

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE SANTA
CATARINA – CÂMPUS FLORIANÓPOLIS
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

WAGNER GONÇALVES

**ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA DA INSTALAÇÃO DE
SISTEMA FOTOVOLTAICO EM UMA INSTALAÇÃO ELÉTRICA
COMERCIAL
UM ESTUDO DE CASO**

FLORIANÓPOLIS, 2023.

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE SANTA
CATARINA – CÂMPUS FLORIANÓPOLIS
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

WAGNER GONÇALVES

**ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA DA INSTALAÇÃO DE
SISTEMA FOTOVOLTAICO EM UMA INSTALAÇÃO ELÉTRICA
COMERCIAL
UM ESTUDO DE CASO**

Trabalho de Conclusão de Curso submetido
ao Instituto Federal de Educação, Ciência e
Tecnologia de Santa Catarina como parte
dos requisitos para obtenção do título de
engenheiro eletricista em 2023.

Orientador:
Prof ° João Carlos Martins Lúcio, D. Eng.

FLORIANÓPOLIS, 2023.

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor.

Gonçalves, Wagner

ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA DA INSTALAÇÃO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO EM UMA INSTALAÇÃO ELÉTRICA COMERCIAL - UM ESTUDO DE CASO / Wagner Gonçalves; orientação de João Carlos Martins Lúcio. - Florianópolis, SC, 2023.

125 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) - Instituto Federal de Santa Catarina, Câmpus Florianópolis. Bacharelado em Engenharia Elétrica. Departamento Acadêmico de Eletrotécnica.

Inclui Referências.

1. Geração Distribuída. 2. Autoprodução de Energia Elétrica. 3. Geração Solar Fotovoltaica. 4. Viabilidade Econômica. I. Lúcio, João Carlos Martins. II. Instituto Federal de Santa Catarina. III. ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA DA INSTALAÇÃO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO EM UMA INSTALAÇÃO ELÉTRICA COMERCIAL - UM ESTUDO DE

ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA DA INSTALAÇÃO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO EM UMA INSTALAÇÃO ELÉTRICA COMERCIAL UM ESTUDO DE CASO

WAGNER GONÇALVES

Este trabalho foi julgado adequado para obtenção do título de Engenheiro Eletricista em 2023 e aprovado na sua forma final pela banca examinadora do Curso de Engenharia elétrica do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina.

Florianópolis, 29 de junho de 2023.

Banca Examinadora:

Documento assinado digitalmente
 JOAO CARLOS MARTINS LUCIO
Data: 03/07/2023 08:59:55-0300
Verifique em <https://validar.itl.gov.br>

Profº João Carlos Martins Lúcio, D. Eng.
Orientador

 Documento assinado digitalmente
gustavo.orsi
Data: 03/07/2023 14:12:43-0300
CPF: 072.766.949-41
Verifique as assinaturas em <https://v.ifsc.edu.br>

Profº Gustavo Cardoso Orsi, M. Sc.

Documento assinado digitalmente
 VITOR FARIAS DE BORBA
Data: 04/07/2023 10:15:50-0300
Verifique em <https://validar.itl.gov.br>

Profº Vitor Farias de Borba, M. Sc.

AGRADECIMENTOS

Sou grato à minha esposa, Cristiane, que nunca me recusou companheirismo, apoio e incentivo.

Ao meu orientador, Prof. Dr. João Carlos Martins Lúcio, pela orientação nesse trabalho, com comprometimento, paciência, ensinamentos e dedicação.

A todos os professores que colaboraram para esse trabalho e para a minha formação.

A todas as pessoas que, direta ou indiretamente, fizeram parte de minha formação, o meu muito obrigado.

“Não antecipe os problemas, nem se preocupe com o que talvez nunca aconteça. Aproveite a luz do sol”.

Benjamin Franklin

RESUMO

Com a intensa expansão da geração fotovoltaica nos últimos anos, a Geração Distribuída e a Autoprodução de Energia Elétrica ganham cada vez mais espaço nos mercados de energia elétrica e por isso, no Brasil, essa forma renovável e limpa de geração já é uma realidade. Isso é resultado dos crescentes investimentos que contribuem para a queda nos custos dessa tecnologia, além da publicação da Lei 14.300/2022, que oferece segurança jurídica para a Geração Distribuída de energia elétrica no Brasil, contribuindo para o despertar do interesse do consumidor final em utilizá-la, de modo a obter os benefícios destacados pela literatura. Além disso, as concessionárias de energia elétrica observam benefícios no fluxo de potência, no perfil de tensão e na qualidade da energia elétrica como um todo. No entanto, avaliar a viabilidade técnica e econômica para a implantação de um sistema fotovoltaico, após a promulgação da Lei 14.300/2022, se torna indispensável, para que o interesse do consumidor possa se concretizar em um investimento rentável. O presente trabalho tem por objetivo, avaliar a viabilidade técnica e econômica referente à implantação de um sistema fotovoltaico em uma instalação elétrica comercial, localizada no município de Palhoça/SC, por meio da utilização dos métodos conhecidos de análise de investimentos, disponibilizados pela Matemática Financeira. Buscou-se inicialmente o levantamento do potencial de energia solar no local, para que em seguida, fosse efetuado o dimensionamento do sistema. Para a avaliação da viabilidade econômica do projeto, foi necessário levantar todos os custos associados, partindo dos investimentos iniciais e a receita proporcionada pela redução da dependência com relação à energia elétrica fornecida pela distribuidora local. Com o fluxo de caixa do projeto devidamente construído, ao longo de todo o período de vida útil do mesmo, a avaliação econômica foi feita por meio da aplicação dos métodos da Taxa Interna de Retorno (TIR), do Valor Presente Líquido (VPL) e do Tempo de Recuperação do Capital (*Payback*). Os resultados mostram que a implantação do sistema fotovoltaico é viável economicamente, proporcionando as vantagens econômicas que permitem, não só a redução de gastos com energia elétrica, como também o aumento da competitividade do estabelecimento comercial, dentro do seu ramo de atividade econômica.

Palavras-chave: Geração Distribuída. Autoprodução de Energia Elétrica. Geração Solar Fotovoltaica. Viabilidade Econômica.

ABSTRACT

With the intense expansion of photovoltaic generation in recent years, Distributed Generation and Self-Production of Electric Energy are gaining more and more space in the electricity markets and, therefore, in Brazil, this renewable and clean form of generation is already a reality. This is a result of the growing investments that contribute to the decrease in the costs of this technology, in addition to the publication of Law 14,300/2022, which offers legal certainty for the Distributed Generation of electricity in Brazil, contributing to the awakening of the interest of the final consumer in use it, in order to obtain the benefits highlighted by the literature. In addition, electric power concessionaires observe benefits in the power flow, in the voltage profile and in the quality of electric power as a whole. However, assessing the technical and economic feasibility of implementing a photovoltaic system after the enactment of Law 14,300/2022, becomes essential, so that the consumer's interest can materialize in a profitable investment. The objective of this work is to evaluate the technical and economic feasibility related to the implementation of a photovoltaic system in a commercial electrical installation, located in the municipality of Palhoça/SC, through the use of known methods of investment analysis, provided by Financial Mathematics. Initially sought to survey the potential of solar energy on site, so that the sizing of the system could then be carried out. To assess the economic viability of the project, it was necessary to raise all associated costs, starting from the initial investments and the revenue provided by the reduction of dependence on electricity supplied by the local distributor. With the project's cash flow duly constructed, throughout its useful life, the economic evaluation was made through the application of the Internal Rate of Return (IRR), Net Present Value (NPV) and of the Capital Recovery Time (Payback). The results show that the implementation of the photovoltaic system is economically viable, providing the economic advantages that allow not only the reduction of expenses with electric energy, but also the increase of the competitiveness of the commercial establishment, within its branch of economic activity.

Keywords: Distributed generation. Self-production of Electric Energy. Photovoltaic Solar Generation. Economic viability.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Participação das fontes de energia na matriz elétrica brasileira	23
Figura 2 - Estruturas de bandas de energia	25
Figura 3 - Geração do par elétron-lacuna na conversão solar fotovoltaica	26
Figura 4 - Mercado mundial de diferentes tecnologias fotovoltaicas	29
Figura 5 - Principais tecnologias de células fotovoltaicas existentes atualmente.....	29
Figura 6 - Célula de silício policristalino	30
Figura 7 - Célula de silício monocristalino	30
Figura 8 - Estrutura física de um típico módulo fotovoltaico	31
Figura 9 - Circuito equivalente ideal da célula fotovoltaica.....	32
Figura 10 - Circuito equivalente de um modelo real de célula fotovoltaica.....	34
Figura 11 - Curvas corrente-tensão e potência-tensão de um módulo.....	36
Figura 12 - Influência da radiação solar na operação do módulo fotovoltaico.....	38
Figura 13 – Influência da temperatura na operação do módulo fotovoltaico	39
Figura 14 - Representação de um sistema fotovoltaico isolado sem inversor.....	40
Figura 15 - Representação de um sistema fotovoltaico conectado à rede.....	41
Figura 16 - Composição da tarifa para consumidores do grupo B	45
Figura 17 – Aumento gradativo do percentual sobre o valor do Fio B.....	45
Figura 18- Componentes de um sistema fotovoltaico conectado à rede.....	46
Figura 19- Módulos fotovoltaicos instalados no telhado de uma edificação.....	47
Figura 20 – Ângulo azimutal e ângulo de inclinação dos módulos fotovoltaicos	48
Figura 21 – Inversores de sistema fotovoltaico conectado à rede.....	50
Figura 22 - Funcionamento do sistema de SPPM	52
Figura 23 - Caixa de junção (<i>String Box</i>)	53
Figura 24 - Esquema de aterramento associado ao sistema fotovoltaico	56
Figura 25- Representação de um sistema solar fotovoltaico.....	61
Figura 26 - Recorte da tabela 4 da NBR 16690:2019	62
Figura 27 - Esquema de ligação do condutor de proteção.....	67
Figura 28 - Árvore de decisão para aterramento de partes condutoras	68
Figura 29 - Recorte da Tabela 31 NBR 5410:2004	71
Figura 30 – Recorte da Tabela 49 da ABNT NBR 5410:2004	71
Figura 31 - Modelo de fluxo de caixa	74
Figura 32- Localização da edificação objeto de estudo.....	77
Figura 33- ângulo de azimute da edificação em relação ao norte geográfico	79

Figura 34 - Esquema de ligação dos módulos fotovoltaicos	85
Figura 35 - Recorte da tabela 5 da NBR 16690:2019	87
Figura 36 - Recorte da Tabela de Capacidade de condução de Corrente	87
Figura 37 - Recorte da tabela 40 da ABNT NBR 5410:2004	88
Figura 38- Recorte da tabela 42 da ABNT NBR 5410:2004	89
Figura 39 - Modos de instalação em eletrodutos métodos B1	89
Figura 40 - Recorte da tabela 37 ABNT NBR 5410:2004	90
Figura 41 - Cabo solar	91
Figura 42 – Cabos que atendem a NBR 7286	91
Figura 43 - Percentuais aplicados no município de Palhoça para a COSIP	100

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Escolha do ângulo de inclinação do módulo	48
Tabela 2 - Irradiação global solar diária média em Palhoça/SC.....	80
Tabela 3 - Consumo mensal de energia elétrica [kWh].....	81
Tabela 4 - Índice Nacional de Preço Ao Consumidor Amplo (IPCA)	96
Tabela 5 - Índice anual acumulado da taxa de juros básica Selic.....	97
Tabela 6 - Percentual dos impostos PIS e COFINS nos meses de 2022.....	99
Tabela 7 - Fluxo de caixa do projeto fotovoltaico	105
Tabela 8 – Resultados da avaliação econômica do projeto.....	106
Tabela 9 – Sensibilidade com relação à margem de lucro.....	107
Tabela 10 – Sensibilidade com relação à margem de lucro e tarifa constante.....	108

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Seção mínima do condutor de proteção.....	67
Quadro 2 - Informações técnicas da Academia Gfitness	78
Quadro 3 - Características elétricas e térmicas do módulo escolhido.....	82
Quadro 4 - Características elétricas do inversor escolhido	84
Quadro 5 – Equipamentos e materiais utilizados no sistema fotovoltaico.....	95

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CELESC	Centrais Elétricas do Estado de Santa Catarina
CHESF	Companhia Hidroelétrica do São Francisco
COPOM	Comitê de Política Monetária
CRESESB	Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sergio de Salvo Brito
DPS	Dispositivo de Proteção contra Sobretensão
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FDI	Fator de Dimensionamento de Inversores
FF	Fator de Forma
GD	Geração Distribuída
HSP	Horas de Sol Pleno
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IFSC	Instituto Federal de Santa Catarina
INEE	Instituto Nacional de Eficiência Energética
IPCA	Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo
IT	Impedância-Terra
MIGDI	Microsistema Isolado de Geração e Distribuição de Energia Elétrica
MPPT	Rastreamento do Ponto de Máxima Potência
REN	Resolução Normativa
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
SIGFI	Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fontes Intermitentes
SPDA	Sistema de Proteção contra Descargas Atmosféricas
STC	Condições de Teste Padrão
TE	Tarifa de Energia
TIR	Taxa Interna de Retorno

TMA	Taxa Mínima de Atratividade
TN	Terra-Neutro
TN-C	Terra-Neutro Comum
TN-C-S	Terra-Neutro Misto
TN-S	Terra-Neutro Separados
TT	Terra-Terra
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
UV	Ultravioleta
VPL	Valor Presente Líquido

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	16
1.1	Justificativa	17
1.2	Definição do problema.....	18
1.3	Objetivo geral	19
1.4	Objetivos específicos	20
1.5	Estrutura do trabalho.....	20
2	REVISÃO DA LITERATURA	22
2.1	Conceito de energia renovável	22
2.2	Energia solar fotovoltaica	23
2.3	Tecnologia de células fotovoltaicas	28
2.4	Características elétricas das células fotovoltaicas.....	31
2.4.1	Circuito equivalente da célula fotovoltaica.....	31
2.4.2	Curvas características e ponto de máxima potência	35
2.5	Sistemas fotovoltaicos	39
2.5.1	Sistema não conectado à rede de distribuição (<i>OFF-GRID</i>)	39
2.5.2	Sistema conectado à rede de distribuição (<i>ON-GRID</i>)	40
2.6	Geração distribuída	41
2.7	Compensação de energia.....	43
3	DIMENSIONAMENTO DE UM SISTEMA DE GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICO.....	46
3.1	Componentes de um sistema solar fotovoltaico.....	46
3.1.1	Módulos fotovoltaicos	47
3.1.2	Inversor de frequência	49
3.1.3	Caixa de junção e dispositivos de proteção e seccionamento	53
3.1.4	Aterramento e sistema de proteção contra descargas atmosféricas	54
3.2	Etapas para o dimensionamento de um sistema solar fotovoltaico ...	57
3.2.1	Determinação da quantidade de radiação solar disponível no local.....	58
3.2.2	Localização e orientação dos módulos fotovoltaicos.....	59
3.2.3	Levantamento do consumo de energia elétrica da unidade consumidora .	59
3.2.4	Determinação da potência total do sistema e da quantidade total de módulos fotovoltaicos	60
3.2.5	Dimensionamento do inversor de frequência	61
3.2.6	Dimensionamento dos condutores de força	63
3.2.7	Dimensionamento dos condutores de proteção	66
3.2.8	Dimensionamento dos disjuntores.....	68
3.2.9	Dimensionamento do dispositivo de proteção contra sobretensão	70
3.3	Conceitos da Matemática Financeira	72
3.3.1	Fluxo de caixa	73
3.3.2	Taxa mínima de atratividade	74
3.3.3	Método do valor presente líquido	74
3.3.4	Método da taxa interna de retorno	75
3.3.5	Método do tempo de recuperação do capital	76
4	ESTUDO DE CASO	76
4.1	Informações gerais sobre a unidade consumidora	77
4.2	Ângulo de azimute e inclinação do telhado.....	78
4.3	Análise solarimétrica do local de instalação	79

4.4	Consumo de energia elétrica	80
4.5	Estimativas das perdas de energia do sistema solar fotovoltaico	81
4.6	Dimensionamento dos módulos fotovoltaicos.....	82
4.7	Dimensionamento do inversor de frequência	83
4.8	Esquema de ligação dos módulos fotovoltaicos	84
4.9	Dimensionamento dos condutores.....	86
4.9.1	Dimensionamento dos condutores no circuito CC.....	86
4.9.2	Dimensionamento dos condutores no circuito CA.....	92
4.9.3	Dimensionamento dos condutores de proteção	92
4.10	Dimensionamento dos disjuntores.....	93
4.11	Dimensionamento dos dispositivos de proteção contra sobretensão	93
4.12	Levantamento dos custos do sistema fotovoltaico	94
4.13	Avaliação econômica do sistema fotovoltaico	96
4.13.1	Custos de manutenção e de substituição de equipamentos	97
4.13.2	Tributos sobre a energia elétrica	98
4.13.3	Fluxo de caixa do projeto fotovoltaico	101
4.13.4	Resultados da avaliação econômica do projeto	106
4.13.5	Análise de sensibilidade	106
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS E PROPOSTAS PARA TRABALHOS FUTUROS.....	109
5.1	Propostas para trabalhos futuros	110
	REFERÊNCIAS.....	112
	APÊNDICE A – PLANILHAS PARA O FLUXO DE CAIXA.....	119
	ANEXO A – FOLHAS DE DADOS DO MÓDULO FOTOVOLTAICO E DO INVERSOR DE FREQUÊNCIA.....	123

1 INTRODUÇÃO

A energia elétrica é vital à sociedade moderna, sendo primordial para se produzir bens oriundos de recursos naturais e para se obter serviços com os quais têm-se benefícios extraordinários. Para isso, o fornecimento adequado e confiável desse produto é condição necessária para o desenvolvimento e bem-estar dos cidadãos.

Há indícios de que o controle do fogo por hominídeos, se fez há quase 2 milhões de anos (BOWMAN *et al.*, 2009). Inicialmente, a energia na sociedade primitiva era extraída da lenha das florestas, para aquecer e cozinhar com custo insignificante, porém aos poucos, o consumo de energia foi aumentando tanto que a necessidade da utilização de outras formas de energia, além da energia térmica, se fez necessária.

Segundo Carvalho (2014), na Inglaterra do século XVIII, a extração de madeira estava devastando as florestas; no entanto, o carvão era abundante e barato, de modo que, em pouco tempo essa fonte de energia passou à frente da madeira. Embora o carvão ainda seja uma fonte de energia bastante consumida, foi o petróleo que se estabeleceu como fonte de energia no modelo industrial moderno. Até o momento não foram encontrados substitutos comparáveis ao petróleo e ao gás natural no que diz respeito à densidade energética, à transportabilidade e a outras características que lhes conferem atributos ideais para o uso em larga escala. Porém, o petróleo e o gás natural, que são energias de origem fóssil, não são fontes limpas e renováveis, tornando-os insustentáveis na utilização a longo prazo, pois são responsáveis pela intensificação do efeito estufa e pelo agravamento dos problemas vinculados ao aquecimento global. Sendo assim, foram encontradas alternativas para alguns dos atuais usos do petróleo ou do gás.

As fontes hidráulica, eólica, fotovoltaica e biomassa são utilizadas como fontes primárias na produção de energia elétrica e trazem atributos de recursos energéticos de baixo custo e de baixo impacto ambiental. No Brasil, onde há uma abundância de rios, e por isso um dos países mais ricos em recursos hídricos, a matriz elétrica é predominantemente hidráulica, devido ao grande potencial energético e a um custo relativamente baixo para geração de energia elétrica por meio dessa fonte.

