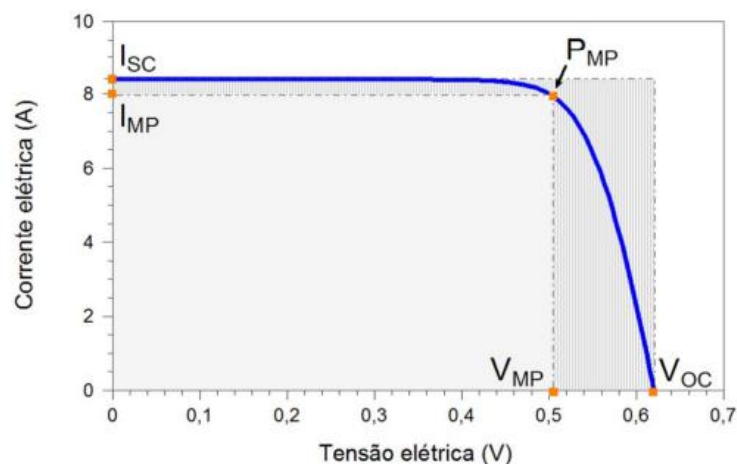
2.7 Características das células fotovoltaicas

As Condições Padrão de Teste (STC – *Standard Test Conditions*) são parâmetros definidos pela *International Electrotechnical Commission* (IEC) com o objetivo de padronizar os ensaios laboratoriais de dispositivos fotovoltaicos. Esses critérios garantem a comparabilidade dos resultados entre diferentes fabricantes e tecnologias. Para células fotovoltaicas, os testes são realizados sob uma irradiância de 1000 W/m^2 , espectro solar AM de 1.5 e temperatura da célula a 25°C (COELHO, 2008).

A medição da curva característica corrente versus tensão (I-V) pode ser feita utilizando-se um simulador solar e um sistema automatizado de aquisição de dados, assegurando precisão e repetibilidade nos ensaios. A Figura 8 apresenta a curva I-V de uma célula fotovoltaica de silício, operando sob condições padrão de teste. Os principais parâmetros destacados no gráfico consistem na corrente de curto circuito (I_{sc}), registrada quando a tensão é zero; a tensão de circuito aberto (V_{oc}), medida quando a corrente é nula; o ponto de potência máxima (P_{MP}) no qual a célula fornece sua maior potência de saída, a corrente (I_{mp}) e a tensão (V_{mp}) nesse ponto. A curva ilustra a região de operação ideal da célula, evidenciando o ponto em que ocorre o melhor aproveitamento da energia solar convertida em eletricidade. Esse gráfico é essencial para avaliar o desempenho de

dispositivos fotovoltaicos e otimizar sua aplicação em sistemas solares (PINHO; GALDINO, 2014).

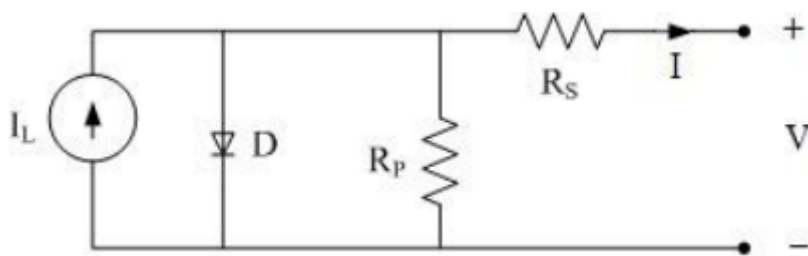
Figura 9 - Curva característica de uma célula solar fotovoltaica de silício.



Fonte: (PINHO; GALDINO, 2014).

O funcionamento elétrico de uma célula fotovoltaica pode ser representado por um circuito equivalente, como mostrado na Figura 9. Nesse modelo, a junção PN do material semiconductor é simbolizada por um diodo, enquanto a corrente I_L representa a corrente gerada pela radiação solar incidente. As resistências R_s e R_p correspondem, respectivamente, à resistência em série, que indica as perdas internas do material, e à resistência em paralelo, relacionada às perdas por recombinação de cargas no interior da célula (PINHO; GALDINO, 2014).

Figura 10 - Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica.



Fonte: (PINHO; GALDINO, 2014).

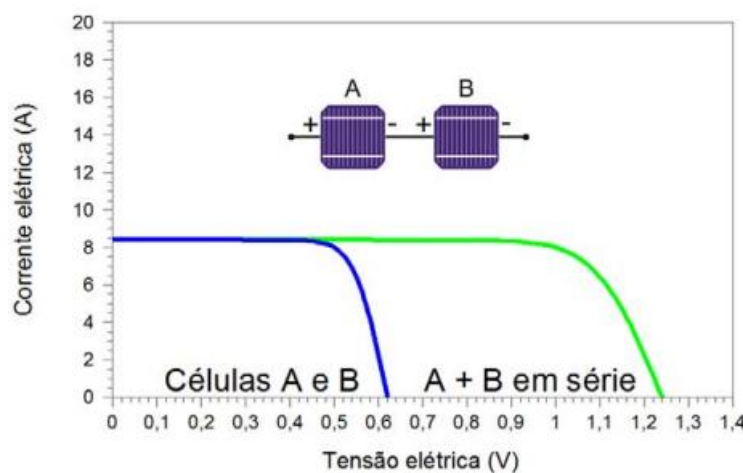
Alguns fatores afetam diretamente o desempenho dos módulos fotovoltaicos, sendo o sombreamento um dos mais relevantes. Quando parte do módulo é atingida por sombra, a incidência de radiação solar nas células afetadas é reduzida, o que diminui a geração de corrente elétrica. Como as células são geralmente conectadas em série, o rendimento de toda a série fotovoltaica pode ser limitado pela célula com menor desempenho, levando

à redução da potência total produzida pelo sistema. Essa limitação impacta o ponto de máxima potência (PMP), provocando seu deslocamento e resultando em menor extração de energia elétrica do módulo fotovoltaico (SOUZA, 2015).

2.8 Associação de células solares fotovoltaicas

Quando os dispositivos fotovoltaicos são conectados em série, como células ou módulos, o funcionamento ocorre com a conexão do polo positivo de um componente ao polo negativo do próximo, formando uma sequência contínua. Nessa configuração, se todos os dispositivos forem iguais e receberem a mesma quantidade de irradiação solar, as tensões individuais se somam, aumentando a tensão total do circuito. No entanto, a corrente elétrica que circula permanece igual à corrente gerada por uma única unidade da série, ou seja, a corrente não é ampliada com o aumento do número de dispositivos conectados, como ilustra a Figura 10 (PINHO; GALDINO, 2014).

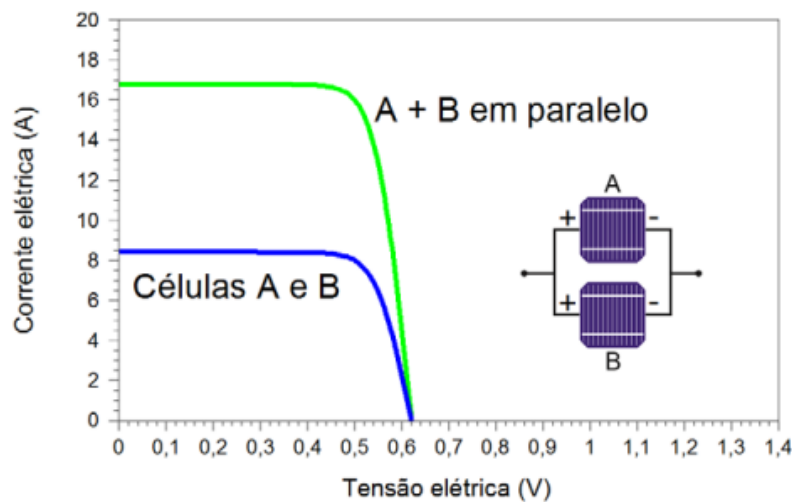
Figura 11 - Curva I-V de duas células fotovoltaicas conectadas em série.



Fonte: (PINHO; GALDINO, 2014).

Na ligação em paralelo de dispositivos fotovoltaicos, todos os terminais positivos são conectados entre si, assim como todos os terminais negativos. Conforme a Figura 11, a tensão elétrica do sistema permanece igual à tensão de um único dispositivo, desde que todos sejam idênticos e operem sob as mesmas condições de irradiância. Por outro lado, as correntes elétricas de cada unidade se somam, aumentando a corrente total fornecida pelo conjunto. Essa configuração é utilizada quando se deseja aumentar a corrente do sistema sem alterar sua tensão (PINHO; GALDINO, 2014).

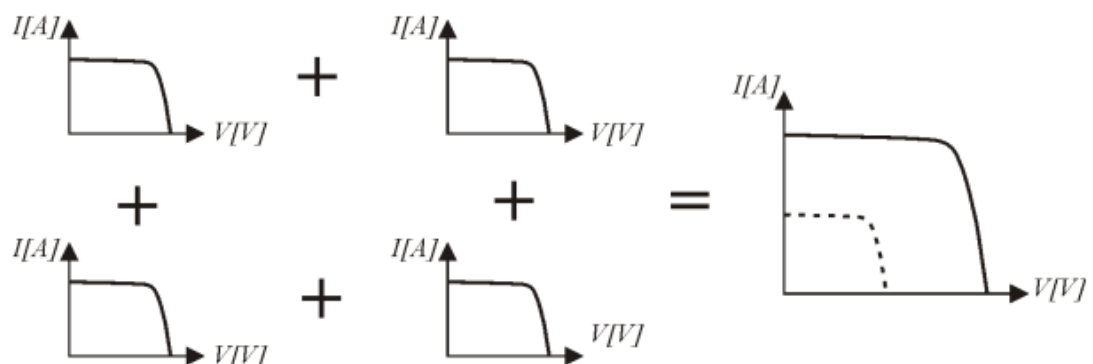
Figura 12 - Curva I-V de duas células fotovoltaicas conectadas em paralelo.



Fonte: (PINHO; GALDINO, 2014).

A associação de células fotovoltaicas em série e em paralelo para formar um arranjo é denominada configuração mista. Essa ligação visa atender simultaneamente à necessidade de tensão e de corrente elétrica desejadas no sistema. A Figura 12 retrata a curva $I \times V$ de células ou módulos agrupados em séries para elevar a tensão total, e esses grupos em série são interligados em paralelo para aumentar a corrente total fornecida. Essa configuração é amplamente utilizada em sistemas fotovoltaicos comerciais e residenciais, pois permite flexibilidade no dimensionamento e melhor aproveitamento da geração de energia conforme os requisitos da aplicação (COELHO, 2008).

Figura 13 - Curva I-V de duas células fotovoltaicas conectadas de forma mista.



Fonte: (COELHO, 2008).

2.9 Sistemas conectados à rede (*on-grid*)

Sistemas *on-grid*, ou sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, são aqueles que operam em conjunto com a rede pública de energia, ou seja, os sistemas *on-grid* não armazenam a energia gerada. Ao contrário dos sistemas autônomos, que funcionam de forma independente com o uso de baterias (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

Toda a eletricidade produzida pelos módulos fotovoltaicos é utilizada diretamente no consumo local, e qualquer excedente é enviado para a rede da concessionária. Durante períodos em que a geração solar é insuficiente, como à noite ou em dias nublados, a energia necessária é automaticamente suprida pela rede elétrica. Esse tipo de sistema utiliza inversores interativos, que ajustam a tensão e a frequência da energia gerada para que ela esteja em conformidade com a rede.

Além disso, os sistemas *on-grid* permitem a compensação de energia, ou seja, o consumidor pode acumular créditos pela energia excedente injetada na rede e utilizá-los posteriormente, reduzindo ou até zerando a conta de luz. Essa solução é amplamente empregada em residências, comércios e indústrias que estão localizadas em áreas com fornecimento regular de energia elétrica, sendo uma alternativa eficiente e economicamente viável para quem deseja gerar sua própria energia (ALVES, 2019).

2.10 Componentes dos sistemas conectados à rede (*on-grid*)

A Figura 13 ilustra um sistema fotovoltaico *on-grid*, apresentando seus principais componentes e suas respectivas funções. O primeiro componente é o painel fotovoltaico (1), normalmente instalado sobre o telhado, composto por múltiplas células fotovoltaicas responsáveis por captar a radiação solar e convertê-la em energia elétrica na forma de corrente contínua (CC). Essa energia gerada é encaminhada para os inversores de frequência (2), que realizam a conversão da corrente contínua em corrente alternada (CA), tornando-a compatível com os equipamentos elétricos da residência e com a rede pública e são capazes de realizar o rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT - *Maximum Power Point Tracking*) a fim de maximizar a geração de energia (RÜTHER, 2004). Em seguida, a energia alternada é direcionada ao quadro de distribuição (3), que a redistribui para os diferentes circuitos da instalação elétrica da casa. A energia alimenta, então, os aparelhos elétricos (4), representando as cargas do sistema, como televisores, geladeiras, lâmpadas, entre outros. Por fim, o medidor de energia bidirecional (5) registra tanto a

energia consumida da rede elétrica quanto o excedente gerado pelo sistema e injetado na rede, permitindo o controle do balanço energético e a utilização de créditos conforme a legislação vigente (ALVES, 2019).

Figura 14 - Sistema Fotovoltaico *on-grid*.



Fonte: (ALVES, 2019).

2.11 *Software PVsyst*

O PVsyst é um software utilizado para simulação e análise de sistemas fotovoltaicos. Ele permite projetar, dimensionar e otimizar projetos solares, considerando dados como radiação solar, características dos módulos e inversores, e fatores como sombreamento e perdas elétricas. O software simula o desempenho do sistema, gerando relatórios com informações sobre a energia gerada, eficiência e possíveis perdas. Com esses projetos, é possível prever o comportamento do sistema e tomar decisões técnicas e econômicas mais assertivas antes da implementação (BENFARES et al., 2022).

O PVsyst também permite calcular o tempo de retorno do investimento e estimar as toneladas de CO₂ evitadas. Com base na simulação do desempenho do sistema, o software pode calcular o período necessário para que o sistema fotovoltaico se pague, considerando o custo inicial e a economia de energia gerada. Além disso, o PVsyst estima a redução das emissões de CO₂, contribuindo para a avaliação ambiental do projeto e destacando o impacto positivo na sustentabilidade (BENFARES et al., 2022).