Uma grande parcela da energia elétrica gerada para o consumo no país vem de hidrelétricas, um total de 65,2% (EPE, 2021), mas a grande questão é que em casos de escassez hídrica, como ocorreu em 2020 e 2021, toda a cadeia fica prejudicada e precisa-se optar por outras fontes de energia que podem ser mais caras e/ou mais poluentes. O objetivo é que outras fontes renováveis e limpas sejam inseridas nessa matriz para mitigar os impactos dos períodos de poucas chuvas e minimizar a utilização de fontes mais poluentes. No Brasil, dispõe-se de outras fontes em abundância, destacando-se a energia eólica e a energia solar.

O Brasil é o quinto país do mundo em extensão territorial, ocupando uma área acima de 8,5 milhões de quilômetros quadrados (IBGE, 2022). A maior parte de seu território localiza-se geograficamente entre o Trópico de Capricórnio e a Linha do Equador, onde é observada pouca variação na duração do período diurno e onde os raios solares incidem em ângulos menos inclinados em relação à superfície terrestre, tornando a região adequada para a captura dessa radiação (DIAS *et al.*, 2017). Com isso, considerando a maior ocorrência de dias ensolarados que ocorrem no país, esse apresenta uma alta irradiação solar média, favorecendo a geração de energia elétrica por meio da tecnologia fotovoltaica.

Segundo Costa (2021), dentre as diversas categorias de energia renovável, a solar fotovoltaica experimentou uma grande expansão em nível global na última década e tem potencial para ocupar significativa parcela na geração de energia elétrica nacional. Sendo assim, nesse trabalho pretende-se mostrar os resultados econométricos da implantação de um sistema fotovoltaico para geração de energia elétrica, com o objetivo de suprir o consumo de uma instalação elétrica comercial, e destacar que, considerando o grande potencial energético solar do Brasil, existe uma grande possibilidade de viabilidade econômica para a implantação de tal sistema.

1.1 Justificativa

Os gastos com o consumo de energia elétrica em estabelecimentos comerciais são elevados. A redução desses gastos permite o aumento da competitividade do negócio, por meio da realização de investimentos que visam a ampliação, modernização e aumento de produção, resultando no aumento da margem de lucro.

A redução do consumo de energia elétrica proveniente das concessionárias de distribuição, em instalações comerciais, pode ser obtida por meio da utilização da energia solar fotovoltaica, considerada uma fonte de energia limpa e renovável, o que vai ao encontro do conceito de desenvolvimento sustentável. Além disso, trata-se de uma fonte primária para a produção de energia elétrica que apresenta potencial considerável no Brasil.

A utilização dessa forma de energia se consolida com a publicação da Resolução Normativa ANEEL nº 482, de 17 de abril de 2012 (ANEEL, 2012a), na qual fica estabelecido o *net metering* ou medida da energia líquida. Desse modo, passa a existir a possibilidade de que qualquer consumidor final possa gerar energia elétrica para consumo próprio, e para a rede de distribuição, obtendo créditos em quilowatts-hora (kWh), sempre que o sistema fotovoltaico produzir mais energia do que o que for consumido no mês. A utilização desses créditos fica disponível por um período de 60 meses (ANEEL, 2022b).

A energia solar, no contexto da autoprodução de energia elétrica, traz benefícios para o sistema elétrico como um todo e para o consumidor que adotar tal alternativa para o suprimento de energia elétrica. Assim, esse trabalho se justifica pelo fato de se encontrar no contexto do desenvolvimento sustentável e da utilização de fontes limpas de energia, temas bastante relevantes para a sociedade de um modo geral. O foco na geração solar fotovoltaica se justifica, pelo considerável potencial existente no Brasil e pelo fato de ser uma tecnologia para geração de energia elétrica já consolidada. Além disso, tem-se como proposta a realização de um estudo de viabilidade econômica consistente, com o objetivo de mostrar os benefícios que podem ser obtidos por meio da redução da dependência com relação à energia elétrica fornecida pelas concessionárias de distribuição.

1.2 Definição do problema

Uma instalação elétrica comercial apresenta um consumo de energia elétrica elevado, resultando em gastos que podem comprometer o seu desempenho econômico. Vislumbra-se a possibilidade de utilizar a energia solar fotovoltaica no sentido de reduzir a dependência com relação ao suprimento de energia elétrica

proveniente da concessionária de distribuição, considerando que o preço do produto está atrelado, entre outras coisas, às flutuações da oferta de energia hídrica.

Considerando-se o investimento inicial significativo para a implantação de um sistema fotovoltaico, torna-se necessário o correto dimensionamento da capacidade de produção do sistema, baseado no levantamento do potencial solar do local, evitando o sub ou o superdimensionamento do mesmo. Além disso, torna-se necessária a realização de uma análise de viabilidade econômica consistente por meio da utilização dos métodos tradicionais disponíveis na literatura.

Para evitar os impactos negativos relacionados com a realização de um investimento sem qualquer tipo de estudo prévio, define-se o problema, alvo do trabalho proposto, da seguinte forma: qual a viabilidade econômica da implantação de um sistema de geração solar fotovoltaica, para a redução imediata dos gastos com o consumo de energia elétrica, em uma instalação elétrica comercial, localizada no município de Palhoça/SC?

A premissa inicial é de que o potencial de geração de energia solar no Brasil é alto, restando então, o estabelecimento dos procedimentos necessários ao dimensionamento e orçamento do sistema, à quantificação dos benefícios referentes à redução do consumo da energia elétrica fornecida pela concessionária e à avaliação econômica. Com isso, tem-se um conjunto de informações que orientam o proprietário do estabelecimento em estudo, quanto à tomada de decisão referente à realização do investimento.

1.3 Objetivo geral

Analisar, técnica e economicamente, a energia solar fotovoltaica como alternativa para a redução da dependência quanto ao fornecimento de energia elétrica da concessionária de distribuição, em uma instalação elétrica comercial localizada no município de Palhoça/SC.

1.4 Objetivos específicos

Como objetivos específicos, propõe-se:

- a) apresentar as vantagens da geração fotovoltaica para o sistema elétrico e para o consumidor;
- b) apresentar a fundamentação teórica e a legislação pertinente à geração fotovoltaica;
- c) identificar os componentes de um sistema de energia solar fotovoltaica;
- d) apresentar os procedimentos para o levantamento do potencial solar de uma região;
- e) apresentar os procedimentos para o dimensionamento de um sistema solar fotovoltaico;
- f) identificar os custos e as receitas associadas a um sistema solar fotovoltaico;
- g) apresentar os procedimentos para a avaliação da viabilidade econômica de um sistema solar fotovoltaico;
- h) apresentar um estudo de caso referente ao dimensionamento, análise de viabilidade econômica e implantação de um sistema solar fotovoltaico para o fornecimento de energia elétrica para uma instalação elétrica comercial.

1.5 Estrutura do trabalho

Este trabalho foi organizado em cinco capítulos. No primeiro capítulo apresenta-se uma introdução ao tema, a justificativa, a definição do problema, o objetivo geral e os objetivos específicos.

O segundo capítulo contém a revisão bibliográfica, com a apresentação dos tópicos de energia renovável, de energia solar fotovoltaica, de geração distribuída e de compensação de energia. No terceiro capítulo, apresentam-se os componentes de um sistema solar fotovoltaico, bem como os procedimentos para o dimensionamento do mesmo, além dos conceitos da Matemática Financeira e os métodos de análise de investimentos, destinados à avaliação da viabilidade econômica do projeto.

No quarto capítulo, é apresentado o estudo de caso, referente ao projeto, instalação e análise da viabilidade econômica de um sistema fotovoltaico, destinado ao suprimento de energia elétrica em uma instalação elétrica comercial. O quinto capítulo é destinado à apresentação das considerações finais e propostas para trabalhos futuros.

Por fim, apresentam-se as Referências, o Apêndice A, com as planilhas utilizadas para a construção do fluxo de caixa do projeto fotovoltaico e o Anexo A, com as folhas de dados dos módulos fotovoltaicos e do inversor de frequência, selecionados para o sistema.

2 REVISÃO DA LITERATURA

Os tópicos abordados nesse capítulo, referem-se à revisão da literatura, nas áreas de energia renovável, energia solar fotovoltaica, geração distribuída e compensação de energia. Tal revisão teve como objetivo buscar o embasamento teórico necessário ao desenvolvimento do trabalho proposto.

2.1 Conceito de energia renovável

Segundo Montecinos e Carvajal (2018), em sua definição mais básica, energia é a capacidade que algo tem para realizar trabalho ou uma ação. A energia não se cria, nem se destrói, se conserva; e pode transformar-se de uma forma a outra. Podemos agrupar as várias formas de energia em energias renováveis e não renováveis.

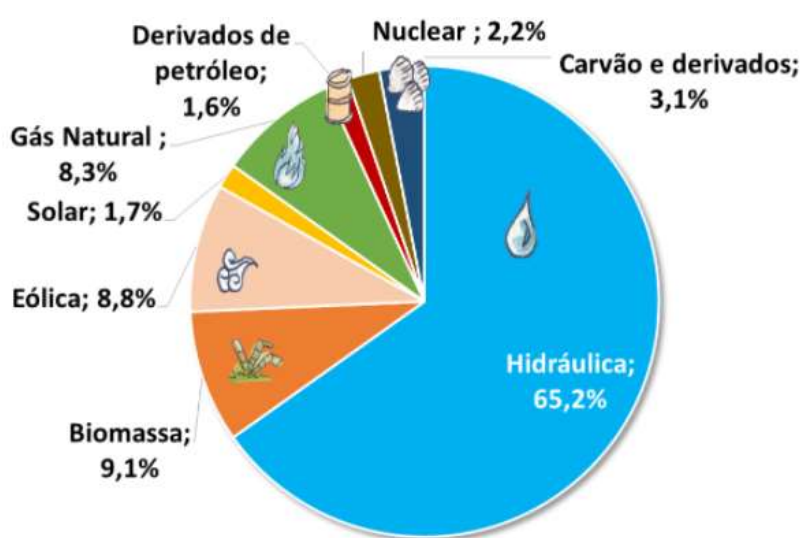
Energia renovável é uma energia que advém de processos naturais que são ou podem ser reabastecidos. Segundo Pinho e Galdino (2014), o Sol, principal fonte de energia do planeta, tanto como fonte de calor quanto de luz, é inesgotável na escala terrestre do tempo e por isso considerado renovável. Essa fonte de energia é hoje uma das alternativas energéticas mais promissoras para prover a energia elétrica necessária ao desenvolvimento humano.

Um recurso energético é renovável quando seu tempo de recuperação é menor ou semelhante ao tempo de exploração, como no caso do sol, do vento e da água, enquanto os combustíveis fósseis, que levam milhões de anos para se recuperar, são considerados recursos não renováveis. Mesmo estando disponíveis gratuitamente e sendo consideradas fontes de energia limpa, alguns aspectos e impactos ambientais estão envolvidos com essas tecnologias, ou seja, nenhuma fonte de energia pode ser considerada totalmente limpa e sim, deve-se considerar que umas causam menos impacto ambiental que outras (MONTECINOS; CARVAJAL, 2018).

Os impactos ambientais causados por fontes de geração renováveis são menores quando comparados aos causados por fontes fósseis, como o petróleo, o gás natural e o carvão mineral. O Brasil é um dos países que mais possui potencial

de fontes renováveis e faz uso dessas fontes em sua matriz elétrica. Como se pode observar na Figura 1, a fonte hidráulica foi, em 2020, responsável por 65,2% da matriz elétrica no Brasil. No entanto, a ocorrência de crises hídricas em alguns períodos, evidencia a necessidade de se buscar outras opções de fontes renováveis. Nessa busca, uma das opções é a geração de energia elétrica por transformação direta da energia solar, ou seja, a fonte de geração fotovoltaica.

Figura 1 - Participação das fontes de energia na matriz elétrica brasileira



Fonte: EPE (2020).

2.2 Energia solar fotovoltaica

Segundo Zilles *et al.* (2012), a transformação da energia solar contida em fótons, propagada na onda eletromagnética sobretudo no espectro do visível e da luz infravermelha, em energia elétrica é um fenômeno físico conhecido como efeito fotovoltaico. O termo “fotovoltaico” vem do grego *photos*, que significa luz, e de Volta, nome do físico italiano que, em 1800, descobriu a pilha elétrica. O físico francês Edmond Becquerel, em 1839, foi a primeira pessoa a observar o fenômeno fotovoltaico, utilizando uma célula eletroquímica para gerar uma diferença de potencial entre dois eletrodos, quando o dispositivo era submetido à luz.

Do ponto de vista clássico, a luz é um fenômeno eletromagnético ondulatório, aceito no início de 1800 pelos experimentos de Thomas Young, François

Aragon e Augustin Jean Fresnel; e descrito matematicamente, no final da década de 1860, pelas equações de Maxwell (Lima *et al.*, 2020). Contudo, não é possível compreender inteiramente a interação da luz com a matéria por meio dessa descrição ondulatória, sendo necessário introduzir o conceito de fóton, a quantidade elementar de energia carregada em pacotes pela onda, evidenciando o seu aspecto corpuscular.

Esse que foi explicado por Einstein, ao examinar o efeito fotoelétrico – liberação de elétrons de certos metais quando atingidos pela luz. Com isso, o fenômeno fotovoltaico se explica a partir do grande avanço científico do século XX, ou seja, o desenvolvimento da mecânica quântica a qual afirma que qualquer radiação eletromagnética possui pacotes de energia chamados de fótons, sendo que a quantidade de energia em um fóton é dada pela chamada equação fundamental da teoria quântica, conforme mostrado na Equação 1. A quantidade de energia carregada por um fóton está associada a frequência da luz incidente, mostrada por meio da relação de Planck.

$$E = h \cdot f \tag{1}$$

Onde:

E = energia de um determinado fóton (J)

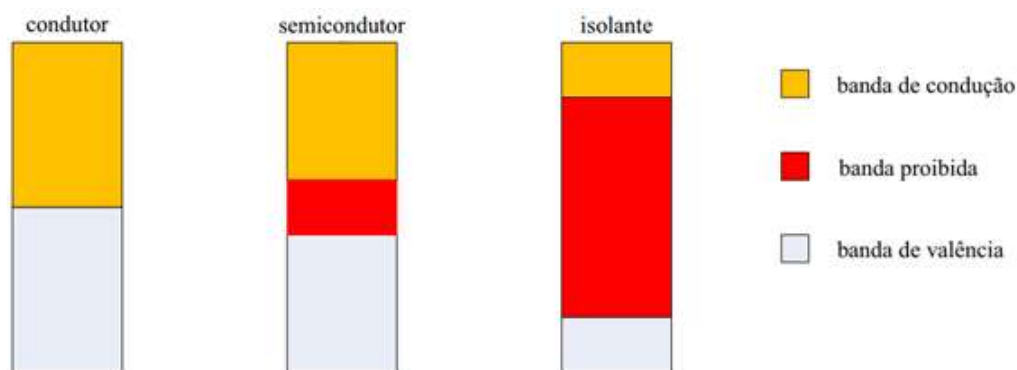
h = constante de Planck (J.s)

f = frequência da onda eletromagnética (Hz)

No processo de conversão da energia solar em energia elétrica, a célula fotovoltaica é a unidade básica fundamental, que converte essa energia sem ruído, poluição ou partes móveis. Construída, em quase sua totalidade, com o silício, um elemento semicondutor que é extraído do dióxido de silício (SiO_2), o segundo mineral mais abundante no globo terrestre. Esse, inicialmente, encontra-se na sua forma primária de areia e então passa por uma série de processos físico-químicos até chegar a um altíssimo grau de pureza e assim é desenvolvido para formar cristais puros do elemento. Os cristais de silício devem receber energia por meio de seus elétrons da banda de valência para que possam atravessar a chamada banda proibida e chegar à banda de condução. A energia solar transportada em pacotes (fótons) é transferida

para os elétrons, sendo que dois elétrons não compartilham o mesmo pacote e um elétron não recebe energia de mais de um pacote. A Figura 2 ilustra o modelo utilizado para representar a estrutura de bandas de energia para a condutividade elétrica de um elemento, sendo a dimensão vertical usada para representar o nível de energia.

Figura 2 - Estruturas de bandas de energia



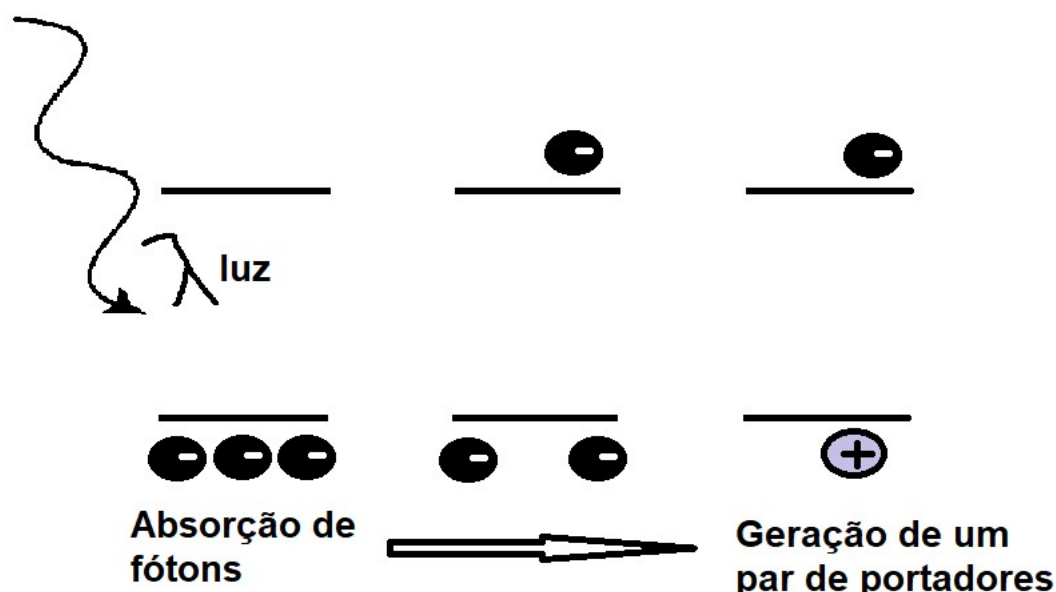
Fonte: Adaptado de Pinho e Galdino (2014, p. 105).

Segundo Lima *et al.* (2020), a diferença entre isolantes e semicondutores está essencialmente no valor do *gap* de energia.

Enquanto um material bom condutor, geralmente metálico, possui sua banda de valência apenas parcialmente preenchida, havendo níveis de energia disponíveis e não preenchidos sem separação por um *gap*, semicondutores e isolantes possuem um *gap* de energia entre uma banda totalmente preenchida, denominada usualmente banda de valência, e uma banda de energia totalmente vazia, denominada banda de condução. (Lima *et al.*, 2020, p. 3).

Quando estimulado por fótons com energia suficiente para romper a banda proibida, alguns elétrons podem se movimentar livremente pelo material e com isso deixar lacunas e ter como resultado a geração de um par de portadores de cargas. A Figura 3 ilustra os fundamentos básicos da conversão solar fotovoltaica.

Figura 3 - Geração do par elétron-lacuna na conversão solar fotovoltaica



Fonte: Adaptado de Zilles *et al.* (2012, p.14).

Mesmo com o surgimento de uma diferença de potencial com a geração do par elétron-lacuna, após a incidência de luz nesses dispositivos, o aproveitamento da energia elétrica não é alcançado, pois os portadores de cargas se recombinam rapidamente em consequência da ausência de um campo elétrico para se opor ao retorno dessas partículas carregadas na célula. Há, com isso, a necessidade de se fazer a dopagem, que é a adição controlada de impurezas ao cristal de silício com a adição de elementos que possuam cinco elétrons e outros que possuam três elétrons na camada de valência.