3 METODOLOGIA

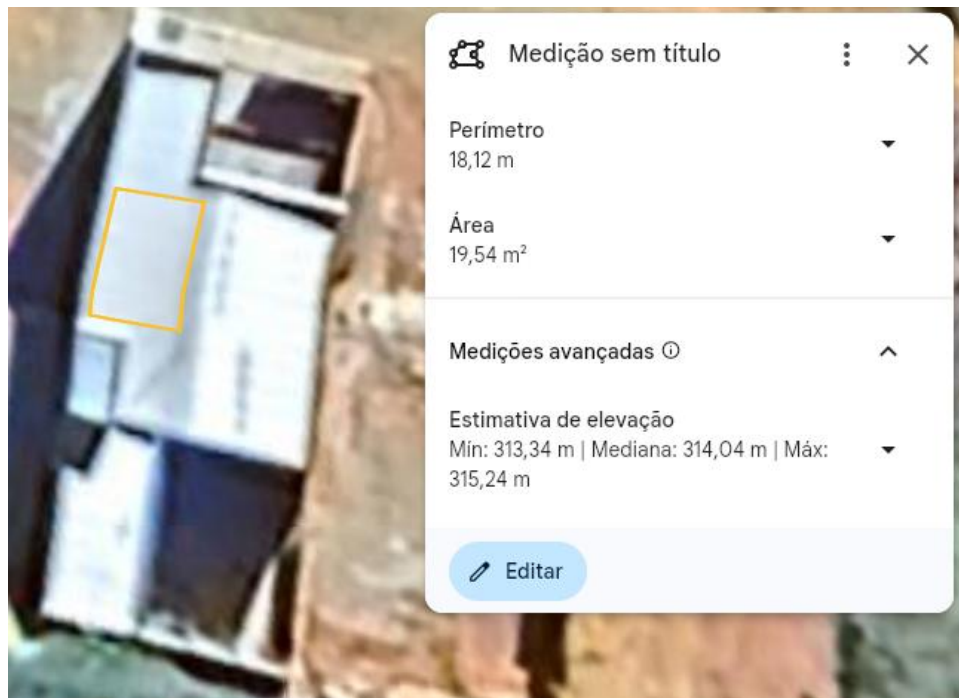
A metodologia adotada neste trabalho compreende a descrição detalhada dos procedimentos utilizados para a análise de viabilidade do sistema fotovoltaico *on-grid*. Inicialmente, são apresentados os critérios relacionados à definição da localização e da área disponível para instalação. Na sequência, é desenvolvido o dimensionamento do sistema, contemplando o levantamento do consumo energético, o cálculo da potência necessária, a seleção dos módulos fotovoltaicos e do inversor, bem como a definição do número de módulos e da configuração dos arranjos das placas solares. Também são estabelecidos os parâmetros de inclinação e azimute dos painéis, com o objetivo de otimizar o desempenho energético. Por fim, realiza-se o levantamento dos custos de implantação, que subsidia a análise econômica e a avaliação do retorno do investimento.

3.1 Localização e área de instalação

Para a realização da análise de viabilidade e desempenho de um sistema fotovoltaico *on-grid*, foi considerando a instalação do sistema fotovoltaico no município de Raul Soares, localizado no interior do estado de Minas Gerais, Brasil, situado nas coordenadas geográficas de latitude 20,1061° S e longitude 42,4502° W. A escolha do município se justifica pela proximidade com a realidade local e pelo acesso facilitado aos dados necessários ao desenvolvimento da pesquisa. Esses dados foram utilizados para a correta inserção das informações geográficas na versão 8.0 do *software PVsyst*, permitindo a obtenção de resultados compatíveis com as condições reais de irradiação solar da região, de acordo com os dados da *Meteonorm 8.2*, que consiste em uma base de dados meteorológicos integrada ao próprio *PVsyst*. Essa base reúne informações climáticas históricas e modeladas, como irradiação solar e temperatura ambiente, sendo amplamente utilizada em simulações de sistemas fotovoltaicos por sua confiabilidade e abrangência geográfica.

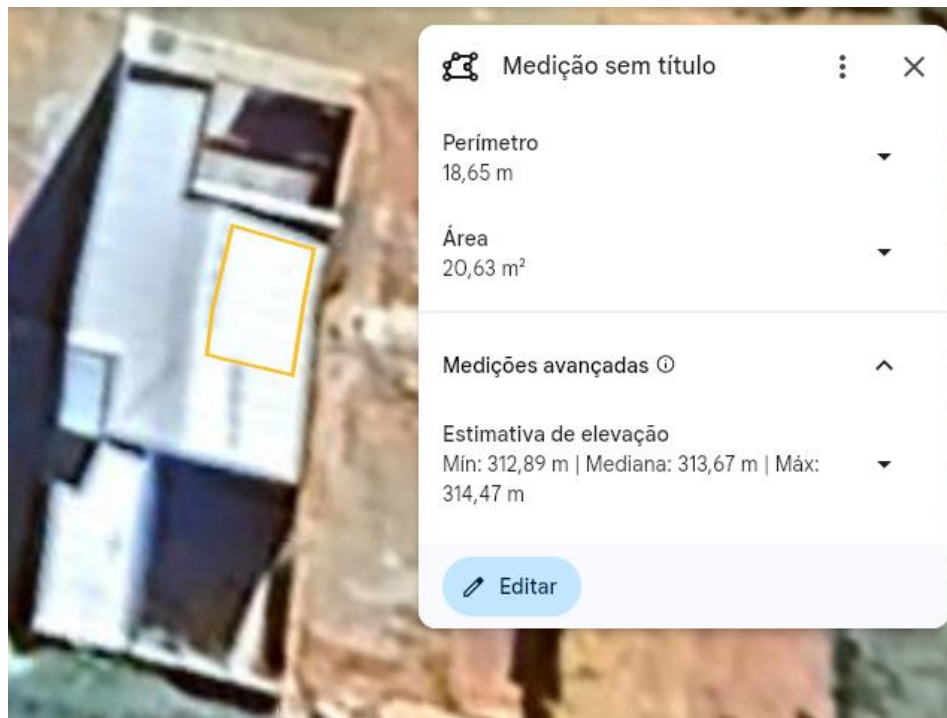
A área disponível do telhado para a implantação do sistema fotovoltaico foi estimada com o auxílio do *software Google Earth*, conforme a figuras 14, indicando o lado oeste do telhado e a figura 15, indicando o lado leste do telhado.

Figura 15 - Lado oeste do telhado.



Fonte: *Google Earth*

Figura 16 - Lado leste do telhado.



Fonte: *Google Earth*

3.2 Dimensionamento do sistema fotovoltaico

O sistema fotovoltaico foi dimensionado para atender à demanda energética de cinco unidades residenciais, todas registradas sob um único número de instalação. Para o cálculo da potência necessária ao projeto, inicialmente determinou-se o consumo médio diário a partir dos históricos fornecidos pela distribuidora local. Esse levantamento indicou um consumo total aproximado de 12.000 kWh por ano, o que corresponde a 32,87 kWh por dia para o conjunto das residências.

Além do consumo, foram considerados outros parâmetros relevantes para o dimensionamento. Entre eles, destaca-se o rendimento médio do sistema fotovoltaico, usualmente estimado em 80% para instalações residenciais, a fim de contemplar perdas inerentes ao sistema (PINHO; GALDINO, 2014).

Outro dado fundamental considerado foi a média diária anual de Horas de Sol Pleno (HSP), obtida pela razão entre a irradiância solar diária média e a irradiância de referência de 1.000 W/m². Conforme apresentado na Figura 16, os valores de irradiância utilizados no estudo foram disponibilizados pelo *software PVsyst*, com base na base de dados climáticos Meteonorm 8.2. Esses dados permitem representar de forma adequada as condições solares médias do local de instalação, contribuindo para um dimensionamento mais preciso do sistema.

Figura 17 - Irradiância de Raul Soares - MG.