Assim, a célula fotovoltaica é dividida em duas regiões, uma com adição de elemento trivalente, que provoca o aparecimento de lacunas e a outra com adição de elemento pentavalente, que provoca o aparecimento de elétrons livres. Os elementos mais utilizados como pentavalentes são o fósforo, o arsênio e o antimônio, e como elementos trivalentes o boro, o gálio e o índio ou o alumínio. Essas regiões são chamadas de região do tipo **p** e região do tipo **n**, respectivamente. Entre as regiões tipo **p** e tipo **n** forma-se a junção **p-n**, que possui como principal função estabelecer um campo elétrico interno responsável pela formação da conversão fotovoltaica (ZILLES *et al.*, 2020).

Então, a célula fotovoltaica, com elemento semicondutor silício na sua quase totalidade e dopada com elementos tri e pentavalentes, quando iluminada, tem seus elétrons da banda de valência energizados por fótons, e com isso absorve energia desses. Se essa energia for suficiente para levá-los a banda de condução, criam-se vários pares elétron-lacuna que possibilitam a conversão fotovoltaica.

O desenvolvimento do primeiro dispositivo fotovoltaico se deu em 1876, entretanto a sua produção industrial se efetiva em 1956, com a intenção das potências mundiais da época chegarem ao espaço. Essa produção buscava suprir o fornecimento de energia elétrica durante o intervalo de permanência na viagem. Outros acontecimentos também suscitaram interesse na aplicação da energia solar, com a utilização desse dispositivo, podendo-se destacar a crise energética de 1973, ocasião que chamou a atenção do mundo para a percepção de que os recursos energéticos mais utilizados à época eram finitos (PINHO; GALDINO, 2014).

O surgimento do Protocolo de Kyoto, no final da década de 90, com um forte intuito de redução de dióxido de carbono (CO_2), por meio de políticas governamentais, principalmente na Alemanha e Japão, resultou em um crescimento no desenvolvimento e aplicação do sistema fotovoltaico no mercado de energia (PINHO; GALDINO, 2014).

Há algum tempo, no Brasil, a energia solar fotovoltaica era utilizada exclusivamente em pequenos sistemas isolados ou autônomos instalados em localidades não atendidas pela rede de distribuição de energia elétrica. Os primeiros sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica foram instalados em meados da década de 90 em concessionárias de energia elétrica e centros de pesquisa. O passo inicial na instalação de um sistema fotovoltaico foi dado pela Companhia Hidroelétrica do São Francisco (CHESF) que instalou um sistema de 11 kWp em 1995, em sua sede na cidade de Recife, PE (ABINEE, 2012).

Entretanto, até antes de 2011, a quantidade de potência instalada de sistemas fotovoltaicos, operando como unidades de geração distribuída em paralelo com a rede elétrica de baixa tensão ainda era pouco expressiva, mas a queda de preços dos sistemas fotovoltaicos caminhava com rapidez para a viabilidade econômica. Isso foi uma das principais causas para a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) adquirir uma postura proativa na confecção de regulamentação mais

adequada que colocava fim nas barreiras existentes à implantação desses sistemas (ABINEE, 2012).

Para Villalva (2015), o Brasil tem potencial para ser um dos líderes mundiais em energia fotovoltaica. Essa afirmação se confirma nos dias atuais.

O número de sistemas fotovoltaicos conectados à rede vem aumentando no Brasil, e sua utilização deverá ter um salto extraordinário nos próximos anos, o que foi possibilitado com a aprovação do uso de sistemas de geração conectados as redes de distribuição pela ANEEL através da resolução no. 482 de 2012. (VILLALVA, 2015, p.30).

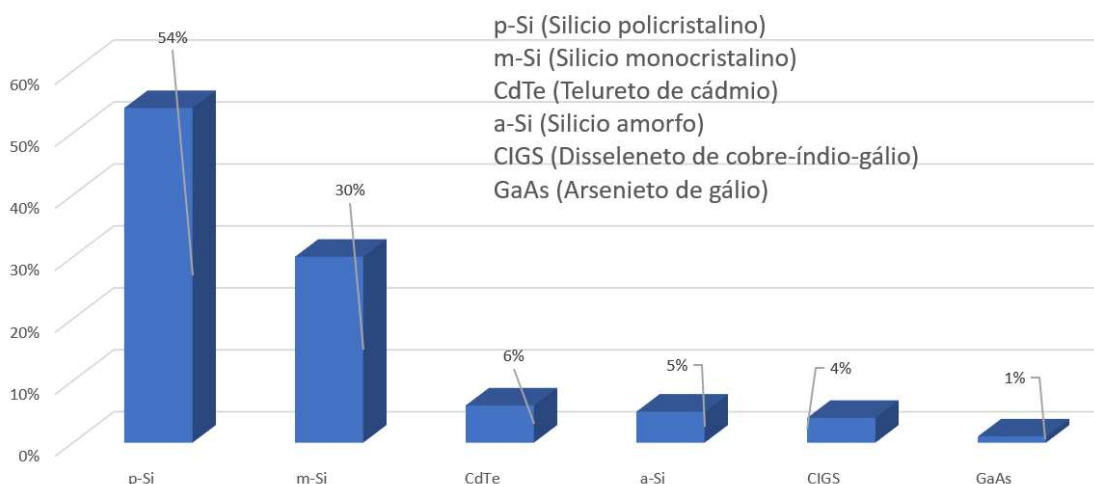
Segundo o informativo da ANEEL (2022a), publicado em 31 de março de 2022, o Brasil ultrapassou a potência instalada de 10 GW em micro e minigeração distribuída.

Brasil ultrapassou nesta quinta-feira (31/3) a marca de 10 gigawatts (GW) de potência instalada em micro e minigeração distribuída de energia elétrica, aquela que é gerada pelos próprios consumidores[...] A fonte mais utilizada para micro e minigeração distribuída é a solar fotovoltaica, com 910,6 mil micro e miniusinas e cerca de 9,9 gigawatts (GW) de potência instalada (99% do total). Essa capacidade se soma aos 4,88 GW de potência instalada por empreendedores em usinas solares de grande porte, demonstrando o crescimento exponencial da energia solar no país. (ANEEL, 2022a).

2.3 Tecnologia de células fotovoltaicas

As células fotovoltaicas de silício se destacam, por ser tal matéria prima abundante e acessível economicamente. Na Figura 4, apresenta-se a participação das principais tecnologias utilizadas comercialmente na confecção de células e módulos fotovoltaicos, com predominância para a utilização do silício policristalino que possui uma participação de 54% (OGBOMO *et al.*, 2017).

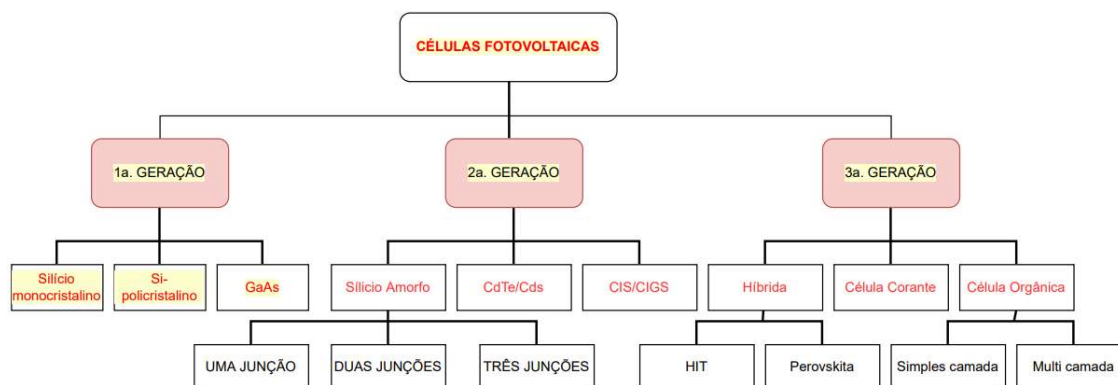
Figura 4 - Mercado mundial de diferentes tecnologias fotovoltaicas



Fonte: Adaptado de Ogbomo *et al.* (2017, p. 1227).

Existem atualmente diversas tecnologias para a fabricação de células fotovoltaicas, porém de maneira geral como apresentado na Figura 5, pode-se dividir as tecnologias existentes em três categorias (gerações). A primeira geração recebe esse nome porque corresponde às primeiras tecnologias de células fotovoltaicas que obtiveram uso comercial em meados de 1950. Além de ser a que possui maior representatividade no mercado mundial, em torno de 85%, é também a que apresenta as maiores eficiências de conversão, excluindo células com mais de uma camada (KUMAR; KUMAR, 2017).

Figura 5 - Principais tecnologias de células fotovoltaicas existentes atualmente



Fonte: Adaptado de Kumar e Kumar (2017, p. 557).

De acordo com Villalva (2015), as células de silício policristalino, mostradas na Figura 6, têm eficiência entre 13 % e 15 %, ligeiramente inferiores às de silício monocristalino, mostradas na Figura 7, que têm entre 15 % e 18 % de eficiência, entretanto, as primeiras apresentam um custo de fabricação menor e isso compensa a redução de eficiência.

Figura 6 - Célula de silício policristalino

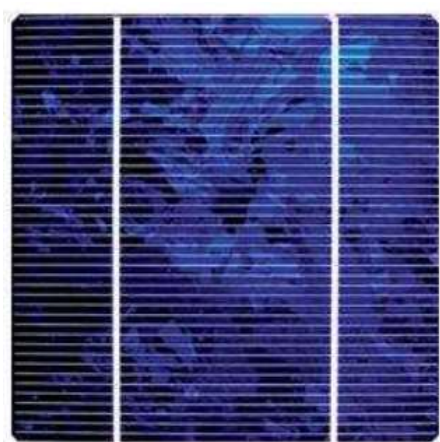


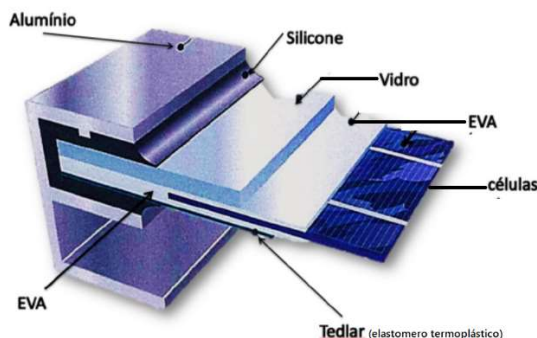
Figura 7 - Célula de silício monocristalino



Fonte: Adaptado de Hornsberg e Bowden (2010).

A célula fotovoltaica é a unidade básica de transformação de energia. Uma célula sozinha transforma pouca energia, então várias células devem ser agrupadas para produzir módulos. A construção de um módulo fotovoltaico, geralmente, dá-se como ilustra a Figura 8, onde pode-se observar vários componentes para aumentar sua resistência mecânica e facilitar a instalação.

Figura 8 - Estrutura física de um típico módulo fotovoltaico



Fonte: Adaptado de Prieb (2002 *apud* Siemens, 1996).

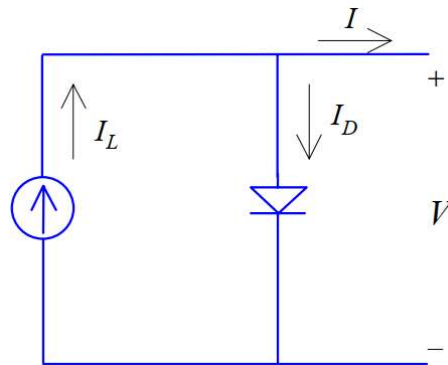
2.4 Características elétricas das células fotovoltaicas

A célula fotovoltaica é um dispositivo que transforma a energia solar em energia elétrica, com características elétricas que a diferem de outras fontes de energia. O efeito fotovoltaico acontece quando a célula é exposta à radiação solar e a transformação é consolidada por meio do campo elétrico da junção **p-n** que alimenta um circuito elétrico externo. Caso a célula, quando iluminada, não esteja conectada a nenhuma carga, aparecerá em seus terminais uma tensão chamada de tensão de circuito aberto (V_{oc}). Por outro lado, se a célula alimenta uma carga, circulará corrente elétrica pelo circuito formado por célula e carga. Assim, é possível representar a célula a partir de seus parâmetros elétricos de saída, tensão e corrente elétrica, em função de fatores de entrada (irradiância e temperatura) (ZILLES *et al.*, 2012).

2.4.1 Circuito equivalente da célula fotovoltaica

Na Figura 9 apresenta-se o circuito equivalente simplificado de uma célula fotovoltaica que se comporta como uma fonte de corrente variável, dependente da irradiação solar e, em menor grau, da variação da sua temperatura (PRIEB, 2002).

Figura 9 - Circuito equivalente ideal da célula fotovoltaica



Fonte: Adaptado de Prieb (2002, p. 9).

Analisa-se as correntes elétricas do circuito da Figura 9, por meio da 1ª Lei de Kirchhoff, conforme a Equação (2).

$$I = I_L - I_D \quad (2)$$

Onde:

I = corrente que percorre a carga (A)

I_L = corrente fotogerada pela célula fotovoltaica (A)

I_D = corrente que percorre o diodo (A)

A corrente que flui pelo diodo, em função da tensão, é descrita pela Equação 3 (ANDRADE, 2016).

$$I_D = I_o \left\{ \exp \left[\frac{e.V}{m.k.T_{cel}} \right] - 1 \right\} \quad (3)$$

Onde:

I_o = corrente de saturação reversa do diodo no escuro (A)

e = carga do elétron (C)

V = tensão aplicada aos terminais do diodo (V)

m = fator de idealidade do diodo (entre 1 e 2 para o silício monocristalino)

k = constante de Boltzmann (J/K)

T_{cel} = temperatura equivalente de operação da célula fotovoltaica (K)

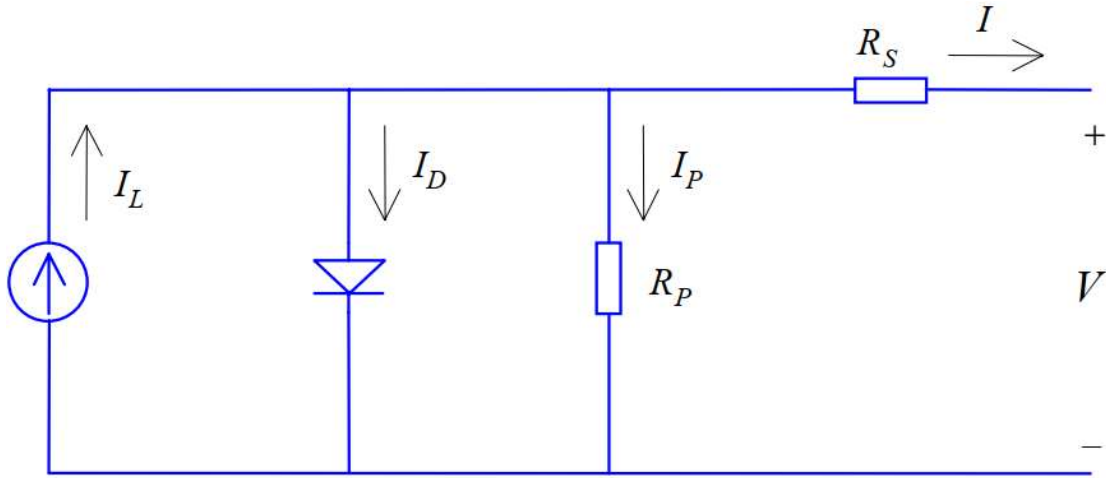
Assim, substituindo a Equação 3 na Equação 2, a corrente que percorre a carga em função da tensão, pode ser expressa pela Equação 4.

$$I = I_L - I_o \left\{ \exp \left[\frac{e \cdot V}{m \cdot k \cdot T_{cel}} \right] - 1 \right\} \quad (4)$$

Em uma condição de curto-circuito ($V = 0$), a Equação 4 mostra que a corrente do dispositivo é a própria corrente foto gerada e caso a célula esteja sem carga ($I = 0$), aparecerá uma tensão de circuito aberto (V_{oc}).

O modelo de circuito equivalente mostrado na Figura 9 desconsidera as perdas resistivas no processo de conversão fotovoltaica e na transmissão da corrente fotogerada. Em uma célula real aparecem outros fatores que provocam uma alteração do circuito ideal, o que resulta em um circuito equivalente completo, conforme apresentado na Figura 10. A resistência R_s representa as perdas ocasionadas pelo material, pelo contato metal-semicondutor e a resistência R_p representa as fugas de corrente entre as partes superior e inferior da célula, devido às irregularidades ou impurezas (ZILLES *et al.*, 2012).

Figura 10 - Circuito equivalente de um modelo real de célula fotovoltaica



Fonte: Adaptado de Prieb (2002, p. 10).

Repetindo-se a análise feita para o circuito equivalente anterior, chega-se à Equação 5.

$$I = I_L - I_D - I_p \quad (5)$$

Onde:

I = corrente que percorre a carga (A)

I_L = corrente fotogerada pela célula fotovoltaica (A)

I_D = corrente que percorre o diodo (A)

I_p = corrente de fuga (A)

Por fim, obtém-se a Equação 6.

$$I = I_L - I_o \left\{ \exp \left[\frac{e \cdot (V + I \cdot R_s)}{N_s \cdot m \cdot k \cdot T_{cel}} \right] - 1 \right\} - \left(\frac{V + I \cdot R_s}{R_p} \right) \quad (6)$$

Onde:

T_{cel} = temperatura equivalente de operação da célula fotovoltaica (K)

R_s = resistência série (Ω)

R_p = resistência paralelo (Ω)

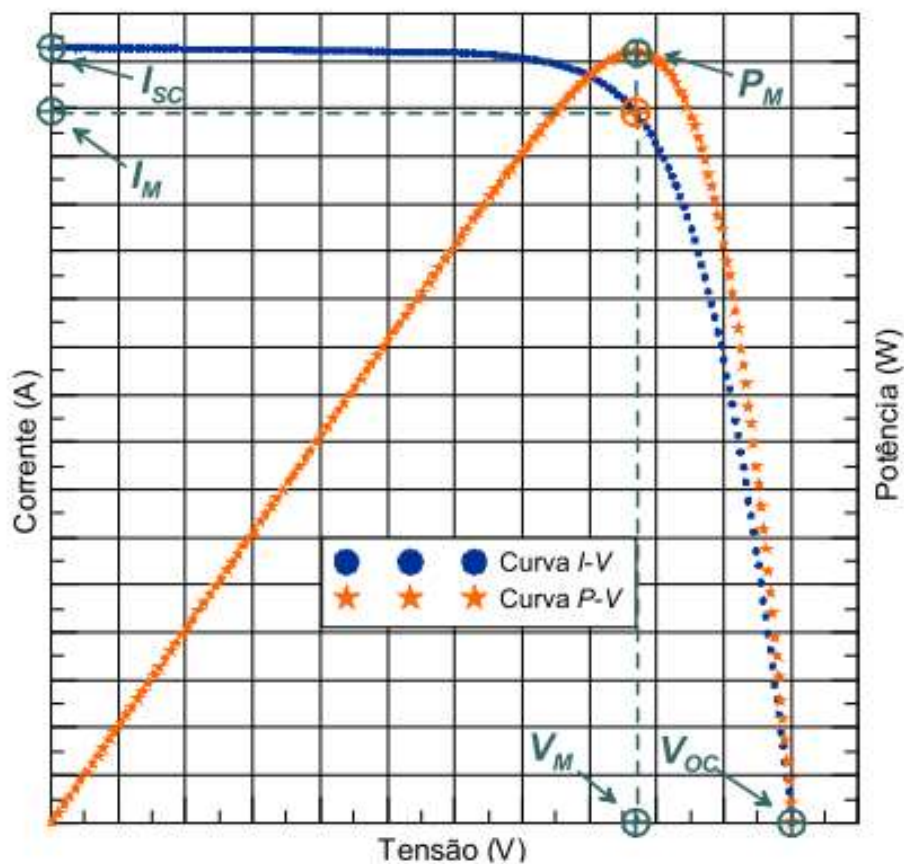
N_s = número de células associadas em série

2.4.2 Curvas características e ponto de máxima potência

As curvas características de um módulo fotovoltaico são fundamentais para a caracterização do mesmo, por permitirem a obtenção de informações referentes ao desempenho elétrico de um gerador fotovoltaico (BUHLER, 2011). Um módulo fotovoltaico possui um comportamento diferente de uma fonte elétrica convencional, pois apresenta uma tensão de saída cujo valor depende da corrente. Assim temos para um módulo fotovoltaico, o chamado ponto de operação, ou seja, o par tensão elétrica-corrente elétrica que está associado à potência conectada aos seus terminais.

A Figura 11, representa as curvas características de corrente-tensão e de potência-tensão de um módulo fotovoltaico com seus pontos principais: ponto de corrente de curto-circuito (I_{sc}), ponto de tensão de circuito aberto (V_{oc}) e ponto de máxima potência (P_M). Essas curvas descrevem o comportamento elétrico nos terminais do módulo, considerando que esse comportamento depende de muitos fatores, sendo que os dois fatores mais importantes referem-se à radiação solar incidente no plano do módulo e à temperatura de operação das células fotovoltaicas que constituem os mesmos.

Figura 11 - Curvas corrente-tensão e potência-tensão de um módulo



Fonte: Adaptado de Buhler (2011, p. 34).

Conforme indica a Figura 11 e de acordo com Buhler (2011) pode-se destacar os seguintes pontos nas curvas:

- corrente de curto-circuito (I_{sc}): corrente que o dispositivo fotovoltaico fornece quando seus terminais são interligados por um condutor com resistência elétrica aproximadamente nula;
- tensão de circuito aberto (V_{oc}): tensão que surge nos terminais de um dispositivo fotovoltaico quando entre esses não há interconexão;
- ponto de máxima potência (P_M): é a máxima potência que o dispositivo fotovoltaico é capaz de fornecer sob uma determinada condição de radiação solar e temperatura;
- corrente de máxima potência (I_M): é a corrente elétrica que o dispositivo fornece no ponto de máxima potência;

- e) tensão de máxima potência (V_M): é a tensão que surge nos terminais do dispositivo no ponto de máxima potência;
- f) fator de forma (FF): quanto maior o valor do FF de um módulo, mais retangular é a curva corrente-tensão (I-V) e, assim, melhor serão suas características elétricas. Segundo Honsberg e Bowden (2010), o máximo valor teórico que uma célula de silício monocristalino pode ter para o FF é 0,83. O valor do FF é obtido pela Equação 7.

$$FF = \frac{I_m \cdot V_m}{I_{SC} \cdot V_{OC}} \quad (7)$$

Onde:

FF = fator de forma

I_m = corrente de máxima potência (A)

V_m = tensão de máxima potência (V)

I_{SC} = corrente de curto-circuito (A)

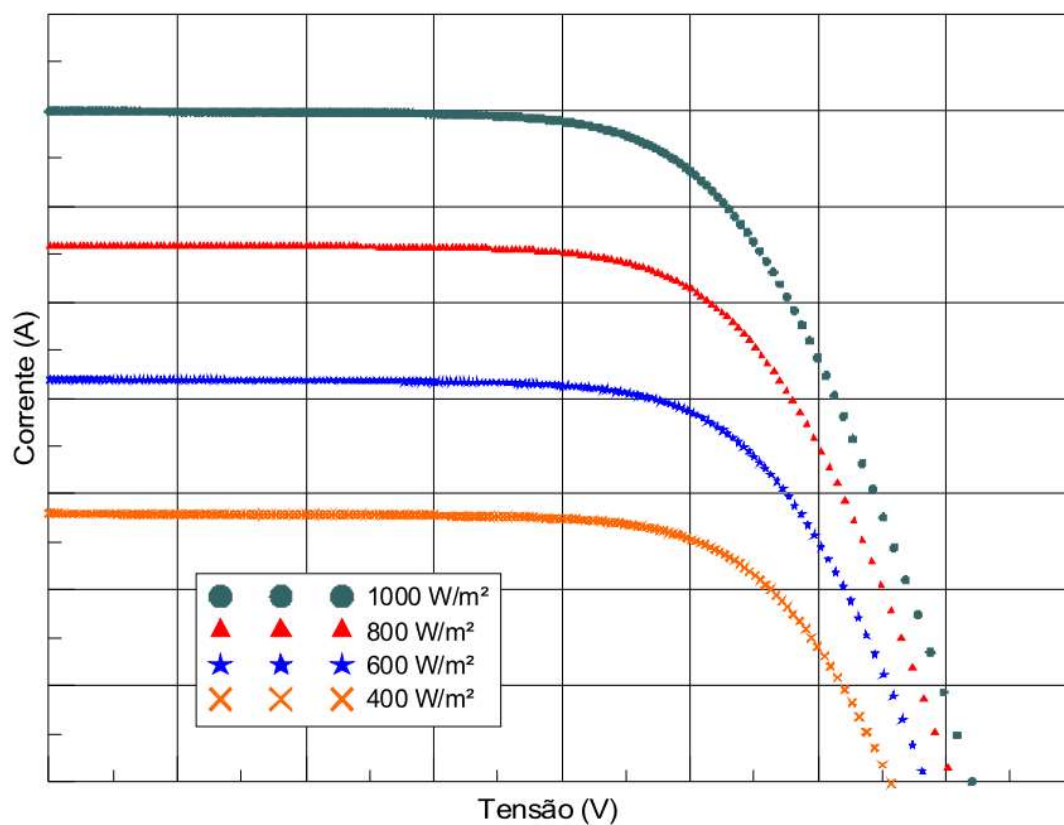
V_{OC} = tensão de circuito aberto (V)

São muitos os fatores que podem alterar as características elétricas das células fotovoltaicas. Alguns são decorrentes do processo de fabricação e do material utilizado, como as resistências série e paralelo e a seletividade de absorção do espectro solar, e outros são fatores ambientais, como a irradiância e a temperatura da célula (ZILLES *et al.*, 2012).

Conforme mostrado na Figura 12, a intensidade da radiação solar que incide sobre o módulo tem influência direta sobre a corrente elétrica que o mesmo pode fornecer, uma vez que, com um maior número de fótons incidentes, maior será o número de pares elétron-lacuna gerados. Já a temperatura tem influência na tensão que o módulo fornece em seus terminais, como mostra a Figura 13.

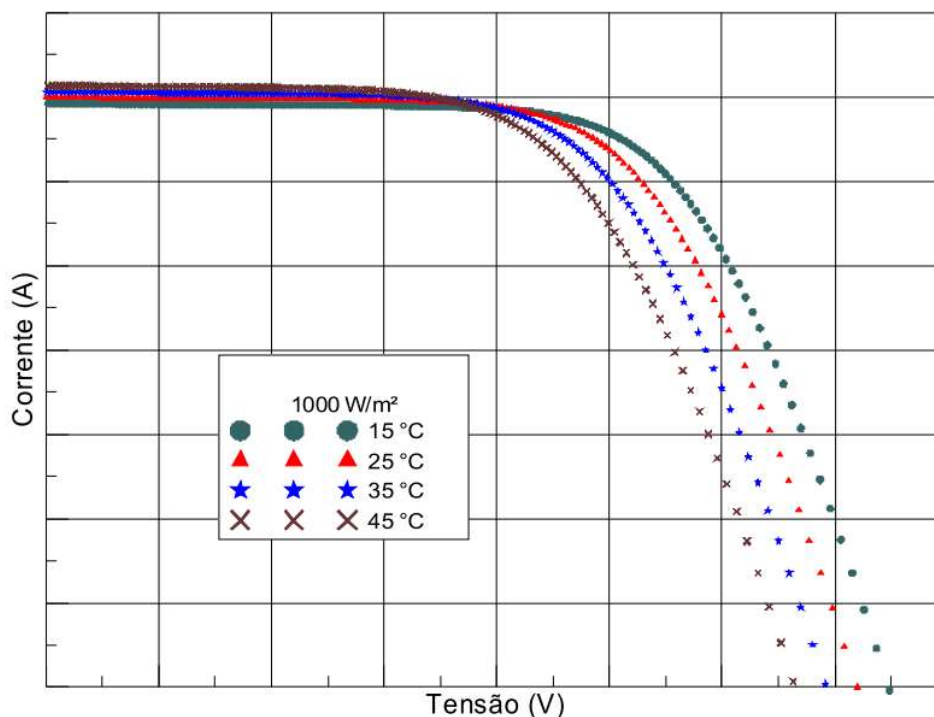
Assim, observa-se que esses parâmetros interferem na potência elétrica fornecida pelo módulo, ou seja, o aumento da temperatura diminui a potência elétrica fornecida.

Figura 12 - Influência da radiação solar na operação do módulo fotovoltaico



Fonte: Adaptado de Buhler (2011, p. 35).

Figura 13 – Influência da temperatura na operação do módulo fotovoltaico



Fonte: Adaptado de Buhler (2011, p. 37).

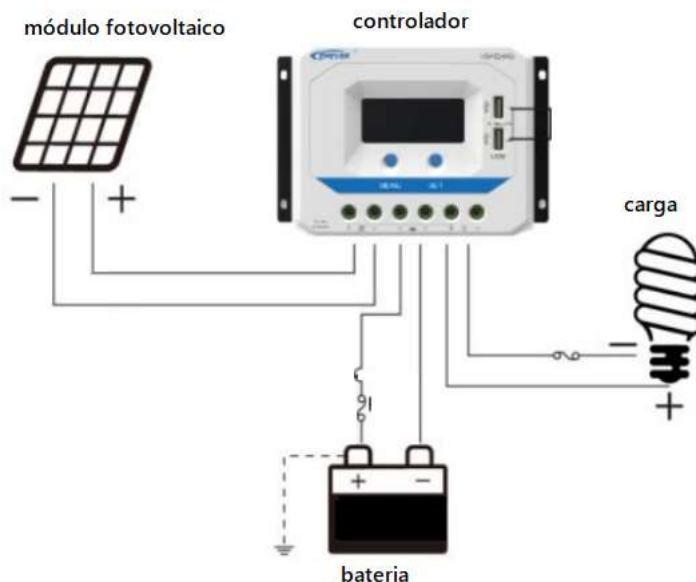
2.5 Sistemas fotovoltaicos

Existem duas possibilidades para a geração de energia elétrica a partir da energia solar fotovoltaica. A geração *Off-Grid* e a geração *On-Grid* (*Grid-Tie*), conforme apresentado a seguir.

2.5.1 Sistema não conectado à rede de distribuição (*OFF-GRID*)

O sistema de geração solar fotovoltaica *off-grid*, também denominado sistema isolado, é aquele desconectado da rede de distribuição. Como não existe a possibilidade de fornecer a energia excedente ao sistema de distribuição, esse deve ser pensado em associação a baterias. Além das baterias, o modelo *off-grid* requer o uso de controladores de carga para as mesmas, específico para aplicação fotovoltaica e o uso de um inversor de corrente contínua para corrente alternada (CC-CA), com o propósito de alimentar as cargas CA. A Figura 14, mostra o esquema de um sistema isolado sem o uso de inversor (VILLALVA, 2015).

Figura 14 - Representação de um sistema fotovoltaico isolado sem inversor



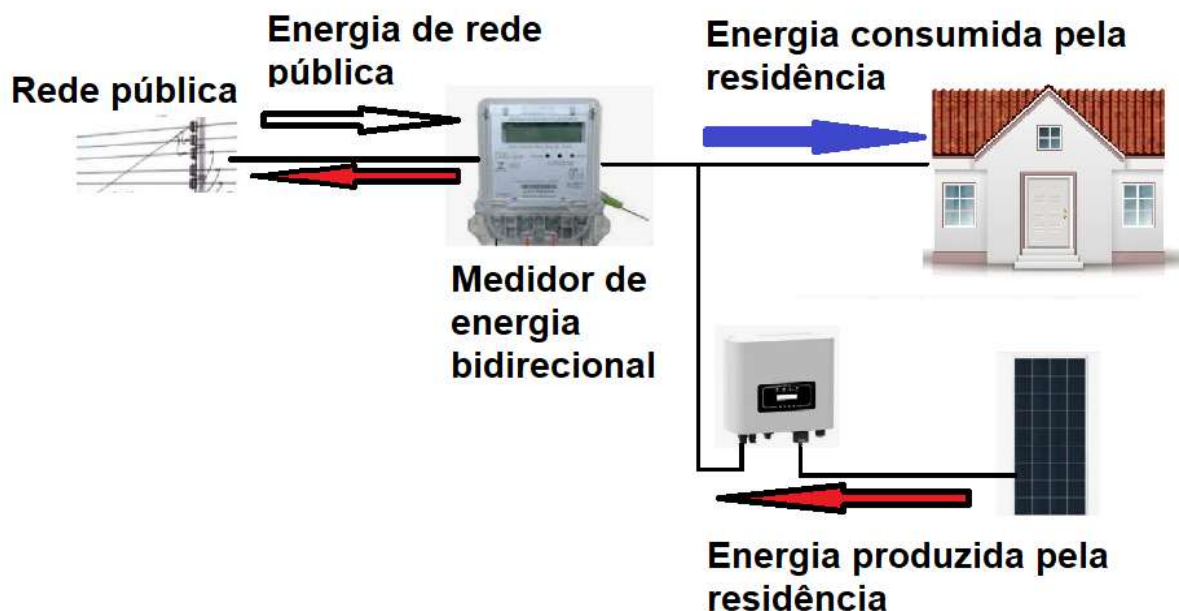
Fonte: Adaptado de Minha casa solar (2022).

A Resolução Normativa nº 83/2004, da ANEEL (ANEEL, 2004) regulamentou os sistemas *off-grid*, permitindo a inserção da geração fotovoltaica nos programas de eletrificação rural no Brasil. Essa resolução foi substituída, em junho de 2012, pela Resolução Normativa nº 493/2012 (ANEEL, 2012b), que estabelece procedimentos e condições para Microssistemas Isolados de Geração e Distribuição de Energia Elétrica (MIGDI), além do Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fontes Intermitentes (SIGFI) (PINHO; GALDINO, 2014).

2.5.2 Sistema conectado à rede de distribuição (*ON-GRID*)

Sistemas solares fotovoltaicos conectados à rede elétrica de distribuição da concessionária (SFCR), normalmente identificados como sistemas *on-grid* ou *grid-tie*, representam o foco principal desse trabalho. O SFCR dispensa a utilização do grupo de baterias e do controlador de carga, pois utiliza a própria rede da concessionária para disponibilizar o excedente de energia elétrica que não foi consumido no instante da geração. Na Figura 15, apresenta-se a representação esquemática do SFCR.

Figura 15 - Representação de um sistema fotovoltaico conectado à rede



Fonte: Adaptado de Villalva (2015, p. 157).

O SFCR deve considerar a utilização de um medidor de kWh bidirecional, que é fornecido pela concessionária local e faz a leitura do consumo e do excedente de energia elétrica gerada e transferida para a rede, possibilitando que a tarifação *net metering* possa ser efetivada. Nesses sistemas deve haver o sincronismo entre o inversor e a rede elétrica, e para isso, utiliza-se um sistema eletrônico de controle capaz de obter todos os parâmetros da rede elétrica por meio de um sensor de tensão (VILLALVA, 2015).

2.6 Geração distribuída

Geração Distribuída (GD) é, segundo o Instituto Nacional de Eficiência Energética (INEE, 2022), a denominação utilizada para se referir à produção de energia elétrica junto ou próximo ao consumo, independente da tecnologia e potência do sistema instalado. Essa modalidade de geração de energia elétrica nas proximidades das unidades consumidoras chegou a ser a regra do início da industrialização, até a primeira metade do século XX, mas a partir da década 1940, a

geração de energia elétrica centralizada, por meio de plantas de grande porte ficou mais barata, diminuindo o interesse pela GD (ZILLES *et al.*, 2012).

Essa alternativa de geração centralizada atendeu à demanda por energia elétrica até o fim do século XX, quando diversos fatores ambientais, sociais e econômicos pressionaram a busca por outras formas de aumentar a oferta. Além dos fatores mencionados, pesquisadores demonstram que parâmetros como a eficiência energética da geração centralizada trazem perdas não desprezíveis e que o amadurecimento de novas tecnologias de conversão energética, possíveis de uso em pequena escala e com impactos sócio ambientais cada vez menores, aproxima tais tecnologias de um formato ideal, em razão da maior eficiência.

Nesse contexto, tecnologias de geração de pequeno porte e com baixo impacto ambiental ganharam atenção, fazendo ressurgir o interesse pela GD. O retorno à GD não substitui a geração centralizada; é complementar a ela (ZILLES *et al.*, 2012).

No Brasil, após consultas e audiências públicas, em 17 de abril de 2012 a ANEEL aprovou a Resolução Normativa Nº 482/2012 (ANEEL, 2012a) que inicia a regulamentação da microgeração e da minigeração de GD. Esse documento estabelece que todo o consumidor pode gerar sua própria energia elétrica, a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada, fornecendo o excedente para a rede de distribuição da sua localidade, podendo participar do sistema de compensação de energia. Além disso, define as exigências para o acesso de micro e minigeração à rede de distribuição, bem como para a participação no sistema de compensação de energia, representando uma mudança de paradigma na geração de energia elétrica no Brasil (ANEEL, 2012a).

Em 2015, as regras são revistas para simplificar e agilizar o processo de geração distribuída por meio de energia solar, com a Resolução Nº 687/2015. Isso fez com que fossem alterados os parâmetros de potência instalada para classificação como micro e minigeração. Assim, classifica-se como GD, todas as centrais geradoras conectadas à rede de distribuição de energia elétrica, cuja fonte é hídrica, renovável ou combustível fóssil, sendo classificadas em dois grupos: a microgeração que pode ter até 75 kW de potência instalada, tanto para cogeração qualificada ou por fonte renovável, instalada junto ao local de consumo e; a minigeração, com potência

instalada acima de 75 kW até 5 MW, para fontes renováveis, e no máximo de 3 MW em geração hídrica (ANEEL, 2015).

Após dois anos de tramitação, foi publicada no Diário Oficial da União a Lei 14.300 de 6 de janeiro de 2022, que institui o Marco Legal da Geração Distribuída. Seu desenvolvimento envolveu agentes privados do setor, representantes do setor regulatório e das distribuidoras e teve como objetivo manter a viabilidade dos empreendimentos de GD e atender às exigências dos agentes de distribuição. A Lei 14.300/22 continua trazendo as mesmas diretrizes na classificação de uma central geradora, ou seja, até 75 kW de potência instalada, tanto para cogeração qualificada ou por fonte renovável, instalada junto ao local de consumo é classificada como microgeração (EPOWERBAY, 2022).

Segundo ANEEL (2016), a GD possui algumas vantagens para o sistema elétrico e para os consumidores, dentre os quais pode-se destacar:

- a) ter um baixo impacto ambiental;
- b) reduzir as perdas de energia elétrica que ocorrem nas linhas de transmissão e redes de distribuição;
- c) tornar o consumidor participativo no processo de geração de energia elétrica, com uma fonte limpa e renovável;
- d) promover a diversificação da matriz elétrica;
- e) fazer com que novos investimentos na geração centralizada possam ser postergados, sendo assim redimensionados e realocados no tempo.