	Global horizontal irradiation kWh/m²/day	Horizontal diffuse irradiation kWh/m²/day	Temperature °C	Wind Velocity m/s	Linke turbidity [-]	Relative humidity %
January	6.51	2.61	25.6	3.10	3.821	75.2
February	5.95	3.01	25.8	2.80	3.796	74.3
March	5.40	2.56	24.9	2.50	3.712	79.0
April	4.70	2.06	23.3	2.39	3.496	80.8
May	4.20	1.65	21.4	2.30	3.375	77.9
June	3.99	1.35	19.9	2.19	3.257	81.4
July	4.14	1.37	19.6	2.40	3.307	77.7
August	4.80	1.79	20.7	2.80	3.571	72.3
September	5.34	2.00	22.0	3.30	4.376	71.0
October	5.26	2.80	23.8	3.41	4.293	70.4
November	5.46	2.83	23.7	3.20	3.979	78.5
December	5.90	2.99	25.1	3.10	3.883	77.0
Year	5.13	2.25	23.0	2.8	3.739	76.3

Fonte: *PVsyst*

Esses valores foram então aplicados na equação 3.1 para determinar a potência necessária do sistema fotovoltaico.

$$P_{FV} = \frac{E/TD}{HSP} \quad (3.1)$$

Sendo:

P_{FV} = Potencia total do sistema (kW_P)

E = Consumo médio diário durante o ano (kWh/dia)

HSP = Média diária anual de Horas de Sol Pleno

TD = Rendimento médio do sistema fotovoltaico

3.3 Seleção do módulo

Para a escolha dos módulos fotovoltaicos foi levado em consideração critérios técnicos e econômicos, considerando a potência nominal, a compatibilidade elétrica com o inversor como a tensões e correntes, a eficiência do módulo e a adequação à área disponível para instalação. Além disso, outros critérios também influenciaram na escolha do módulo, como por exemplo a sua garantia de 25 anos de desempenho linear e o fato que ele possui células monocristalinas cuja tecnologia contribui para o aumento da eficiência e da geração de energia ao longo de sua vida útil.

3.4 Número de módulos e configuração dos arranjos fotovoltaicos

Para a definição do número de módulos fotovoltaicos, partiu-se da potência nominal requerida do sistema, previamente determinada a partir da equação 3.1, bem como da potência nominal do módulo selecionado. A partir desses parâmetros, o número de módulos foi obtido por meio da equação 3.2 (VILLALVA; GAZOLI, 2012):

$$N = \frac{P_{FV}}{P_{\text{módulo}}} \quad (3.2)$$

Onde:

N = Número de módulos fotovoltaicos

P_{FV} = Potência total necessária do sistema fotovoltaico (em kW_p)

$P_{\text{módulo}}$ = Potência nominal unitária do módulo adotado (em kWp)

Posteriormente, foi avaliado o tipo de configuração mais adequado para a conexão elétrica dos módulos fotovoltaicos. Na ligação em série, as tensões dos módulos se somam enquanto a corrente permanece praticamente igual à de um único módulo, característica que favorece a compatibilidade elétrica com o inversor e se mostra mais apropriada para o sistema em estudo. Em contrapartida, na ligação em paralelo, a tensão se mantém constante e as correntes se somam, o que poderia resultar na ultrapassagem do limite de corrente de entrada admissível do inversor (PINHO; GALDINO, 2014).

De forma análoga, não se recomenda a conexão em paralelo de duas *strings* na mesma entrada com rastreamento de ponto de máxima potência (MPPT) do inversor. Uma *string* corresponde a um conjunto de módulos fotovoltaicos conectados em série, responsável por fornecer determinada tensão e corrente ao inversor. Quando duas *strings* são conectadas em paralelo em uma mesma entrada MPPT, pode ocorrer a soma das correntes de curto-circuito, ultrapassando o limite máximo de corrente suportado pelo inversor naquela entrada. Essa condição pode aumentar as perdas energéticas e caracterizar uma possível inadequação técnica no dimensionamento do sistema. (COELHO, 2008).

Dessa forma, a configuração elétrica adotada consistiu na utilização de duas *strings*, com módulos fotovoltaicos conectados em série, ligadas a entradas de MPPTs independentes do inversor. Essa solução possibilita o rastreamento individual do ponto de máxima potência de cada subarranjo, além de manter os níveis de tensão e corrente dentro dos limites operacionais do equipamento. A configuração definida foi então inserida no *software PVsyst* para a realização das simulações de desempenho e confiabilidade do sistema fotovoltaico.

3.5 Seleção do inversor

Na seleção do inversor, foram considerados aspectos cruciais para garantir o desempenho adequado do sistema fotovoltaico. Entre os fatores analisados, destaca-se a potência nominal do inversor, cuja definição foi baseada no intervalo estabelecido na equação 3.3. Esse intervalo determina que a potência nominal do inversor deve estar compreendida entre 75% e 105% da potência instalada do gerador fotovoltaico (PINHO; GALDINO, 2014).

$$0.75 \cdot P_{FV} < P_{INV} < 1.05 \cdot P_{FV} \quad (3.3)$$

Em que:

P_{INV} = Potência nominal do inversor

P_{FV} = Potência instalada do gerador fotovoltaico.

Esse critério estabelece uma faixa recomendada de compatibilização entre o gerador e o inversor. Quando a potência do inversor é inferior a 75% da potência do gerador, considera-se que há um subdimensionamento acentuado, podendo ocorrer limitação da potência processada em períodos de alta irradiância, o que resulta em perdas por corte de geração. Por outro lado, quando a potência do inversor ultrapassa 105% da potência instalada do sistema fotovoltaico, caracteriza-se o sobredimensionamento, situação em que o equipamento pode operar grande parte do tempo abaixo de sua capacidade nominal, implicando maior custo de investimento sem ganhos significativos de desempenho.

Além disso, foi analisada a compatibilidade entre a tensão máxima suportada pelo inversor e a tensão de circuito aberto dos módulos das *strings*, já que a melhor configuração para os arranjos fotovoltaicos foi escolhida como ligação em série, o que resulta em uma tensão de saída elevada. Além disso, foi realizada a análise da compatibilidade da corrente entre os módulos e o inversor, garantindo que a corrente máxima fornecida pelos módulos não excedesse a corrente suportada pelo inversor, a fim de evitar danos ao equipamento e otimizar a eficiência do sistema. Outro ponto considerado foi o número de entradas independentes de rastreadores de pontos de potências máximas, uma vez que as *strings* foram configuradas para serem conectadas a entradas independentes de rastreadores do inversor, visando maximizar a produção de energia (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

Com base nesse critério, foram realizadas simulações no *software PVsyst* utilizando inversores de uma mesma marca, cujas potências se encontravam dentro dos limites mínimo e máximo recomendados, com o objetivo de garantir a adequada compatibilização do sistema às condições de operação e à potência instalada.

3.6 Ângulo de inclinação e azimute dos painéis solares

A escolha do ângulo de inclinação dos módulos fotovoltaicos é determinante para o desempenho do sistema, pois influencia diretamente a quantidade de radiação solar

incidente ao longo do dia e do ano. Uma inclinação adequadamente definida permite maximizar o aproveitamento da luz solar, reduzir perdas por reflexão e favorecer uma geração de energia mais eficiente e estável. Assim, a definição desse parâmetro deve considerar a latitude do local, as condições climáticas e as características da instalação, visando à otimização da produção energética anual (PINHO; GALDINO, 2014).

Considerando a localização do sistema no município de Raul Soares – MG, situado a latitude 20,1061° S e longitude 42,4502° W, adotaram-se recomendações técnicas que relacionam a latitude geográfica ao ângulo ótimo de inclinação das placas solares para uma geração de energia média ao longo do ano. Conforme indicado na Figura 17, para localidades entre 11° e 20° de latitude, recomenda-se que o ângulo de inclinação seja aproximadamente igual ao valor da latitude local, o que justifica a adoção de uma inclinação de 20° para o sistema em estudo (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

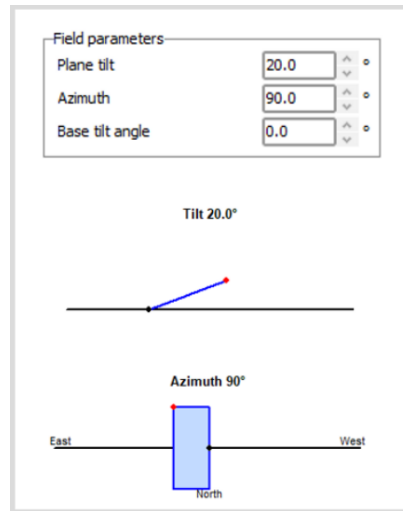
Figura 18 - Relação entre a latitude geográfica e o ângulo de inclinação.

Latitude geográfica do local	Ângulo de inclinação recomendado
0° a 10°	$a = 10^\circ$
11° a 20°	$a = \text{latitude}$
21° a 30°	$a = \text{latitude} + 5^\circ$
31° a 40°	$a = \text{latitude} + 10^\circ$
41° ou mais	$a = \text{latitude} + 15^\circ$

Fonte: (VILLALVA; GAZOLI, 2012)

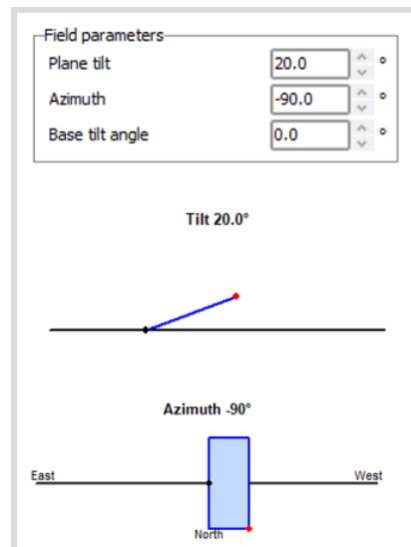
O sistema fotovoltaico foi configurado com dois subarranjos em plano fixo, ambos com inclinação de 20°, diferenciando-se apenas pela orientação azimutal. Um subarranjo foi orientado para oeste com azimute +90° conforme a figura 18, enquanto o outro foi orientado para leste com azimute -90° indicado pela figura 19. Essa configuração leste e oeste possibilita uma distribuição mais uniforme da geração de energia ao longo do dia, reduzindo picos de potência e contribuindo para uma operação mais estável e eficiente do sistema fotovoltaico.

Figura 19 - Orientação para oeste com azimute $+90^\circ$.



Fonte: *PVsyst*

Figura 20 - Orientação para leste com azimute -90° .



Fonte: *PVsyst*

3.7 Orçamento do custo total da instalação do sistema fotovoltaico

Visando maior confiabilidade e aderência à realidade do mercado na análise do tempo de retorno do investimento, foi realizado um levantamento integral dos custos de implantação do sistema fotovoltaico por meio de orçamento obtido junto a uma empresa integradora especializada. Tal abordagem justifica-se pelo fato de que empresas do setor

dispõem de acesso direto a fornecedores e a equipamentos com melhor desempenho econômico, refletindo condições comerciais mais representativas do custo real de implantação quando comparadas a valores obtidos em plataformas de venda *online*.

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

4.1 Potência do gerador

Com base nos dados obtidos no dimensionamento do sistema fotovoltaico, foi possível determinar a potência necessária para atender à demanda do projeto de instalação residencial, a partir da substituição dos valores calculados na equação 4.1.

$$P_{FV} = \frac{32,87}{5,13 \cdot 0,8} \quad (4.1)$$

$$P_{FV} = 8,00 \text{ kW}_P$$

4.2 Modulo escolhido

Dentre os módulos fotovoltaicos analisados, os selecionados para o projeto são do modelo Longi Solar LR5-72HTH-575M, escolhidos em função do favorável custo-benefício e de sua elevada potência nominal de 575W conforme os dados do *datasheet* da figura 20.

Figura 21 - Dados do *datasheet* do módulo escolhido.

Electrical Characteristics

Module Type	LR5-72HTH-575M	
Testing Condition	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax/W)	575	430
Open Circuit Voltage (Voc/V)	52.06	48.88
Short Circuit Current (Isc/A)	14.14	11.42
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	43.91	40.07
Current at Maximum Power (Imp/A)	13.10	10.72
Module Efficiency(%)	22.3	

Fonte: (LONGI SOLAR, 2025)

4.3 Composição dos arranjos fotovoltaicos

O número de módulos fotovoltaicos necessários foi determinado a partir da substituição dos valores na equação 3.2, conforme apresentado a seguir:

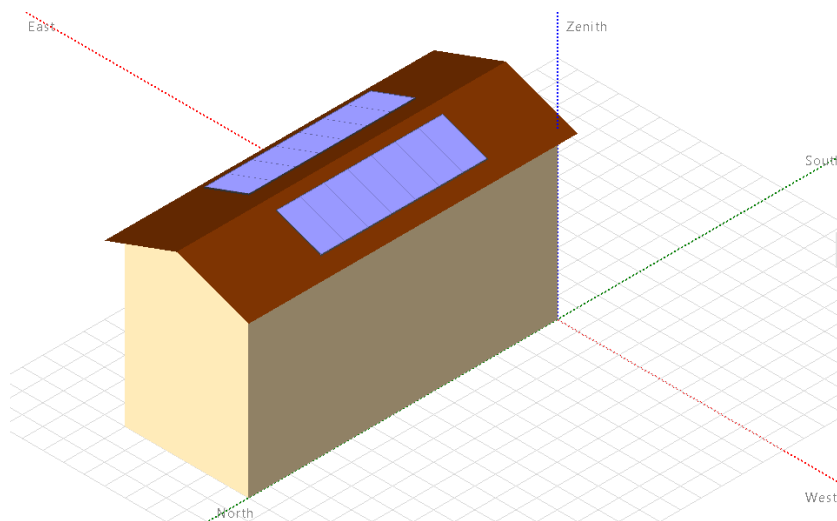
$$N = \frac{7,60kW}{575W} \quad (3.2)$$

$$N = 13,92$$

Dessa forma, adotou-se o arredondamento para 14 módulos fotovoltaicos, assegurando o atendimento da potência demandada pelo sistema e proporcionando uma margem adequada para o correto funcionamento da instalação.

Conforme definido na metodologia, a configuração elétrica mais adequada para o sistema consistiu na utilização de duas *strings*, com seus módulos conectados em série e ligadas a MPPTs independentes do inversor. A partir do número total de módulos estabelecido, definiu-se que cada *string* seria composta por 7 módulos fotovoltaicos, assegurando compatibilidade elétrica e operação eficiente do sistema. Tal configuração foi então inserida no *software PVsyst* para a realização das simulações de desempenho e confiabilidade do sistema fotovoltaico conforme a *3D scene* representado pela figura 21.