2.7 Compensação de energia

Segundo Machado (2017), o sistema de compensação de energia elétrica foi estabelecido pela Resolução Normativa N° 482/2012 (ANEEL, 2012a). Essa resolução permite que a energia elétrica excedente produzida pela unidade consumidora seja injetada na rede de distribuição. Ou seja, a rede de distribuição se encarrega de “armazenar” a quantidade de energia elétrica excedente produzida, por exemplo, por um sistema fotovoltaico instalado em uma unidade consumidora.

O sistema de compensação funciona como um mecanismo no qual a energia ativa excedente, injetada pela unidade consumidora será cedida, por meio de

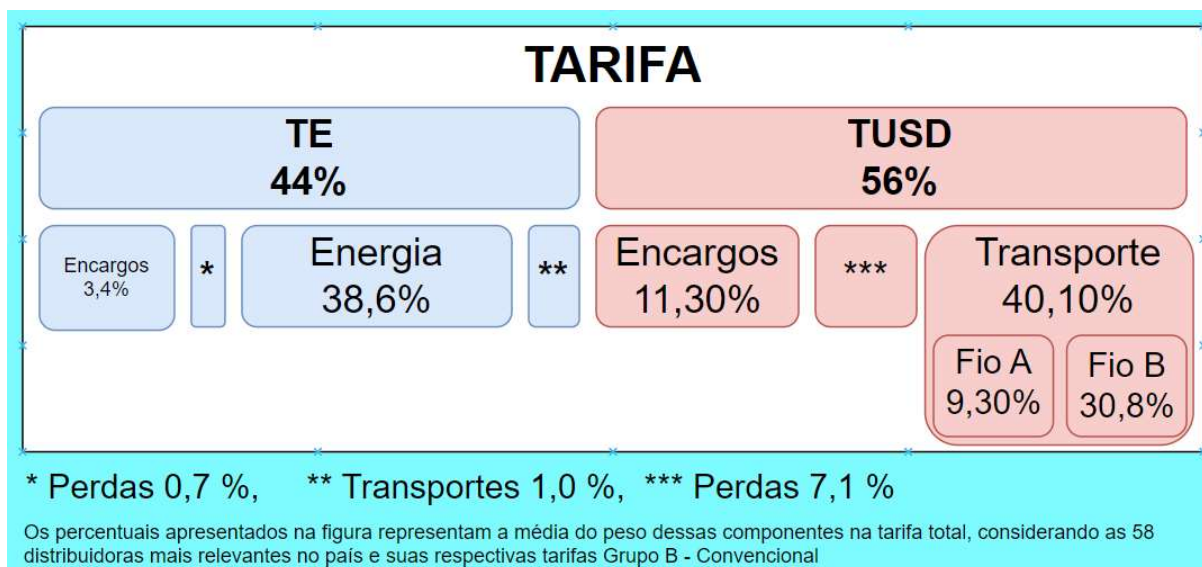
empréstimo gratuito, à distribuidora local e o consumidor compensado com o consumo de energia elétrica ativa pela unidade consumidora ou de outra unidade consumidora de sua titularidade em um tempo de até 60 meses. Esse sistema é denominada *net metering* (medida das diferenças), como já mencionado na subseção 2.5.2, para o qual a energia excedente gerada é utilizada para abater a energia consumida.

A Lei 14.300/22 estabeleceu algumas mudanças no sistema de compensação de energia elétrica, pois as distribuidoras afirmavam que o modelo de compensação vigente não remunerava corretamente a utilização da rede de distribuição, podendo aumentar os custos de quem não possui geração própria. Por outro lado, os grupos interessados no crescimento da GD defendiam o modelo de compensação vigente e enfatizavam os benefícios da expansão do setor à sociedade (ANEEL, 2018a).

Em consequência disso a ANEEL apresentou alternativas para essa problemática, cada uma delas indicando diferentes componentes tarifárias que seriam aplicadas no sistema de compensação. E, após discussões, ficou definido na microgeração, a cobrança do serviço de transporte denominado custo do Fio B.

Salienta-se que a tarifa de energia elétrica no Brasil é dividida entre as componentes Tarifa de Energia (TE) e Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD). De acordo Greener (2022), a componente TE representa 44 % do valor da tarifa e a TUSD representa 56 %, na qual o custo do Fio B representa 30,8 %. Além disso, sobre o valor total da tarifa, incidem os impostos PIS, COFINS e ICMS. Na Figura 16 é detalhada a composição da tarifa de energia do consumidor e salienta-se que todo o autoprodutor, mesmo em uma condição de auto suficiência, continuará a pagar a parcela Fio B referente ao transporte de energia sobre o que ele for consumir da sua autoprodução e que passará pela rede de distribuição da concessionária.

Figura 16 - Composição da tarifa para consumidores do grupo B



Fonte: Adaptado de Greener (2022, p 14).

A Lei 14.300/22, garantiu para todas as unidades já existentes, ou que protocolarem acesso até 12 meses após publicação da mesma, a manutenção dos benefícios já obtidos até 2045. Além disso, definiu as regras que serão aplicadas para consumidores que protocolarem a solicitação de acesso após os 12 meses da sua publicação. A compensação se dará por meio de uma regra de transição regulatória, cujos percentuais sobre o valor do Fio B são mostrados na Figura 17. Caso a cobrança do fio B não atinja o valor de 30 kWh, 50 kWh e 100 kWh para instalações monofásicos, bifásicos e trifásicos, respectivamente, será cobrado o valor do consumo dessas energias, como custo mínimo de disponibilidade do sistema da distribuidora de energia (AGÊNCIA SENADO, 2022).

Figura 17 – Aumento gradativo do percentual sobre o valor do Fio B

ano	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030 A 2045
% TUSD Fio	15	30	45	60	75	90	100	100

As regras de compensação a partir de 2029 vão depender de um estudo a ser realizado pela ANEEL, e não necessariamente se manterão na cobrança de 100% do Fio B.

Fonte: Adaptado de Greener (2022, p 24).

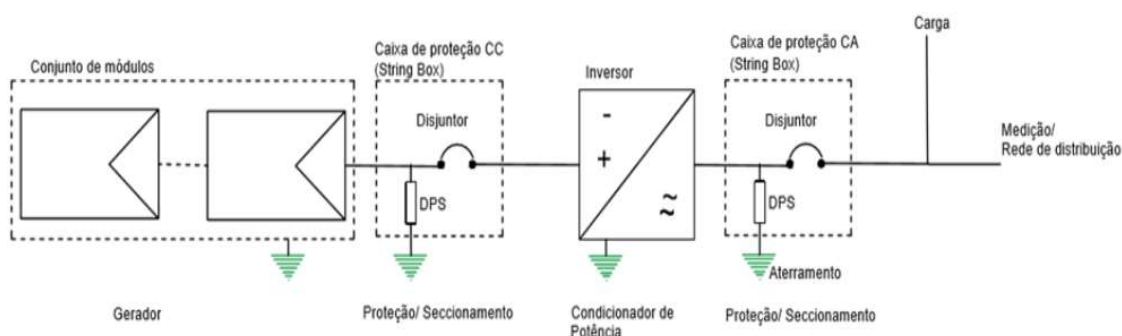
3 DIMENSIONAMENTO DE UM SISTEMA DE GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICO

Nesse capítulo, são apresentados inicialmente, os componentes de um sistema fotovoltaico conectado à rede de distribuição e em seguida, os procedimentos para o seu dimensionamento.

3.1 Componentes de um sistema solar fotovoltaico

Os componentes de um sistema fotovoltaico conectado à rede operam de forma interligada, conforme Figura 18, na qual cada um dos blocos representa, o gerador fotovoltaico, a unidade condicionadora de potência e os dispositivos de seccionamento e proteção (devidamente instalados no interior das caixas de junção).

Figura 18- Componentes de um sistema fotovoltaico conectado à rede



Fonte: Elaboração própria (2022).

O bloco gerador contém os arranjos fotovoltaicos constituídos por módulos associados em série e em paralelo. A associação em série, é também denominada série de módulos ou *string*. O bloco condicionador de potência é formado por um ou mais inversores, que contêm conversores CC-CA, seguidor de ponto de potência máxima (SPPM), supervisão e controle. O conjunto de proteção e seccionamento é composto por disjuntores e dispositivos de proteção contra surtos de sobretensão. Por fim, o aterramento para contribuir com a segurança dos equipamentos e usuários do sistema.

3.1.1 Módulos fotovoltaicos

O módulo fotovoltaico, mostrado na Figura 19, é formado por um conjunto de células fotovoltaicas, interligadas eletricamente e encapsuladas, com o objetivo de gerar energia elétrica (ABNT, 2013).

Figura 19- Módulos fotovoltaicos instalados no telhado de uma edificação



Fonte: SOLARVIEW (2022).

Para se obter a máxima captação de energia solar ao longo do ano, é necessário observar a orientação do ângulo azimutal (ou ângulo do azimute) do sol, assim como o ângulo de inclinação dos módulos. Para os sistemas fotovoltaicos, o ângulo azimutal é o ângulo entre o eixo geográfico Norte-Sul e uma direção correspondente à posição da edificação na qual serão instalados os módulos, conforme Figura 20, que mostra também o ângulo de inclinação dos módulos.

Figura 20 – Ângulo azimutal e ângulo de inclinação dos módulos fotovoltaicos



Fonte: Adaptado de NEOSOLAR (2023).

No hemisfério Sul, os módulos devem estar orientados, preferencialmente, em direção ao norte geográfico. O ângulo de inclinação preferencial dos módulos deve, por sua vez, estar relacionado com a latitude do local da edificação conforme Tabela 1. Entretanto, não se recomenda a instalação com ângulos inferiores a 10° para evitar o acúmulo de poeira (VILLALVA, 2015).

Tabela 1- Escolha do ângulo de inclinação do módulo

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

Fonte: Adaptado de Villalva (2015, p. 59).

Em geral, os módulos são dimensionados em função de sua potência elétrica de pico (Wp), que corresponde à potência nas seguintes Condições Padrão de Ensaio (STC, do inglês *Standard Test Conditions*), conforme ABNT (2013):

irradiância de 1.000 W/m^2 , ou seja, taxa temporal de radiação (energia) solar que incide sobre um módulo fotovoltaico com uma unidade de área; distribuição espectral solar de AM 1,5, ou seja, quantidade de massa de ar que varia com o posicionamento do sol em relação a Terra e provoca influência dos parâmetros atmosféricos no espectro da onda eletromagnética; e temperatura da célula igual a 25°C .

Além da potência de pico, os módulos e as células fotovoltaicas são caracterizados por meio das curvas corrente-tensão (I-V) e potência-tensão, já apresentadas na Figura 11, da subseção 2.4.2. (PINHO; GALDINO, 2014)

3.1.2 Inversor de frequência

O inversor de frequência, mostrado na Figura 21, é um dispositivo eletroeletrônico formado por circuitos estáticos, que condiciona a energia elétrica fornecida pelos módulos fotovoltaicos em corrente contínua para ser aproveitada por equipamentos elétricos ou estágios de potência em corrente alternada. Nos sistemas fotovoltaicos conectados à rede, o condicionamento da energia elétrica deve ser tal que a amplitude de tensão e de frequência devem estar sincronizadas com os parâmetros de amplitude de tensão e de frequência ofertados pela distribuidora.

Os inversores modernos utilizam chaves eletrônicas de estado sólido e seu desenvolvimento está diretamente ligado à evolução da eletrônica de potência, tanto em termos de componentes, quanto de topologias de circuitos de potência e controle. Além disso, esse dispositivo tem por função efetuar o seguimento do ponto de máxima potência do gerador fotovoltaico, fazendo com que sempre esteja disponível, na entrada do inversor, a máxima potência que os módulos podem fornecer em certo período de tempo (PINHO e GALDINO, 2014).

Figura 21 – Inversores de sistema fotovoltaico conectado à rede



Fonte: Supra Solar (2022).

Segundo Villalva (2015), o inversor para a conexão à rede elétrica possui um sistema eletrônico de controle sofisticado que o transforma em uma fonte de corrente. Ou seja, fornece corrente elétrica e não tem a capacidade de fornecer tensão para os consumidores. Com isso, o inversor funciona somente quando conectado a uma rede elétrica. Na ausência ou falha no fornecimento de energia elétrica proveniente da concessionária, o inversor desliga-se por duas razões: não foi projetado para operar sem a rede elétrica e não pode, em nenhuma hipótese, continuar conectado à instalação elétrica, para a segurança dos equipamentos que estão ligados à mesma rede ou de pessoas que manuseiam, no momento, a instalação elétrica para manutenção. Esse recurso exigido pelas normas que regem a conexão dos sistemas fotovoltaicos à rede elétrica é normalmente conhecido como detecção de ilhamento ou anti-ilhamento.

Segundo Villalva (2015), é fundamental conhecer algumas características dos inversores para se conseguir um bom funcionamento e extração da máxima potência. São elas:

a) Faixa útil de tensão contínua na entrada, que é o intervalo de tensão de entrada, no qual o inversor consegue operar e seu sistema de rastreamento do ponto de máxima potência consegue maximizar o condicionamento de energia elétrica transformada pelos módulos fotovoltaicos;

b) Tensão contínua máxima na entrada que é o valor da tensão elétrica em corrente contínua (CC) de circuito aberto, ou seja, quando os módulos não fornecem

corrente elétrica. Essa grandeza limita o número de módulos que pode ser colocado em série;

c) Número de entradas independentes de rastreamento do ponto de máxima potência. Isso significa que os inversores podem possuir várias entradas que operam independentes uma das outras na busca de condicionar a máxima quantidade de energia elétrica transformada pelos módulos fotovoltaicos;

d) Tensão de operação na conexão com a rede. Em geral os fabricantes especificam os produtos para um valor nominal de tensão e nesse caso, o projetista deve se certificar se o modelo de inversor está adequado ao valor da tensão da rede de distribuição da concessionária.

O seguidor de ponto de potência máxima (SPPM) é um recurso que garante que, instantaneamente, os módulos operem em seu ponto de máxima potência, independentemente das condições de operação, garantindo o maior rendimento possível do sistema. O seu emprego é importantíssimo em sistemas de energia fotovoltaica, pois garantirá o melhor aproveitamento da energia elétrica transformada no módulo.

Vale lembrar que o módulo fotovoltaico se comporta como uma fonte de corrente. Essa fonte possui pequena variação na intensidade da corrente, para uma mesma intensidade de irradiação solar, e a tensão de saída possui uma grande variação. Como já visto na Figura 11, a potência elétrica que se dá pelo produto da corrente pela tensão será máxima em um ponto de operação único. Assim, os inversores procuram impor o valor de tensão de saída no módulo para que a potência elétrica seja a máxima possível.

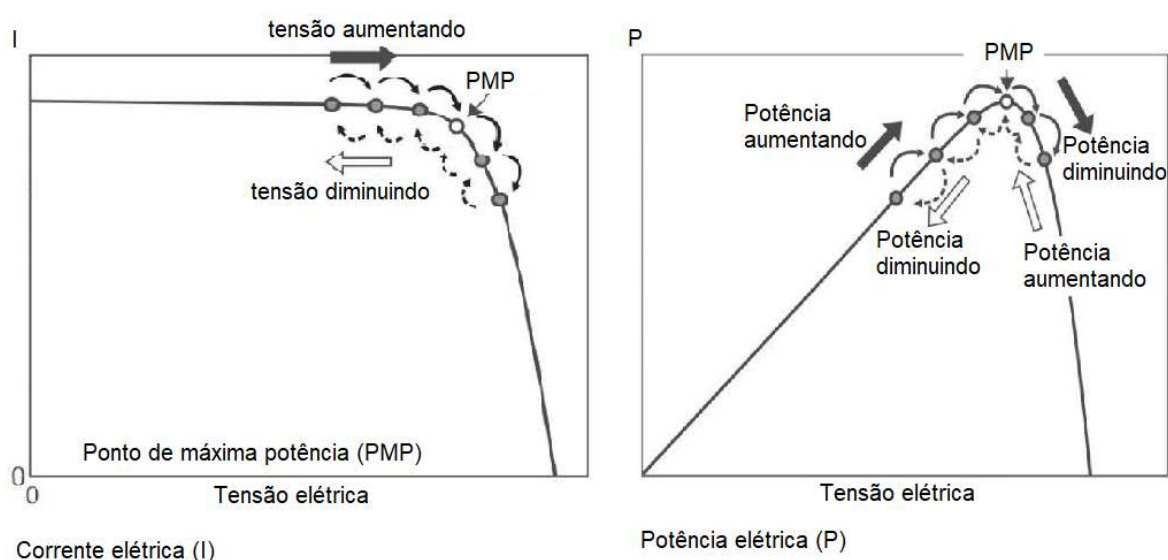
Os inversores comerciais utilizam alguma variação do método da perturbação e observação. A lógica chamada de “perturbar”, ocorre da seguinte forma: o inversor impõe uma pequena mudança (aumento ou diminuição) no valor da tensão elétrica nos terminais dos módulos. Após a mudança do valor da tensão, o inversor realiza a observação (comparação) entre os valores de potência, antes e depois da perturbação. Se o valor da potência aumentou, então a mudança da tensão continua no mesmo sentido, até que a potência do módulo diminua e o inversor mude o sentido. Esse mesmo sentido está relacionado ao aumento ou diminuição do valor da tensão

elétrica na saída do módulo. Em face disso, o objetivo é chegar ao valor de tensão de saída do módulo que provoque a entrega da máxima potência elétrica.

Na Figura 22, nota-se, inicialmente, que o inversor aumenta a tensão de saída dos módulos. Com isso, a cada pequeno período, o inversor provoca uma mudança de tensão no sentido crescente, observando o aumento de potência fornecida pelos módulos fotovoltaicos. Entretanto, na primeira mudança em que o ponto de máxima potência é ultrapassado, a perturbação proporciona o efeito contrário.

Nesse sentido, quando o inversor encontra o ponto de máxima potência, o algoritmo faz o inversor alterar constantemente o sentido da mudança da tensão elétrica do módulo fotovoltaico, fazendo o ponto de operação oscilar sobre o joelho da curva I-V e sobre o pico da curva P-V (VILLALVA, 2015).

Figura 22 - Funcionamento do sistema de SPPM



Fonte: Adaptado de Villalva (2015, p 167).

Por fim, recomenda-se que a potência do inversor não seja muito diferente da potência do sistema fotovoltaico. Se for possível, a potência nominal do inversor deve ser menor que a potência nominal do painel fotovoltaico, sem impactar na quantidade de energia e na qualidade do sistema; a energia terá um menor custo por kWh (DESCHAMPS, 2018).

3.1.3 Caixa de junção e dispositivos de proteção e seccionamento

A caixa de junção ou *string box* é um quadro dentro do qual deverão ser instalados os dispositivos de proteção e seccionamento, conforme visto na Figura 23. A instalação das caixas de junção se faz necessária na interface entre os módulos fotovoltaicos e o inversor, podendo ser utilizada também, entre o inversor e a carga, fazendo o papel de quadro de distribuição.

Figura 23 - Caixa de junção (*String Box*)



Fonte: Adaptado de Solares (2022).

Entre os módulos e o inversor, utiliza-se uma caixa de junção CC contendo disjuntores ou fusíveis mais dispositivos de proteção contra surtos de sobretensões (DPS), que atuam sobre grandezas elétricas CC. Entre o inversor e a carga utiliza-se uma caixa de junção CA contendo disjuntores mais DPS, atuando sobre grandezas elétricas CA. Os dispositivos seccionadores e de proteção como disjuntores e fusíveis atuam no caso de sobrecorrente e os DPS atuam contra surtos de sobretensão.

A especificação dos dispositivos que devem compor a caixa de junção é realizada com base nas normas NBR 5410:2004 (ABNT, 2004) e norma NBR

16690:2019 que tratam das instalações elétricas de baixa tensão e instalação elétrica de sistemas fotovoltaicos, respectivamente.