Figura 22 - *3D scene* do sistema fotovoltaico.



Fonte: *PVsyst*

A partir da configuração do sistema no *PVsyst*, verificou-se que cada *string*, ocupa uma área aproximada de 18 m² conforme ilustra a figura 22. Esse valor é consistente tanto no modelo elétrico quanto na representação tridimensional do sistema, o que assegura a coerência geométrica da simulação. Complementarmente, a análise das imagens de medições geoespaciais da cobertura indicou áreas disponíveis de aproximadamente 19,54 m² e 20,63 m² em dois trechos distintos do telhado, sendo cada trecho para um subarranjo

fotovoltaico. Esses valores confirmam que a área real disponível é suficiente para a instalação dos módulos previsto, mantendo margens adequadas para afastamentos e limitações construtivas. Assim, os resultados evidenciam a compatibilidade entre o dimensionamento adotado no projeto, a área considerada nas simulações e as condições físicas do local de implantação.

Figura 23 - Área aproximada de cada arranjo fotovoltaico.

Module area		
System	18 m ²	7 modules
3D scene	18 m ²	7 modules

Fonte: *PVsyst*

4.4 Seleção do inversor de frequência

Com base no valor obtido para a potência do sistema fotovoltaico, P_{FV} , foi possível avaliar sua adequação ao intervalo definido na metodologia para a escolha do inversor. Para isso, realizou-se a substituição de P_{FV} na equação 3.3 de dimensionamento do inversor, verificando-se o atendimento ao critério estabelecido pelo intervalo.

$$0.75 \cdot 8,00 < P_{INV} < 1.05 \cdot 8,00 \quad (3.3)$$

$$6 \text{ kW} < P_{INV} < 8,40 \text{ kW}$$

Após identificar os limites de potência do inversor, foi verificada a compatibilidade dos módulos escolhidos e dos inversores da linha Solis S6-GR1P com potências entre 6 kW e 8 kW. Os inversores selecionados possuem entradas independentes com MPPT, permitindo a conexão de cada *string* a uma entrada distinta.

Cada *string* demandava uma tensão de 364,42 V, pois a tensão de cada módulo era de 52,06V que se enquadra dentro da tensão de circuito aberto dos inversores, que possuem uma tensão máxima de entrada de até 600 V. Além disso, a corrente da *string* era de 14,14A, compatível com a corrente máxima de entrada dos inversores, que varia de 19,5A a 22 A. Essa verificação assegura que o sistema operará de maneira eficiente e segura, independentemente da potência do inversor analisado.

Em seguida, foram realizadas simulações no *software PVsyst* considerando diferentes valores de potência nominal do inversor. A seguir, procedeu-se a uma análise comparativa

dos resultados obtidos. Verificou-se que todos os modelos avaliados atenderam aos critérios estabelecidos e apresentaram valores de energia útil produzida bastante próximos entre si.

Diante desse cenário, optou-se pelo subdimensionamento do inversor em relação à potência instalada dos módulos, descartando-se a alternativa com potência nominal de 8 kW. As simulações indicaram que o inversor de 7 kW apresentou um índice de energia produzida ligeiramente superior ao do inversor de 6 kW, destacando-se como uma alternativa tecnicamente mais adequada, por resultar em menores perdas energéticas, melhor compatibilidade com a potência do gerador fotovoltaico e maior eficiência global do sistema.

Entretanto, observou-se que a diferença entre os índices de energia útil produzida dos inversores de 6 kW e 7 kW era relativamente pequena. Assim, tornou-se necessário considerar um critério adicional de decisão, associado ao custo dos equipamentos. Nesse aspecto, o inversor de 7 kW também apresentou melhor relação custo-benefício, consolidando-se como a opção mais vantajosa para o projeto.

Dessa forma, foi selecionado o inversor Solis S6-GR1P7K, com potência nominal de 7 kW, cujas características técnicas atendem plenamente aos requisitos estabelecidos, conforme ilustrado na figura 23, que apresenta as informações extraídas do datasheet do equipamento.

Figura 24 - Dados do *datasheet* do inversor.

Modelo	7K2
Entrada CC	
Potência máxima de entrada	11.9 kW
Tensão máx de entrada	600 V
Tensão nominal	330 V
Tensão de partida	90 V
Intervalo de tensão MPPT	90-520 V
Corrente máx de entrada	14 A / 28 A
Corrente máx de curto-circuito	19.5 A / 35 A
MPPTs / Número de Entradas	

Fonte: (SOLIS, 2025)

4.5 Irradiação global no plano coletor

A Figura 24 os principais parâmetros de irradiação solar anual incidente utilizados na simulação do sistema fotovoltaico. O valor de irradiação global no plano do coletor é de 1829 kWh/m² ao ano, que corresponde a quantidade total de energia solar que incide anualmente sobre a superfície dos módulos, já considerando a inclinação e a orientação adotadas no projeto de acordo com a base de dados da Meteonorm. O fator de transposição (FT), igual a 0,98, corresponde à razão entre a irradiação solar incidente no plano inclinado dos módulos e a irradiação medida no plano horizontal. Esse parâmetro indica o quanto da radiação disponível horizontalmente é efetivamente aproveitada após a conversão para o plano do gerador fotovoltaico, considerando sua inclinação e orientação. Um valor próximo de 1, como no caso apresentado, indica que essa conversão ocorre com perdas mínimas, evidenciando que a inclinação e o azimute adotados estão próximos da condição ideal para maximizar a captação de energia solar. Por outro lado, a perda em relação à orientação ótima, de -8,7%, quantifica a redução da irradiação incidente devido ao desvio da inclinação e/ou azimute em relação à configuração teoricamente ótima. Em conjunto, esses parâmetros permitem avaliar a adequação geométrica do arranjo fotovoltaico e seu impacto direto no potencial de geração de energia do sistema (PINHO; GALDINO, 2014).

Figura 25 - Principais parâmetros de irradiação solar anual de Raul Soares.

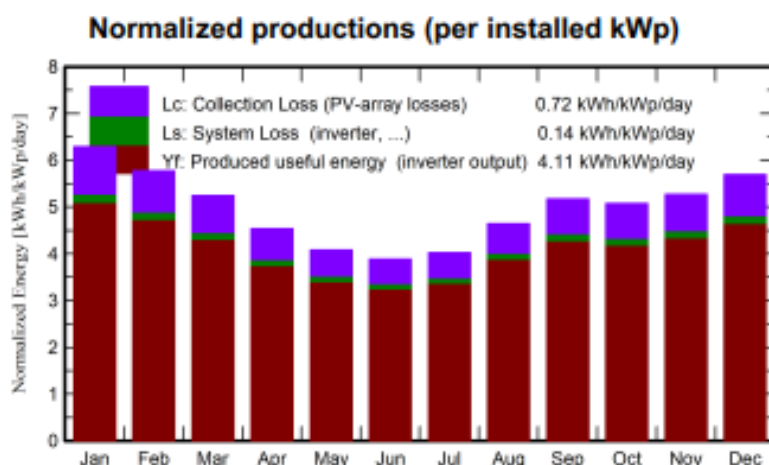
Yearly incident irradiation	
Transposition Factor FT:	0.98
Loss with respect to optimum:	-8.7%
Global on collector plane:	1829 kWh/m ²

Fonte: *PVsyst*

A Figura 25 apresenta o gráfico de produção normalizada mensal por potência instalada, observa-se o comportamento sazonal da geração de energia elétrica do sistema fotovoltaico ao longo do ano. A produção útil entregue pelo inversor, representada por Yf, apresenta valores mais elevados nos meses com maior disponibilidade de radiação solar, enquanto nos períodos de menor insolação observa-se uma redução natural da energia gerada. As perdas associadas ao arranjo fotovoltaico, indicadas por Lc, e as perdas

relacionadas ao sistema e ao inversor, representadas por L_s , mantêm comportamento relativamente constante ao longo do período analisado, evidenciando a estabilidade operacional do sistema. Esse resultado evidencia a eficiência global do arranjo fotovoltaico e permite avaliar de forma clara a contribuição das perdas internas no desempenho energético anual do sistema.

Figura 26 - Produção mensal de energia elétrica por potência instalada.



Fonte: *PVsyst*

4.6 Análise do retorno financeiro

A partir do orçamento, foi estimado um custo total de implantação de R\$ 18.977,00, adotado como base para a avaliação econômica do sistema, considerando equipamentos necessários e o valor do serviço de instalação. A tarifa utilizada para a simulação foi de R\$ 1,09 por kWh, com um reajuste anual de 6,86%, conforme as práticas adotadas pela Cemig para instalações residenciais de energia solar fotovoltaica (ANEEL, 2025)

Com o intuito de alinhar a análise econômica do sistema fotovoltaico às condições econômicas atuais do Brasil, foram adotados parâmetros de variação relevantes conforme a Figura 26. Inicialmente, a inflação não foi considerada separadamente, uma vez que o ajuste anual da tarifa da Cemig, já previsto, reflete o aumento nos preços da energia elétrica. Além disso, foi aplicada uma taxa de desconto de 5% ao ano, que permite calcular o valor presente dos fluxos de caixa futuros, levando em conta o custo de oportunidade do capital, fator crucial para a avaliação da viabilidade financeira do projeto. Por fim, foi considerada uma degradação dos módulos fotovoltaicos de 0,4% ao ano, o que reflete a

redução gradual da eficiência dos módulos ao longo do tempo, impactando diretamente na capacidade de geração de energia do sistema.

Figura 27 - Parâmetros de variação financeira.

Projected variations

Inflation	0.00 %/year	Discount rate	5.00 %/year
Module Degradation	☒ Linear 0.40 %/year ☐ Ageing tool results		

Fonte: *PVsys*

Conforme a Figura 27, os indicadores econômicos obtidos por meio da simulação no *software PVsys* em um período de 20 anos, demonstram uma elevada viabilidade financeira do sistema fotovoltaico analisado. O período de retorno do investimento (*payback* simples) foi estimado em 1,5 anos, indicando rápida recuperação do capital investido. O Valor Presente Líquido (VPL) apresentou valor positivo de R\$ 267.129,13 evidenciando retorno econômico significativo ao longo da vida útil do sistema. A Taxa Interna de Retorno (TIR) calculada foi de 75,81%, enquanto o Retorno sobre o Investimento (ROI) atingiu 1407,6%, reforçando a atratividade econômica do projeto nos cenários considerados.

Figura 28 - Indicadores econômicos de retorno do investimento.

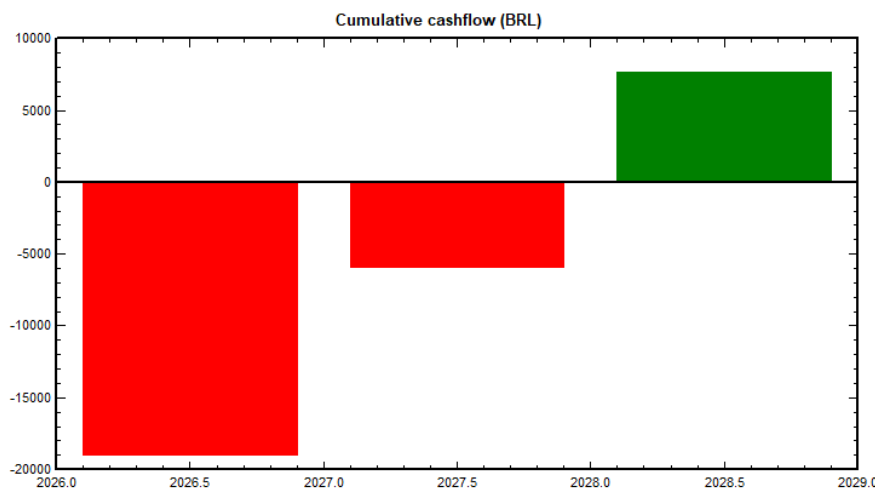
Return on investment	
Net present value (NPV)	267.129.13 BRL
Internal rate of return (IRR)	75.81 %
Payback period	1.5 years
Return on investment (ROI)	1407.6 %

Fonte: *PVsys*

Para uma compreensão mais detalhada do período de retorno financeiro, foi realizada uma simulação considerando um horizonte de 2 anos após a instalação do sistema fotovoltaico, conforme ilustrado no gráfico da Figura 28. Em 2026, o fluxo de caixa é negativo, refletindo o investimento inicial. Em 2027, o fluxo de caixa permanece inicialmente negativo, indicando que o sistema ainda se encontra em fase de operação e não gerou lucros suficientes para cobrir os custos iniciais. Contudo, nos últimos 6 meses de 2027, o fluxo de caixa passou por uma faixa de transição, tornando-se positivo, o que

marcou o momento de recuperação do capital investido e o início da geração de lucro. Em 2028, o fluxo de caixa continua gerando retorno sobre o investimento.

Figura 29 - Fluxo de caixa no período de retorno do investimento.



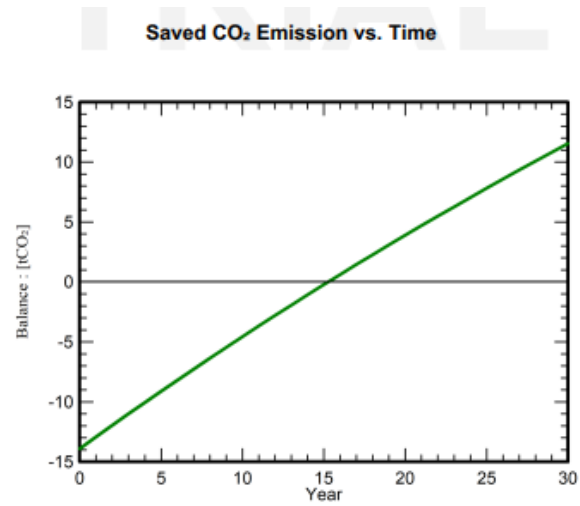
Fonte: *PVsyst*

A taxa de retorno observada demonstra que o setor fotovoltaico oferece um retorno consideravelmente mais alto quando comparado a alternativas convencionais de investimento (MARQUES; DA SILVA; SÁTIRO; MACHADO, 2025).

4.7 Balanço de emissões de CO₂

A Figura 29 apresenta o gráfico do balanço de emissões de CO₂ associado ao ciclo de vida do sistema fotovoltaico simulado no *software PVsyst*. A análise considera uma produção anual de 12,08 MWh, um fator de emissão da rede elétrica brasileira de 81 gCO₂/kWh, conforme dados da IEA utilizados pelo *PVsyst*, além de uma vida útil estimada de 30 anos e uma degradação anual de 1% do sistema. Os resultados indicam um total de 11,635 toneladas de CO₂ evitadas (*Saved CO₂ emissions*), valor que representa a quantidade líquida de dióxido de carbono que deixa de ser emitida para a atmosfera ao longo da vida útil do sistema, em função da substituição da energia elétrica proveniente da rede convencional por energia gerada a partir da fonte solar fotovoltaica. Esse resultado evidencia o expressivo benefício ambiental do sistema, ressaltando sua contribuição para a redução das emissões de gases de efeito estufa.