3.1.4 Aterramento e sistema de proteção contra descargas atmosféricas

Segundo Pinho e Galdino (2014), o aterramento consiste em uma ligação intencional de estruturas ou instalações com a terra, com o objetivo de assegurar o funcionamento adequado destas, proporcionando um caminho preferencial às correntes elétricas, resultantes de surtos, faltas ou fugas. Como resultado, busca-se minimizar os riscos para as pessoas e os equipamentos.

Além disso, o aterramento também promove uma ligação equipotencial, que pode ser entendida como uma ligação elétrica que coloca massas e condutores no mesmo potencial do solo. Outra função de um sistema de aterramento é oferecer um caminho seguro, controlado e de baixa impedância em direção à terra para as correntes induzidas por descargas atmosféricas.

Um sistema solar fotovoltaico estará aterrado adequadamente quando todos os seus componentes (módulos fotovoltaicos, inversores, DPS, etc) estiverem conectados ao condutor de aterramento e esse, por sua vez, estiver conectado à terra por meio de um elemento denominado eletrodo de aterramento.

Segundo a NBR 5410:2004, admitem-se as seguintes opções como eletrodo de aterramento:

- a) uso das próprias armaduras do concreto das fundações;
- b) uso de fitas, barras ou cabos metálicos imersos no concreto das fundações;
- c) uso de malhas metálicas enterradas, no nível das fundações, cobrindo a área da edificação e complementadas, quando necessário, por partes verticais e/ou cabos dispostos radialmente;
- d) uso de anel metálico enterrado, circundando o perímetro da edificação e complementando, quando necessário por hastes verticais e/ou cabos dispostos radialmente.

Quando não for possível a utilização de nenhuma das opções mencionadas acima, como no caso de instalações de sistemas fotovoltaicos em edificações com

fundações já construídas, a mesma norma admite a utilização de hastes de aterramento.

Os sistemas de aterramento devem possuir diversas características. As principais delas, conforme Moreno e Costa (2018), são:

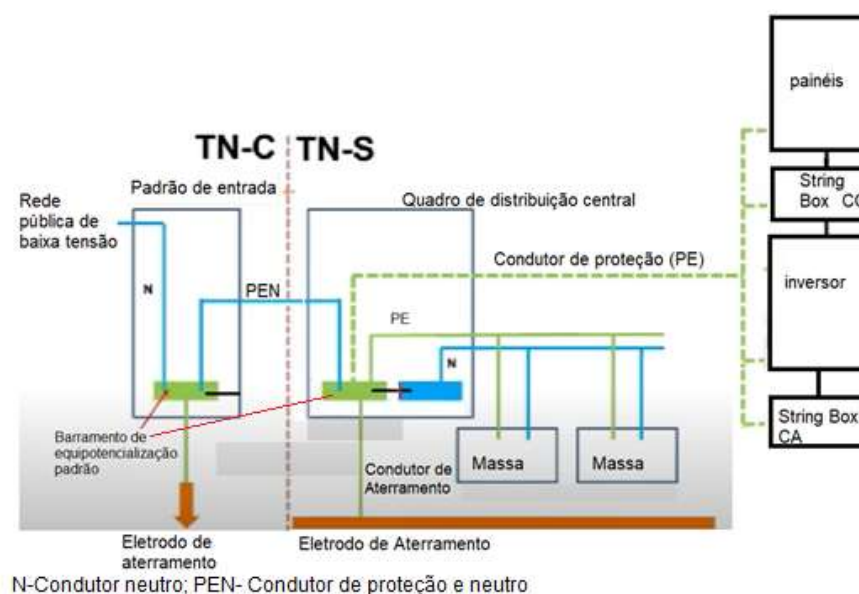
- a) a corrente de falta deve fluir em direção ao solo pelos condutores de equipotencialização e pelo sistema de aterramento, ao invés de circular pelo corpo de alguma pessoa ou animal que fizer contato com estes equipamentos e cabos;
- b) um caminho de baixa impedância para as correntes de falta, possibilitando que os diferentes dispositivos de proteção contra sobrecorrentes sejam sensibilizados por altas correntes de faltas e falhas nos componentes e equipamentos elétricos, resultando em uma proteção rápida e segura;
- c) garantir que as tensões de toque e de passo permaneçam em níveis considerados seguros na ocorrência de curto-circuito ou descarga atmosférica próxima à edificação;
- d) as cargas elétricas estáticas acumuladas em estruturas e equipamentos devem ser encaminhadas para terra, por meio do sistema de aterramento, para que não provoquem choques elétricos em pessoas ou animais, que possam estar em contato elétrico com esses elementos;
- e) promover o correto funcionamento dos equipamentos eletrônicos, caso haja um plano de referência de potencial estável para que esses dispositivos possam operar de forma adequada em baixas e altas frequências.

Segundo Moreno e Costa (2018), os esquemas de aterramento em baixa tensão são classificados, pela NBR 5410:2004, em três tipos: Terra-Terra (TT), Terra-Neutro (TN) e Impedância-Terra (IT), sendo que a primeira letra representa a ligação da fonte e a segunda a ligação da carga. No Brasil, o esquema mais comum é o TN, quando se tratam de instalações alimentadas diretamente pela rede pública de baixa tensão da distribuidora de energia elétrica. Nesse esquema, o neutro da fonte é ligado diretamente à terra e as massas da instalação conectadas à essa, por meio de condutores metálicos (condutores de proteção).

O esquema de aterramento TN conta com três variações. Eles podem ser do tipo Terra-Neutro Separados (TN-S), quando as funções de neutro e proteção

forem realizadas por condutores separados, ou Terra-Neutro comum (TN-C), quando essas funções forem realizadas pelo mesmo condutor. Há ainda o esquema misto, chamado de Terra-Neutro misto (TN-C-S). Esse esquema é visualizado na Figura 24 e representa o esquema de aterramento a ser utilizado na edificação, objeto do estudo de caso desse trabalho.

Figura 24 - Esquema de aterramento associado ao sistema fotovoltaico



Fonte: Adaptado de Moreno e Costa (2018).

Ainda com base na NBR 5410:2004, destaca-se que: os cabos utilizados na proteção e aterramento não devem ter emendas ou qualquer dispositivo de interrupção; a haste deve ser preferencialmente de cobre com tamanho mínimo de 2,4 metros e o valor máximo da resistência de aterramento não deve ser superior a 25 ohms. A correção desse parâmetro deverá ser feita por meio da utilização da quantidade necessária de eletrodos.

Todo projeto fotovoltaico deve ser homologado pela distribuidora de energia elétrica que atende a localidade onde se encontra a unidade consumidora. Para a unidade consumidora considerada nesse trabalho, o atendimento é realizado pela CELESC Distribuição S.A, que preconiza que sejam atendidos os requisitos do manual de procedimentos I-432-0004. Esse manual não requisita, em nenhuma seção, a instalação do sistema de proteção contra descargas atmosféricas. Dessa

forma, optou-se por não realizar o gerenciamento de risco preconizado pela NBR 5419:2015 (ABNT, 2015) que avalia a necessidade ou não da implantação de um sistema de proteção contra descargas atmosféricas.

3.2 Etapas para o dimensionamento de um sistema solar fotovoltaico

Com o dimensionamento de um sistema solar fotovoltaico pretende-se transformar a radiação solar disponível no local, em energia elétrica, para suprir as necessidades energéticas da unidade consumidora, levando-se em consideração a área disponível para a instalação dos módulos fotovoltaicos. No caso específico de um sistema conectado à rede, caracterizado pela não utilização do banco de baterias, o fornecimento de energia elétrica, diretamente do sistema à carga, ocorre apenas nos períodos de incidência de radiação solar, em maior ou menor quantidade, dependendo de fatores tais como o período do dia, as condições do tempo, as estações do ano, etc. Assim, o consumo que não é suprido pelo sistema deve ser atendido pela concessionária local, da mesma forma que a produção excedente, pode ser transferida para a concessionária e retornar à instalação consumidora em períodos posteriores.

Segundo Pinho e Galdino (2014), as etapas para o dimensionamento de um sistema solar fotovoltaico conectado à rede são listados a seguir:

- a) localização e orientação dos módulos fotovoltaicos;
- b) determinação da quantidade de radiação solar disponível no local da edificação;
- c) levantamento do consumo de energia elétrica da unidade consumidora;
- d) determinação da potência total do sistema e da quantidade total de módulos fotovoltaicos por meio do ajuste entre a radiação solar disponível, o consumo de energia elétrica e a área disponível para a instalação dos módulos;
- e) dimensionamento do inversor adequado para receber a energia elétrica dos módulos e condicioná-la dentro dos parâmetros da concessionária local;

f) dimensionamento dos cabos elétricos, dos disjuntores para proteção, do dispositivo de proteção contra surtos de sobretensão e do cabo de aterramento.

3.2.1 Determinação da quantidade de radiação solar disponível no local

A quantidade de radiação solar disponível no local de instalação do sistema é quantificada com base nas seguintes grandezas:

- a) irradiância solar: radiação solar incidente no local em W/m^2 ;
- b) irradiação solar: radiação integrada no tempo, em Wh/m^2 .

O valor da irradiação solar média diária que incide no local de instalação do sistema pode ser obtido por meio do aplicativo *SunData* v3.0, que possui um banco de dados contendo informações de mais de 72.000 pontos de medição da irradiação solar, em todo o território brasileiro, com distâncias de aproximadamente 10 km entre esses pontos. Esse aplicativo foi desenvolvido pelo Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (CRESESB). Com os valores de Latitude e Longitude do local da edificação, o aplicativo apresenta dados dos três pontos de medição de irradiação solar mais próximos.

Com base na Irradiação Solar, obtida para o local, calculam-se as Horas de Sol Pleno, parâmetro a ser utilizado para o cálculo da potência total do sistema. As Horas de Sol Pleno são definidas da seguinte forma:

Como há uma forte linearidade entre a produção de energia e a irradiação horária, este conceito pode ser estendido, gerando uma forma bastante conveniente de se expressar o valor acumulado de energia solar ao longo de um dia: o número de Horas de Sol Pleno (HSP). Esta grandeza reflete o número de horas em que a irradiância solar deve permanecer constante e igual a 1 kW/m^2 (1000 W/m^2), de forma que a energia resultante seja equivalente à energia disponibilizada pelo Sol no local em questão, acumulada ao longo de um dado dia. (PINHO e GALDINO, 2014, p. 300).

Assim, as Horas de Sol Pleno surgem da relação entre a irradiação solar média diária do local e o valor padrão de irradiância solar igual a 1 kW/m², conforme a Equação 8, a seguir.

$$HSP = \frac{\text{Irradiação Média Diária}}{1.000} \quad (8)$$

Onde:

HSP = horas de sol pleno (horas por dia)

Por exemplo. Se em um determinado local tem-se uma Irradiação solar média diária de 4,5 kWh/m², as Horas de Sol Pleno são iguais a:

$$HSP = \frac{4.500}{1.000} = 4,5 \text{ horas por dia}$$

Ou seja, a irradiação média diária de 4,5 kWh/m², medida no local, pode ser produzida durante 4,5 horas, considerando uma irradiância padrão de 1 kW/m².

3.2.2 Localização e orientação dos módulos fotovoltaicos

Após a escolha do local para a instalação dos módulos, deve-se determinar o ângulo de azimuth (definido na seção 3.1.1) e o ângulo de inclinação, para compor a orientação dos mesmos. O ângulo de azimuth pode ser determinado por meio do aplicativo *SunEarthTools* e o ângulo de inclinação pode ser determinado por meio de dados dimensionais do telhado da edificação. Com os valores desses ângulos, é possível determinar um fator de perdas na captação da irradiação solar.

3.2.3 Levantamento do consumo de energia elétrica da unidade consumidora

Para o dimensionamento de um sistema fotovoltaico, uma unidade consumidora pode ter o seu consumo de energia elétrica, em kWh, determinado pela

integralização do produto entre a quantidade de potência ativa consumida pelos equipamentos da instalação elétrica e o tempo estimado de utilização dos mesmos durante o período considerado (diário, mensal, etc). Além disso, uma boa estimativa do consumo mensal pode ser obtida por meio do cálculo do consumo médio mensal verificado, por exemplo, nos últimos doze meses, com base nas faturas de energia elétrica fornecidas pela distribuidora local.

3.2.4 Determinação da potência total do sistema e da quantidade total de módulos fotovoltaicos

Segundo Pinho e Galdino (2014), a potência total de um sistema fotovoltaico é obtida com base na radiação solar disponível no local de instalação e nas necessidades de suprimento da unidade consumidora. A Equação 9, a seguir, permite o cálculo da potência total de um sistema fotovoltaico, levando em conta o consumo a ser suprido e a disponibilidade de energia primária no local, representada pelas Horas de Sol Pleno.

$$P_T = \frac{E}{30 \cdot \eta \cdot HSP} \quad (9)$$

Onde:

P_T = potência total do sistema fotovoltaico (kW)

E = energia média mensal consumida pela unidade consumidora (kWh)

η = fator de redução de desempenho (eficiência do sistema)

HSP = horas de sol pleno (horas por dia)

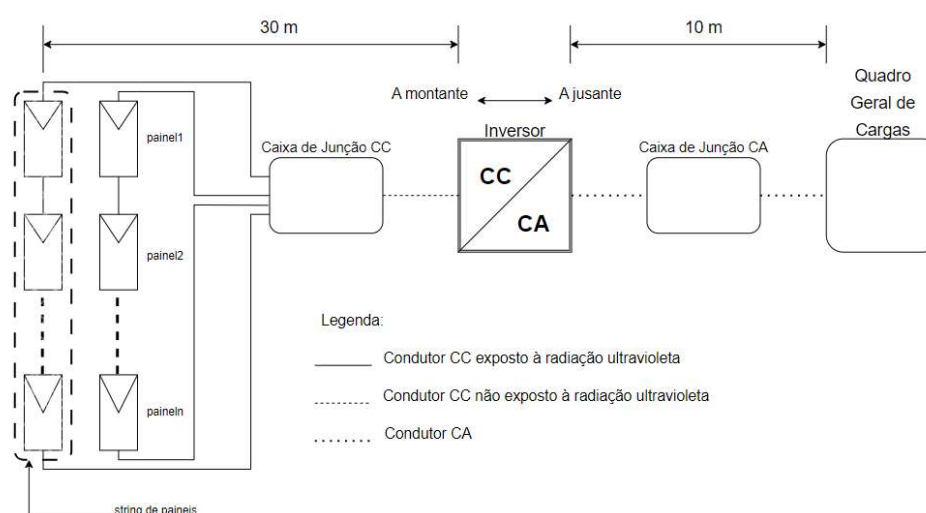
Da Equação 9, observa-se que, quanto menor o valor das Horas de Sol Pleno, menor o valor da Irradiação Solar incidente (menor a radiação solar disponível) e sendo assim, maior deverá ser a potência total do sistema e conseqüentemente, maior a quantidade de módulos fotovoltaicos, para uma certa quantidade de energia elétrica a ser produzida. Destaca-se também, que a energia média mensal deve ser definida em função da autonomia que se deseja dar ao sistema fotovoltaico, ou seja,

qual é a estimativa do percentual do consumo total da unidade consumidora, a ser atendida pelo sistema.

Uma vez calculada a potência total do sistema e escolhido o modelo de módulo fotovoltaico a ser utilizado, de acordo com a disponibilidade no mercado, determina-se a quantidade de módulos, condicionada à área disponível no local da instalação.

Por fim, conforme ilustrado na Figura 25, deve-se definir a quantidade de séries de módulos fotovoltaicos (*strings*) que irão compor o sistema, bem como a quantidade de módulos em cada série, com base nas características nominais do módulo e do inversor, utilizados na composição do sistema.

Figura 25- Representação de um sistema solar fotovoltaico



Fonte: Elaboração própria (2022).

3.2.5 Dimensionamento do inversor de frequência

Com o objetivo de otimização dos custos e para assegurar o funcionamento correto dos inversores, admite-se a utilização de um fator de carregamento máximo para permitir que o inversor possa operar com uma potência maior que a sua potência nominal, ou seja, com uma sobrecarga máxima admissível.

Para a busca do fator de carregamento no ponto ótimo de operação, é preciso o uso de simulação numérica, em conjunto com uma série de dados sobre

irradiações ao longo do dia e temperatura ambiente. Entretanto, segundo a indicação de fornecedores, os valores recomendados para o fator de carregamento devem variar na faixa de 1 a 1,5, lembrando que o projetista deve respeitar e não ultrapassar a indicação do fator de carregamento máximo que vem especificado no catálogo do inversor escolhido (WEG, 2020).

Outro fator que delimita a escolha do inversor é a combinação da quantidade de módulos fotovoltaicos conectados em série, com os valores mínimo e máximo de tensão aceitável, para a operação correta do mesmo. Em outras palavras, deve-se verificar se a tensão de saída do conjunto de módulos fotovoltaicos, na menor temperatura de operação, não excede o maior valor de tensão suportada pelo inversor e na maior temperatura não é inferior ao mínimo aceitável para a operação correta do inversor. Seguindo orientação da norma:

A correção da tensão para a menor temperatura de operação esperada deve ser calculada de acordo com as instruções do fabricante. Quando as instruções do fabricante não estiverem disponíveis para módulos de silício monocristalino e policristalino, a tensão V_{OC} deve ser multiplicada por um fator de correção de acordo com a Tabela 4, utilizando como referência a menor temperatura ambiente esperada durante os períodos com insolação. ABNT (2019, p.35).

A Tabela 4 da norma NBR 16690:2019 é visualizada na Figura 26.

Figura 26 - Recorte da tabela 4 da NBR 16690:2019

Tabela 4 – Fatores de correção de tensão para módulos fotovoltaicos de silício monocristalino e policristalino

Menor temperatura ambiente esperada durante os períodos com insolação °C	Fator de correção
24 a 20	1,02
19 a 15	1,04
14 a 10	1,06
9 a 5	1,08
4 a 0	1,10
- 1 a - 5	1,12

Fonte: Adaptado de ABNT (2019).

3.2.6 Dimensionamento dos condutores de força

O sistema fotovoltaico pode ser dividido em circuito CC, a montante do inversor; e circuito CA, a jusante do inversor, conforme Figura 25. A montante do inversor, o dimensionamento e a especificação dos condutores devem respeitar as normas ABNT NBR 16690:2019 (ABNT, 2019), NBR 16612:2020 (ABNT, 2020) e NBR 5410:2004 (ABNT, 2004). O não cumprimento dessas normas pode comprometer a utilização dos condutores e com isso trazer sérios riscos às pessoas e aos animais, assim como causar danos em toda a instalação do sistema fotovoltaico.

Os condutores no circuito CC, segundo a NBR 16690 (ABNT, 2019, p. 37), devem:

- ser adequados para aplicação em corrente contínua;
- ter tensão nominal igual ou superior à tensão máxima do arranjo fotovoltaico;
- ser dimensionado para temperatura de operação de acordo com a aplicação;
- se expostos ao tempo, ser resistente à radiação ultravioleta (UV). se não resistente à radiação UV, devem estar abrigados da radiação UV por proteção apropriada;
- ser resistentes à água;
- se expostos a ambientes salinos, ser condutores tipo cabo de cobre estanhado, a fim de reduzir a degradação do condutor ao longo do tempo.

Os condutores entre os módulos fotovoltaicos e a caixa de junção CC ficam expostos à radiação ultravioleta e a temperaturas elevadas e, segundo a NBR 16690:2019, o dimensionamento desses condutores deve tomar como referência a corrente de curto-circuito dos módulos na temperatura máxima de operação dos mesmos. Segundo Pinho e Galdino (2014), essa temperatura máxima de operação dos módulos deve ser obtida por meio da Equação 10, tomando-se como base a temperatura máxima no local de instalação do sistema, e com a Equação 11, calcula-se a corrente de curto-circuito para esse valor de temperatura máxima.

Em seguida, o valor obtido pela Equação 11 deve ser multiplicado por um fator extraído da tabela 5 da subseção 6.2.5 da referida norma e por fim, para a determinação da seção nominal dos condutores, utiliza-se a tabela C.3 da NBR 16612:2020, que considera o modo de instalação dos mesmos.

$$T_{FV} = T_a + K_t \cdot G_{FV} \quad (10)$$

$$I_{sc}(T_{FV}) = I_{sc,STC} \cdot \left(1 + \alpha \cdot (T_{FV} - T_{FV,STC}) \right) \quad (11)$$

Onde:

T_{FV} = temperatura máxima de operação dos módulos (°C)

T_a = temperatura ambiente máxima no local de instalação (°C)

K_t = coeficiente térmico do módulo, pode ser utilizado o valor de 0,03, caso não seja conhecido (°C.m²/W)

G_{FV} = irradiância solar na condição padrão de teste no plano da célula (kWh/m².dia)

α = coeficiente de temperatura fornecido pelo fabricante do painel fotovoltaico (%/°C)

$I_{sc,STC}$ = corrente de curto-circuito dos módulos, para a condição normal de temperatura de operação, fornecida pelo fabricante (A)

$T_{FV,STC}$ = temperatura do painel fotovoltaico em operação na condição padrão de teste (°C)

Os condutores entre a caixa de junção CC e o inversor não ficam expostos à radiação ultravioleta, então segue-se as recomendações da NBR 16690:2019 e da NBR 5410:2004. Aplicando-se um primeiro método de dimensionamento, o da “capacidade de condução de corrente”, utiliza-se a Equação 12, para o cálculo da corrente de curto-circuito corrigida.

$$I_{corr} = \frac{I_{sc} \cdot F}{F_T \cdot F_A} \quad (12)$$

Onde:

I_{corr} = corrente de curto-circuito corrigida (A)

I_{sc} = corrente de curto-circuito dos módulos, fornecida pelo fabricante (A)

F = fator extraído da tabela 5 da subseção 6.2.5 da NBR 16690:2019

FT = fator de correção por temperatura diferente de 30 °C (tabela 40 da NBR 5410:2004)

FA = fator de correção por agrupamento de circuitos (tabela 42 da NBR 5410:2004)

Uma vez calculada a corrente corrigida, deve-se consultar a tabela 37 de capacidade de condução de corrente da NBR 5410:2004, para a escolha da seção transversal mínima do condutor.

Um segundo método para o dimensionamento desses condutores, é o da “máxima queda de tensão”. A norma NBR 16690:2019 no item C da subseção 4.3.10 prescreve uma queda de tensão máxima na saída do arranjo fotovoltaico de 3 %, na condição de máxima potência e a esse valor máximo de queda de tensão, está associado um valor mínimo admissível para a seção transversal dos condutores. A NOTA 1 da seção 3.1.1 da NBR 16690:2019, define que “arranjo fotovoltaico” compreende todos os componentes, dos módulos até os terminais de entrada do inversor.

Desse modo, a seção transversal mínima dos condutores é calculada por meio da Equação 13, considerando-se o valor de 0,0179 $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$, para a resistividade do cobre.

$$S_{min} = \frac{\rho \cdot L \cdot I_{pm,STC}}{\Delta V_{max} \cdot V_{pm,STC}} \quad (13)$$

Onde:

S_{min} = seção transversal mínima admissível (mm^2)

ρ = resistividade do cobre a 90 °C, que é a condição mais desfavorável ($\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$)

L = soma dos comprimentos dos condutores positivo e negativo (m)

$I_{pm,STC}$ = corrente de máxima potência dos módulos, fornecida pelo fabricante, nas STC (A)

ΔV_{max} = queda de tensão máxima admissível (utilizar um valor igual a 0,03)

$V_{pm,STC}$ = tensão de máxima potência dos módulos, fornecida pelo fabricante, nas STC (V)

Uma vez definidas as seções transversais pelos dois métodos apresentados, adota-se o maior valor obtido.

No circuito CA, a jusante do inversor, os condutores devem atender às especificações de instalações elétricas em baixa tensão, estabelecidas pela norma técnica NBR 5410:2004. O conteúdo dessa norma abrange instalações em geral com níveis de tensão inferiores a 1.000 V, para corrente alternada. Entre o inversor e a caixa de junção, o dimensionamento dos condutores do circuito CA deve levar em conta somente o método da “capacidade condução de corrente”, pois o da “queda de tensão máxima” não consta da referida norma.

Pela Equação 14, calcula-se a corrente corrigida, e em seguida, consulta-se a tabela 37 da NBR 5410:2004 de capacidade de condução de corrente de condutores elétricos.

$$I_{corr} = \frac{I_{si}}{FT.FA} \quad (14)$$

Onde:

I_{corr} = corrente corrigida (A)

I_{si} = corrente máxima de saída do inversor, fornecida pelo fabricante (A)

FT = fator de correção por temperatura diferente de 30 °C, tabela 40 da NBR 5410:2004

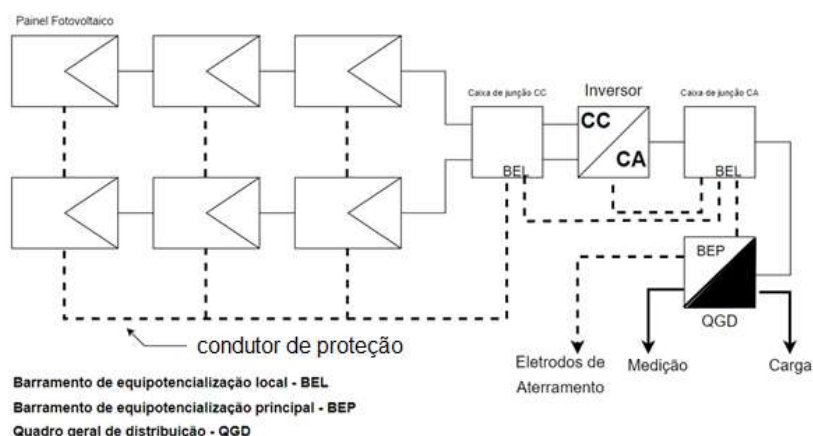
FA = fator de correção por agrupamento de circuitos, número de circuitos em um mesmo eletroduto, tabela 37 da NBR 5410:2004

3.2.7 Dimensionamento dos condutores de proteção

Os condutores de proteção, com função de aterramento e equipotencialização, são dimensionados seguindo os critérios das normas NBR

5410:2004 e NBR 16690:2019. A Figura mostra o esquema de ligação do condutor de proteção de proteção.

Figura 27 - Esquema de ligação do condutor de proteção



Fonte: Elaboração própria (2022).

Segundo a norma NBR 16690:2019, aplicam-se os requisitos da NBR 5410:2004 seção 6.4.3, “Condutores de Proteção (PE)”, exceto para a seção 6.4.3.4 que versa sobre condutores de proteção com neutro simultaneamente e preconiza uma seção mínima para o condutor de proteção de 10 mm². A seção do condutor de proteção pode ser determinada por meio da tabela 58 da NBR 5410:2004, conforme o Quadro 1, a seguir. Essas condições são válidas apenas se o condutor de proteção for constituído pelo mesmo metal que os condutores fase.

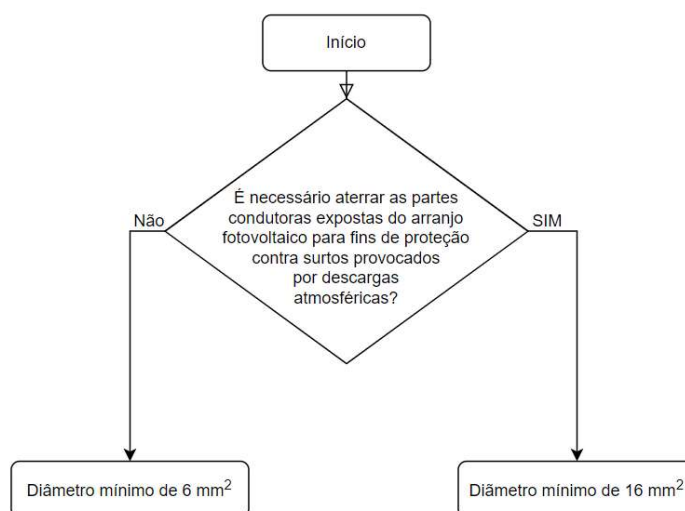
Quadro 1- Seção mínima do condutor de proteção

Seção dos condutores fase (mm ²)	Seção mínima do condutor de proteção correspondente (mm ²)
$S \leq 16$	S
$16 < S \leq 35$	16
$S > 35$	S/2

Fonte: Adaptado de ABNT (2004).

Para condutores de equipotencialização prevalece os requisitos da subseção 6.4.4 da NBR 16690:2019, estabelecendo que, para aterrar partes metálicas expostas do arranjo fotovoltaico, o condutor de aterramento deve ter uma seção mínima de 6 mm^2 , de cobre ou equivalente. Porém para algumas configurações de sistema, a seção mínima do condutor pode ser maior devido às exigências do sistema de proteção contra descargas atmosféricas. Então, deve-se seguir a árvore de decisão mostrada na Figura 28.

Figura 28 - Árvore de decisão para aterramento de partes condutoras



Fonte: Adaptado ABNT (2019).

3.2.8 Dimensionamento dos disjuntores

Segundo a seção 6.3.7.1 da NBR 16690:2019, no circuito CC, os disjuntores além da proteção de cabos condutores e de módulos fotovoltaicos, podem exercer a função de seccionamento e interrupção para isolar o arranjo fotovoltaico do inversor e assim, permitir que as manutenções e inspeções sejam feitas com segurança. Para a proteção dos condutores e de cada série de módulos, devem ser utilizados disjuntores destinados a operar em corrente contínua e que possuam corrente nominal que atenda simultaneamente a condição apresentada na seção 5.3.11.1 da NBR 16690:2019 e a condição apresentada na seção 5.3.4.1 da NBR

5410:2004, fazendo-se a intersecção das duas condições para se obter a corrente nominal do disjuntor.

Assim, pela NBR 16690:2019:

$$1,5 \times I_{SC \text{ MOD}} < I_n < 2,4 \times I_{SC \text{ MOD}}$$

Onde:

I_n = corrente nominal do disjuntor (A)

$I_{SC \text{ MOD}}$ = corrente de curto-circuito do módulo, fornecida pelo fabricante, nas STC (A)

E pela NBR 5410:2004:

$$I_{SC \text{ MOD}} < I_n < I_z$$

Onde:

I_z = máxima corrente suportada pelo condutor dimensionado, considerando as condições de instalação previstas (A)

No circuito CA, devem ser utilizados disjuntores destinados a operar em corrente alternada e que promovam a interrupção e o seccionamento, isolando assim o inversor da carga e protegendo os condutores dessa parte do circuito. Deve-se seguir as recomendações da seção 5.3.4.1 da NBR 5410:2004. Para a proteção dos condutores no circuito CA:

$$I_{INV \text{ MAX}} < I_n < I_z$$

Onde:

I_n = corrente nominal do disjuntor (A)

$I_{INV \text{ MAX}}$ = corrente máxima de saída do inversor, fornecida pelo fabricante (A)

I_z = máxima corrente suportada pelo condutor dimensionado, considerando as condições de instalação previstas (A)

3.2.9 Dimensionamento do dispositivo de proteção contra sobretensão

Os dispositivos de proteção contra surtos de sobretensão desviam a alta corrente proveniente, por exemplo, de uma descarga atmosférica, para a terra e limitam a sobretensão transiente. Esses dispositivos possuem um componente não linear, denominado varistor, que funciona por meio da redução de sua resistência elétrica entre dois pontos, em função de um aumento da tensão elétrica. Em situações normais o DPS se comporta como um circuito aberto, entretanto, com um aumento de tensão torna-se um circuito fechado, desviando a corrente para o aterramento. Assim, o DPS destina-se a prover uma proteção contra sobretensão transitória na instalação elétrica da edificação, reduzindo o risco de danos aos equipamentos ligados ao circuito protegido (VINTURINI, 2019).

Os DPS são especificados por classes que distinguem o tipo de proteção a ser oferecido na edificação, tensão máxima de operação contínua, corrente nominal e corrente de impulso. Os DPS são incorporados às instalações elétricas para limitar sobretensões transitórias de origem atmosférica, sejam elas em CC, CA ou ambas. Para isso, os DPS devem ser instalados tão perto quanto possível do equipamento a ser protegido.

Segundo a NBR 5410:2004, na seção 6.3.5.2.4, os DPS devem atender à IEC 61643-1 e serem selecionados com base em algumas características, tais como: nível de proteção, máxima tensão de operação contínua, corrente nominal de descarga e/ou corrente de impulso.

Assim, as condições a serem satisfeitas na seleção do DPS são apresentadas por meio de diversas características. Sendo que a primeira característica, nível de proteção, refere-se a tensão de impulso suportável requerida. O nível de proteção do DPS deve ser compatível com a categoria de suportabilidade a impulsos, indicada na Tabela 31 da referida norma, como mostra a Figura 29.

Figura 29 - Recorte da Tabela 31 NBR 5410:2004

Tabela 31— Suportabilidade a impulso exigível dos componentes da instalação					
Tensão nominal da instalação V		Tensão de impulso suportável requerida kV			
		Categoria de produto			
Sistemas trifásicos	Sistemas monofásicos com neutro	Produto a ser utilizado na entrada da instalação	Produto a ser utilizado em circuitos de distribuição e circuitos terminais	Equipamentos de utilização	Produtos especialmente protegidos
		Categoria de suportabilidade a impulsos			
		IV	III	II	I
120/208 127/220	115–230 120–240 127–254	4	2,5	1,5	0,8
220/380, 230/400, 277/480	—	6	4	2,5	1,5
400/690	—	8	6	4	2,5

Fonte: Adaptado de ABNT (2004).

A segunda característica, máxima tensão de operação contínua, refere-se a tensão máxima que o DPS deve suportar em operação contínua. Essa deve ser igual ou superior aos valores indicados na tabela 49 da ABNT NBR 5410:2004, como mostra a Figura 30.

Figura 30 – Recorte da Tabela 49 da ABNT NBR 5410:2004

Tabela 49 — Valor mínimo de U_c exigível do DPS, em função do esquema de aterramento								
DPS conectado entre				Esquema de aterramento				
Fase	Neutro	PE	PEN	TT	TN-C	TN-S	IT com neutro distribuído	IT sem neutro distribuído
X	X			$1,1 U_o$		$1,1 U_o$	$1,1 U_o$	
X		X		$1,1 U_o$		$1,1 U_o$	$\sqrt{3} U_o$	U
X			X		$1,1 U_o$			
	X	X		U_o		U_o	U_o	

Fonte: Adaptado de ABNT (2004).

A terceira característica é a corrente nominal de descarga e a corrente de impulso. Corrente nominal de descarga é a corrente que o DPS suporta em 20 ciclos, sem perder sua vida útil e a corrente de impulso é o valor de corrente que o DPS suporta dois ciclos, sem perder sua vida útil. Na seleção da corrente nominal de

descarga e da corrente de impulso do DPS, distinguem-se algumas situações, conforme a norma NBR 5410:2004.

- a) se o DPS for destinado à proteção contra sobretensões de origem atmosférica transmitidas pela linha externa de alimentação e contra sobretensões de manobra, sua corrente nominal de descarga não deve ser inferior a 5 kA (8/20 μ s) para cada modo de proteção. Todavia, a corrente nominal não deve ser inferior a 20 kA (8/20 μ s) em redes trifásicas, ou a 10 kA (8/20 μ s) em redes monofásicas, quando o DPS for usado entre neutro e condutor de proteção;
- b) se o DPS for destinado à proteção contra sobretensões provocadas por descargas atmosféricas diretas sobre a edificação ou em suas proximidades, sua corrente de impulso deve ser determinada com base na IEC 61312-1; se o valor dessa corrente não puder ser determinado, ela não deve ser inferior a 12,5 kA para cada modo de proteção. No caso de DPS usado entre neutro e condutor de proteção a corrente de impulso também deve ser determinada conforme a IEC 61312-1; ou, caso o valor da corrente não possa ser determinado, essa não deve ser inferior a 50 kA para uma rede trifásica ou 25 kA para uma rede monofásica.

Os DPS devem ser colocados em dois pontos no sistema fotovoltaico, abrigados nas caixas de junção, entre o arranjo fotovoltaico e o inversor pelo lado CC e entre o inversor e o disjuntor pelo lado CA.

3.3 Conceitos da Matemática Financeira

Justifica-se, nessa seção, a apresentação de alguns conceitos da Matemática Financeira e de alguns métodos de análise de investimentos, pela necessidade de se avaliar a viabilidade econômica de um projeto de geração fotovoltaica. Em linhas gerais, torna-se necessário saber se os benefícios advindos da instalação do sistema serão suficientes para cobrir os custos envolvidos.

A Matemática Financeira faz-se presente em aplicações do mercado econômico, com o objetivo de se estimar a viabilidade econômica no cotidiano de gestores que necessitam de informações e respostas para suas tomadas de decisões. Essa deve ser resultado da análise comparativa das quantidades de receitas e de despesas. E, sua aplicação, quando bem desenvolvida, traz maior rentabilidade,

possibilitando um processo de maximização de resultados ou, então, de não aceitação dos investimentos (MENEZES, 2010).

De acordo com Neto (2012) os métodos de análise de investimento, podem ser classificados em dois grandes grupos, são eles: os que não levam em consideração a variação do valor do dinheiro no tempo e os que consideram esta variação, por meio de um fluxo de caixa descontado. Esse segundo grupo ganha maior atenção em razão do maior rigor conceitual e importância para as decisões de longo prazo.

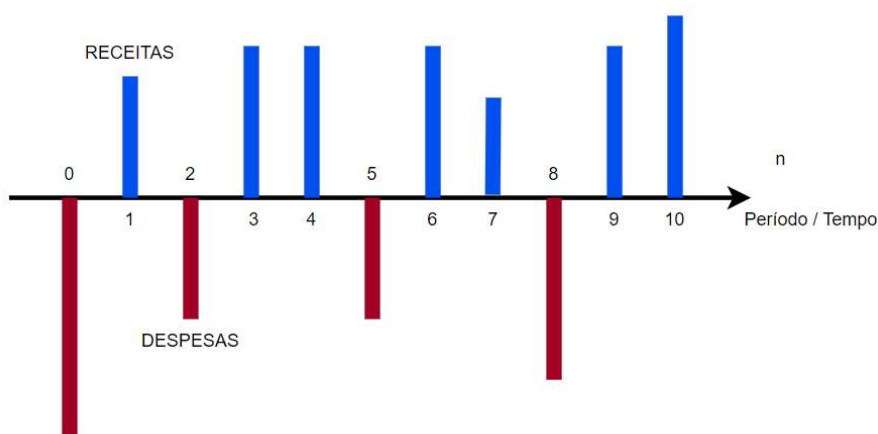
A análise racional para formar critérios e mostrar se o investimento no sistema fotovoltaico será viável ao longo do tempo é realizada por diferentes metodologias, dentre elas o método do Valor Presente Líquido (VPL), o método da Taxa Interna de Retorno (TIR) e o método do Tempo de Recuperação do Capital (*payback*). Na sequência, apresentam-se alguns conceitos da Matemática Financeira, bem como os métodos de análise de investimentos, aqui mencionados.

3.3.1 Fluxo de caixa

Segundo Neto (2012, p.105), “fluxo de caixa representa uma série de pagamentos ou de recebimentos que se estima ocorrer em determinado intervalo de tempo”. Sua representação gráfica é feita por meio de um gráfico de barras. Barras abaixo do eixo horizontal indicam saídas de capital (ou despesas) e acima indicam entradas de capital (ou receitas).