Figura 30 - Balanço de emissões de CO₂ associado ao tempo de instalação.



Fonte: *PVsys*

5 CONCLUSÃO

O presente trabalho avaliou a viabilidade técnica, econômica e ambiental da implantação de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica, por meio de simulações realizadas no *software PVsyst*, considerando parâmetros realistas de irradiação solar, desempenho energético, custos de implantação e variáveis econômicas compatíveis com o cenário brasileiro.

A análise energética indicou que o sistema apresenta desempenho satisfatório, com produção anual estimada em aproximadamente 12,1 MWh, compatível com os níveis de irradiação solar da localidade estudada, obtidos a partir da base de dados Meteonorm. A produção normalizada ao longo do ano evidenciou o comportamento sazonal esperado, com maior geração nos meses de maior disponibilidade de radiação solar e perdas internas estáveis.

Sob o aspecto econômico, o sistema mostrou-se financeiramente viável, com investimento inicial de R\$ 18.977,00, valor presente líquido positivo de R\$ 267.129,13 após um período de 20 anos e *payback* estimado em 1,5 anos, indicando rápida recuperação do capital investido. A taxa interna de retorno de 75,81% e o ROI de 1407,6% reforçam a atratividade do investimento, apresentando rentabilidade superior à de aplicações financeiras tradicionais de baixo risco.

Do ponto de vista ambiental, a análise do ciclo de vida demonstrou um impacto ambiental positivo, com economia líquida estimada em 11,635 toneladas de CO₂ ao longo de 30 anos de operação, considerando o fator de emissão da rede elétrica brasileira. Esse resultado evidencia a contribuição do sistema fotovoltaico para a redução das emissões de gases de efeito estufa e para a transição energética.

Conclui-se, portanto, que o sistema fotovoltaico analisado é tecnicamente eficiente, economicamente atrativo e ambientalmente benéfico, reforçando o papel da energia solar como alternativa sustentável para a geração de energia elétrica no contexto brasileiro.

Referências

ALVES, M. d. O. L. Energia solar: estudo da geração de energia elétrica através dos sistemas fotovoltaicos on-grid e off-grid. 2019.

ANEEL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Matriz elétrica brasileira alcança 200 GW. Brasília: ANEEL. 2024. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2024/matriz-eletrica-brasileira-alcanca-200-gw> Acesso em: 22 de Julho de 2025.

ANEEL. ANEEL aprova Reajuste Tarifário Anual de 2025 da Cemig-D. 2025. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2025/aneel-aprova-reajuste-tarifario-anual-de-2025-da-cemig-d#:~:text=A%20Ag%C3%Aancia%20Nacional%20de%20Energia,consumidoras%20e m%20780%20munic%C3%ADpios%20mineiros>. Acesso em: 15 de Janeiro de 2026.

BAPTISTA, D. F. F.; DA SILVA, L. C. P.; FONSECA, I. C. A natureza jurídica da geração distribuída de energia elétrica no Brasil. *Direito Público*, 19, n. 104, 2022.

BENFARES, Mourad; JANATI EDRISSI, Sanae; BENBRAHIM, Mohammed; ZORKANI, Izeddine; JORIO, Anouar; SEDDIK, Ali Didi. *Comparative Analysis of the Measured and Simulated Performances of a Grid-Connected Photovoltaic Power Plant*. *Fluid Dynamics & Materials Processing*, v. 18, n. 6, p. 1805–1813, 2022.

BEZERRA, F. D. MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA E SUAS PERSPECTIVAS COM A LEI 14.300/2022: v. 7 n. 234 (2022). *Caderno Setorial ETENE*, 7, 2022.

CAMPOS, H. M. v. d. B. Geração distribuída de energia solar fotovoltaica na matriz elétrica de Curitiba e região: um estudo de caso. 2015. -, Universidade Tecnológica Federal do Paraná.

COELHO, R. F. Estudo dos conversores buck e boost aplicados ao rastreamento de máxima potência de sistemas solares fotovoltaicos. 2008.

COSTA, M. M. MICROGERAÇÃO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA. 2021.

DE BONA, F. S.; RUPPERT FILHO, D. E. As microturbinas e a geração distribuída. Faculdade de Engenharia Elétrica e Computação, UNICAMP, Campinas, 2003.

LONGI, SOLAR, H.-M. Datasheet LRT560-575M. p. Disponível em: https://static.longi.com/Hi_MO_6_Explorer_LR_5_72_HTH_560_575_M_V503_DG_a_574dacd587.pdf. Acesso em: 16 de Janeiro de 2026.

FLESCH, C. H.; CAMBANI, C. A.; DALLEPIANE, P. G.; CANHA, L. N., 2022, Análise financeira da energia fotovoltaica no mercado livre de energia. 1-10.

MACHADO, C. T.; MIRANDA, F. S. Energia Solar Fotovoltaica: uma breve revisão. Revista virtual de química, 7, n. 1, p. 126-143, 2015.

MARQUES, L. F.; DA SILVA, R. G.; SÁTIRO, P. G. P.; MACHADO, G. Q. ANÁLISE DO RETORNO SOBRE O INVESTIMENTO EM SISTEMAS DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NA CIDADE DE PATOS-PB: UM ESTUDO DE CASO APLICADO AO SETOR RESIDENCIAL. Revista Contemporânea, 5, n. 8, p. e8823-e8823, 2025.

PIMENTEL, J. P. Análise do marco legal da geração distribuída. 2022.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. Manual de Engenharia para sistemas fotovoltaicos. 2014. Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 1, p. 47-499, 2014.

RAGNINI, G. Análise da viabilidade técnica e econômica da instalação de telhas fotovoltaicas conectada à rede de distribuição em novas residências eficientes. : Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia Elétrica)–Universidade Federal do ... 2018.

RIBEIRO, R. A. d. S. Sistemas de energia solar em conjuntos habitacionais com ênfase em sustentabilidade. 2018.

RÜTHER, R. Edifícios solares fotovoltaicos: o potencial da geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligada à rede elétrica pública no Brasil. Editora UFSC, 2004. 8587583042.

SÁ, V. d. S. Estudo de viabilidade de utilização de sistema de geração fotovoltaica conectado à rede no Brasil. 2016.

SANTOS, A. V. M. Análise de viabilidade financeira de um sistema de microgeração fotovoltaica, considerando a progressão de taxação tarifária prevista na Lei nº 14300, um estudo de caso. 2023.

SOLIS. S6-GR1P(7-8)K02-NV-YD-HC. 2025. Disponível em: [https://www.solisinverters.com/br/solarinverter9/S6-GR1P\(7-8\)K2_br.html](https://www.solisinverters.com/br/solarinverter9/S6-GR1P(7-8)K2_br.html). Acesso em: 16 de Janeiro de 2026.

SOUZA, R. D. Os sistemas de energia solar fotovoltaica. Livro Digital de Introdução aos Sistemas Solares. Ribeirão Preto: Blue Sol Energia Solar, 2015.

VALLÊRA, A. M.; BRITO, M. C. Meio século de história fotovoltaica. Gazeta de Física, 1, n. 2, p. 17, 2006.

VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R. Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações. São Paulo: Érica, 2, 2012.