Um modelo de fluxo de caixa pode ser visualizado na Figura 31. O fluxo de caixa de um investimento pode ser construído também, na forma de uma tabela, na qual, cada coluna representa uma parcela (receita ou despesa) desse investimento. Por permitir um maior detalhamento, essa forma de construção de um fluxo de caixa é a mais adequada para a representação de projetos de geração fotovoltaica.

Figura 31 - Modelo de fluxo de caixa



Fonte: Elaboração própria (2023).

3.3.2 Taxa mínima de atratividade

Segundo Puccini (2011), a Taxa Mínima de Atratividade (TMA) é o índice que indica o rendimento, na unidade de tempo, do investimento inicial se aplicado em outra oportunidade de negócio, diferente daquele projeto que está sendo avaliado economicamente. Assim, a TMA se torna a referência de análise utilizada nas metodologias empregadas e, portanto, cada investidor tem a sua própria taxa de atratividade.

Em linhas gerais, dentro do contexto desse trabalho, a TMA poderá representar a rentabilidade de uma alternativa de investimento, na qual a pessoa interessada pela implementação de um sistema fotovoltaico já aplica ou poderá aplicar uma certa quantia de dinheiro.

3.3.3 Método do valor presente líquido

Segundo Neto (2012, p. 162), “O valor presente líquido para análise de um fluxo de caixa é obtido pela diferença entre o valor presente das receitas, e o valor presente do fluxo de caixa inicial (valor do investimento)”. Assim, o VPL é definido matematicamente, por meio da Equação 15, como a soma das entradas e saídas de capital em um intervalo finito de tempo, sendo o denominador das parcelas, ou seja,

o termo “ $(1 + i)^n$ ”, o atualizador temporal por meio da taxa mínima de atratividade, subtraído do valor investido inicialmente.

$$VPL = \sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1 + TMA)^j} - FC_0 \quad (15)$$

Onde:

VPL = valor presente líquido (R\$)

n = número total de períodos do fluxo de caixa

TMA = taxa mínima de atratividade

FC_j = valor previsto para o período j do fluxo de caixa (R\$)

FC_0 = valor do investimento inicial (R\$)

Destaca-se que, para as entradas (receitas) do fluxo de caixa deve-se atribuir sinal positivo e para as saídas (despesas) deve-se atribuir sinal negativo. O VPL fornece as seguintes interpretações:

$VPL > 0$, **investimento viável**. O retorno é suficiente para cobrir os custos, ou seja, a rentabilidade do projeto está acima da taxa mínima de atratividade.

$VPL = 0$, **investimento viável**. O retorno é suficiente para cobrir os custos e uma aplicação com a taxa mínima de atratividade.

$VPL < 0$, **investimento inviável**. O retorno é insuficiente para cobrir os custos, ou seja, a rentabilidade do projeto está abaixo da taxa mínima de atratividade.

3.3.4 Método da taxa interna de retorno

Segundo Neto (2012, p.159), “Taxa Interna de Retorno é a taxa de juros (ou de desconto) que iguala, em determinado momento do tempo, o valor presente das entradas com o das saídas”. Dessa forma, Taxa Interna de Retorno (TIR) representa a taxa de desconto que iguala o valor presente líquido de um fluxo de caixa

a zero e quando tal fluxo de caixa representa um investimento, a TIR representa a rentabilidade do mesmo.

Como critério de decisão, entende-se que, sempre que a TIR de um determinado investimento for maior que a TMA do investidor, tal investimento deverá ser considerado viável economicamente (esse investimento oferece uma rentabilidade superior. A Equação 16 ilustra a definição de TIR.

$$VPL = \sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1+TIR)^j} - FC_0 = 0 \quad (16)$$

Onde:

TIR = taxa interna de retorno

3.3.5 Método do tempo de recuperação do capital

O método do Tempo de Recuperação do Capital (*payback* descontado) define o tempo futuro para o qual o valor presente de todas as receitas de um projeto se iguala ao valor presente de todas as despesas, mais o investimento inicial. Em outras palavras, o *payback* representa o tempo para o qual o Valor Presente Líquido do projeto é igual a zero, sendo que a partir daí, o projeto começa a produzir lucro.

Segundo Puccini (2011), como as parcelas futuras do fluxo de caixa que ocorrem após o *payback* descontado não são consideradas, o método oferece apenas uma medida parcial de desempenho financeiro do projeto. Assim, considera-se o *payback* descontado um método complementar aos métodos do VPL e da TIR.

4 ESTUDO DE CASO

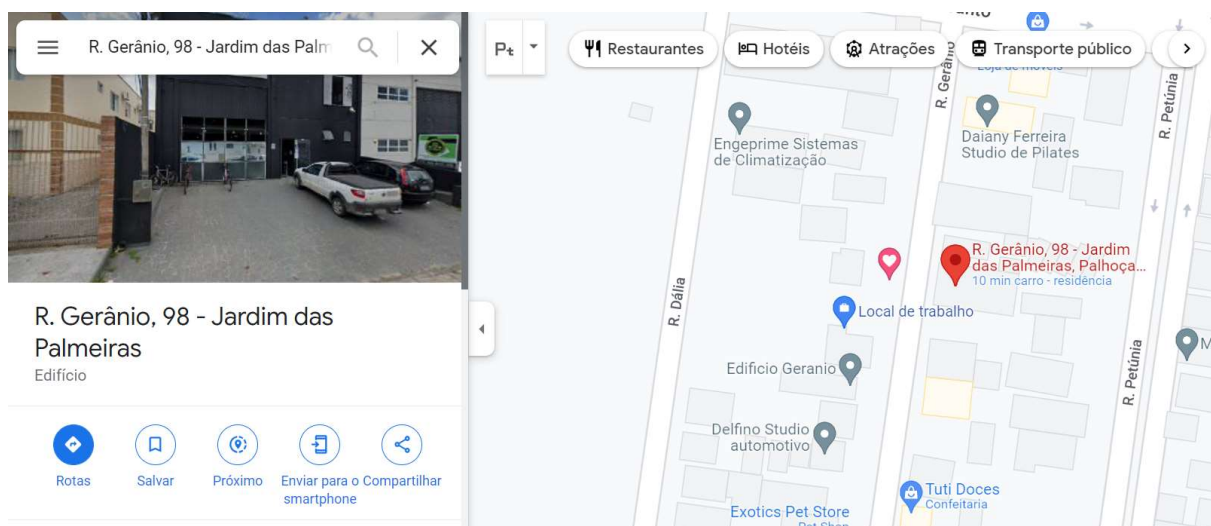
Neste capítulo, apresentam-se as etapas de dimensionamento, orçamento e avaliação econômica de um sistema fotovoltaico *on-grid*, para o suprimento de

energia elétrica em uma unidade consumidora comercial. A avaliação econômica é baseada no levantamento dos custos com a elaboração do projeto, compra e substituição de equipamentos, mão-de-obra de instalação, bem como dos custos referentes à utilização da rede elétrica da concessionária local, para a circulação da energia elétrica produzida pelo sistema, e dos benefícios resultantes da redução do fornecimento de energia elétrica por parte da concessionária local. Com base na construção do fluxo de caixa do projeto, a avaliação da viabilidade econômica do mesmo é feita por meio da aplicação dos métodos já apresentados na seção 3.3.

4.1 Informações gerais sobre a unidade consumidora

A academia de ginástica **Gfitness** está situada na rua Gerânio, número 98, no loteamento Jardim das Palmeiras, município de Palhoça/SC. A referência geográfica dessa edificação são as coordenadas de latitude $-27,627186783139702^\circ$ e longitude $-48,66855422333062^\circ$, conforme pode ser observado na Figura 32.

Figura 32- Localização da edificação objeto de estudo



Fonte: Google (2022).

No Quadro 2 são apresentadas as informações técnicas para a instalação do sistema gerador fotovoltaico.

Quadro 2 – Informações técnicas da Academia Gfitness

DADOS GERAIS	
MUNICIPIO/UF	Palhoça/SC
Latitude	-27,627°
Longitude	-48,668°
Temperatura Máxima	40 °C
Temperatura Mínima	0 °C
Área do telhado	300 m²
Tipo do Telhado	Metálico
Estrutura do Telhado	Metálica
Tensão de alimentação	380 V

Fonte: Elaboração própria (2022).

4.2 Ângulo de azimute e inclinação do telhado

O ângulo de azimute do telhado da edificação é de aproximadamente 10° e foi obtido com o auxílio do aplicativo *SunEarthTools*, conforme mostrado na Figura 33.

Não foi possível medir o ângulo de inclinação do telhado devido às dificuldades de acesso e em razão disso, adotou-se a inclinação estimada de 20°, por meio de observações feitas no local da edificação. Os valores considerados para o ângulo de azimute e para a inclinação do telhado, resultam, segundo Zilles (2012), em uma perda relativa à máxima captação de energia solar, entre 0,03 % e 1,2 %. Perda essa que foi considerada no dimensionamento da potência total do sistema.

Figura 33- ângulo de azimute da edificação em relação ao norte geográfico



Fonte: Adaptado de Google Earth (2022).

4.3 Análise solarimétrica do local de instalação

O potencial local de energia solar a ser transformado em energia elétrica foi obtido a partir das coordenadas geográficas da edificação, com o auxílio do software *SunData* v3.0, disponível no sitio do CRESESB (2018). A Tabela 2 apresenta a média de irradiação global solar diária, em kWh/m².dia, na região de Palhoça, para os doze meses do ano, bem como um valor médio entre esses valores, com ângulo de inclinação igual à latitude (28°). Com esse valor médio de 4,36 kWh/m², foram obtidas as horas de sol pleno, conforme Equação 8, já apresentada na subseção 3.2.1.

Tabela 2 - Irradiação global solar diária média em Palhoça/SC

Mês	Irradiação solar diária média [kWh/m ² .dia]
Janeiro	5,12
Fevereiro	5,10
Março	4,70
Abril	4,37
Maio	3,95
Junho	3,47
Julho	3,57
Agosto	4,14
Setembro	3,71
Outubro	4,05
Novembro	4,89
Dezembro	5,12
Média	4,35

Fonte: Adaptado de CRESESB (2018).

$$HSP = \frac{4.350}{1.000} = 4,35 \text{ horas por dia}$$

4.4 Consumo de energia elétrica

O consumo médio mensal de energia elétrica da unidade consumidora é de 1.035,4 kWh, sendo obtido por meio dos valores mensais verificados no período de janeiro de 2021 a dezembro de 2021, extraídos das faturas de consumo disponibilizadas pelo proprietário, conforme a Tabela 3. Esse valor médio de consumo foi utilizado para o cálculo da potência total do sistema.

Tabela 3 - Consumo mensal de energia elétrica [kWh]

Mês/ano	Consumo (kWh)
Janeiro/21	1.454
Fevereiro/21	1.842
Março/21	2.078
Abril/21	1.519
Maio/21	823
Junho/21	519
Julho/21	494
Agosto/21	466
Setembro/21	513
Outubro/21	684
Novembro/21	974
Dezembro/21	1.059
Média	1.035,4

Fonte: Elaboração própria (2022).

4.5 Estimativas das perdas de energia do sistema solar fotovoltaico

O desempenho de um sistema solar fotovoltaico está relacionado com a sua potência real, sob condições de operação e com todas as perdas envolvidas, como perdas por temperatura nominal de operação, perdas por efeito joule nos cabos e conectores CC e CA, perdas no inversor, acúmulo de sujeira no gerador fotovoltaico, descasamento (*mismatch*) entre os geradores fotovoltaicos, resposta espectral, dentre outras.

Segundo Pinho e Galdino (2014), para sistemas fotovoltaicos conectados a redes residenciais, bem ventilados e não sombreados as perdas totais podem chegar a 30% nas condições de radiação solar encontrada no Brasil. Tomando por

base essa referência, Melo (2020) e Oliveira (2018) adotam 19,3 %, 19,1 % respectivamente, para o percentual de perdas do sistema. Somando-se a essas, as perdas na captação da radiação solar, pela inclinação dos painéis e pelo ângulo de azimute, como mencionado na seção 4.2, decidiu-se adotar um percentual de perdas totais da ordem de 20 % (rendimento total de 80 %), considerado na seção seguinte, para o cálculo da potência total do sistema.

4.6 Dimensionamento dos módulos fotovoltaicos

O cálculo da potência total do sistema representa o ponto de partida para a escolha dos componentes do mesmo. Isso é feito por meio da Equação 9, apresentada na seção 3.2.4, considerando o consumo a ser atendido, as Horas de Sol Pleno e o rendimento total definidos previamente.

$$P_T = \frac{1.035,4}{30.0,84,35} = 9,9kWp$$

O módulo fotovoltaico escolhido foi o modelo **ODA550-36V-MH**, do fabricante **OSDA**, que possui uma eficiência de 21,30 % e degradação linear ao longo de 25 anos, resultando em uma capacidade final de produção de energia igual a 84,25 % da capacidade inicial. O Quadro 3 mostra as características elétricas do módulo, sendo que mais informações são apresentadas no Anexo A.

Quadro 3 - Características elétricas e térmicas do módulo escolhido

Potência no ponto máximo de potência	550 W
Tensão no ponto máximo de potência	42,1 V
Corrente no ponto máximo de potência	13,06 A
Tensão de circuito Aberto	50,1 V
Corrente de curto-circuito	14,01 A
Coefficiente de temperatura da Voc	-0,285 /°C

Fonte: Elaboração própria (2023).

Considerando a potência de pico de cada módulo e a potência total do sistema, pode-se obter o número de módulos a serem instalados, por meio da Equação 17.

$$N_{mod} = \frac{P_T}{P_{mod}} = \frac{9.900}{550} = 18 \quad (17)$$

Onde:

N_{mod} = número mínimo de módulos fotovoltaicos

P_T = potência total do sistema (kW)

P_{mod} = potência do módulo (kW)

Verifica-se a necessidade de um total de 18 módulos. As dimensões de cada módulo são de 2,256 m x 1,133 m, o que resulta em uma área de 2,56 m² por módulo. Assim, tem-se uma área total de 46,08 m², para o total de 18 módulos, compatível com os 150 m² de área disponível no telhado da edificação, voltada para o norte geográfico.

4.7 Dimensionamento do inversor de frequência

Com a potência total do sistema, para a escolha do inversor deve-se considerar o máximo carregamento do mesmo, parâmetro definido pelo fabricante. Segundo a WEG (2020), carregamento é a relação entre a potência total do sistema e a potência do inversor e para se obter um ganho de energia nos horários extremos da radiação solar e poder optar por um inversor de menor potência e, consequentemente, de menor custo deve-se optar pelo carregamento mais elevado possível.

Dentre os modelos existentes no mercado, o escolhido foi o inversor da marca **DEYE**, modelo **SUN-8K-G**, de potência igual a 8 kW. Esse inversor, se utilizado no sistema que é objeto desse trabalho, irá operar com um carregamento de 1,2375 (relação entre os 9,9 kWp do sistema e os 8 kW de potência do inversor), valor que respeita o carregamento máximo igual a 1,3, definido pelo fabricante, que resulta em

uma potência máxima de 10,4 kW. As características técnicas do inversor são apresentadas no Quadro 4 e mais informações são encontradas no Anexo A.

Quadro 4 - Características elétricas do inversor escolhido

Tensão de entrada máxima	550 V
Faixa de operação do MPPT	70 V até 500 V
Tensão de partida	80 V
Corrente de entrada máxima/MPPT	13/26 A
Corrente máxima de curto-circuito/MPPT	19,5/39A
Números de MPPTs	2
Strings por MPPT	1/2*
Conexão à rede	Monofásica
Tensão de saída nominal	220 V
Corrente de saída máxima	38,3 A

* No MPPT 1 o inversor permite, no máximo, uma série de módulos e no MPPT 2, no máximo, duas séries de módulos.

Fonte: Elaboração própria (2023).

4.8 Esquema de ligação dos módulos fotovoltaicos

Uma vez escolhidos o modelo de módulo fotovoltaico e o modelo de inversor, a etapa seguinte refere-se à definição do esquema de ligação ou arranjo dos módulos, ou seja, o número de séries de módulos (*strings*) e o número de módulos em cada série. Observa-se no Quadro 4, que o inversor possui dois MPPT, permitindo, no máximo uma série de módulos no MPPT 1 e, no máximo, duas séries de módulos, em paralelo, no MPPT 2.

Inicialmente, determina-se o número máximo de módulos por série, por meio da aplicação do fator de correção da Figura 26 (recorte da tabela 4 da NBR 16690:2019), apresentada na subseção 3.2.5, sobre a tensão de circuito aberto, apresentada no Quadro 3, no caso 50,1 V, para se obter a tensão máxima de circuito aberto na temperatura ambiente crítica. A temperatura de operação do módulo

fotovoltaico na condição crítica é igual a 0 °C, correspondendo ao valor mínimo de temperatura no local de instalação do sistema, conforme apresentado no Quadro 2, resultando em um fator de correção igual a 1,1 e em um valor máximo para a tensão de circuito aberto igual a:

$$V_{oc_{max}} = 50,1 \times 1,1 = 55,11V$$

Por fim, pela aplicação da Equação 18, chega-se ao número máximo de módulos fotovoltaicos por série, dividindo-se a máxima tensão de operação do inversor (ver Quadro 4), pela máxima tensão de circuito aberto de cada módulo.

$$N_{máxPs} = \frac{V_{max, oc}}{V_{oc_{max}}} = \frac{500}{55,11} = 9,1 \quad (18)$$

$$\approx 9$$

Onde:

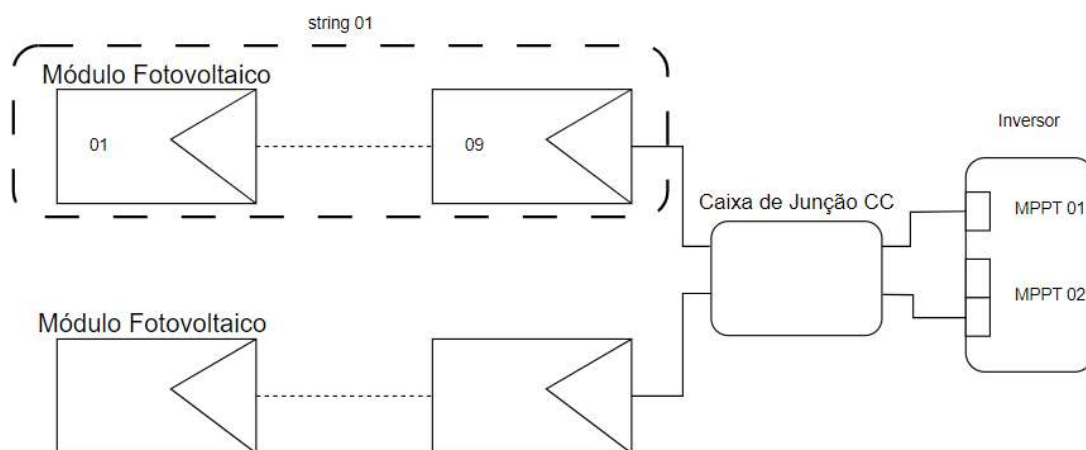
$N_{máxPs}$ = número máximo de módulos por série

$V_{max, oc}$ = tensão máxima de operação do inversor (V)

$V_{oc_{max}}$ = tensão máxima de circuito aberto na temperatura crítica de 0 °C (V)

Considerando-se um total de 18 módulos, o arranjo escolhido deve possuir duas séries de módulos (uma para cada MPPT), com 9 módulos cada uma, conforme ilustrado na Figura 34.

Figura 34 - Esquema de ligação dos módulos fotovoltaicos



Fonte: Elaboração própria (2022).

4.9 Dimensionamento dos condutores

O dimensionamento dos condutores segue o que foi apresentado nas subseções 3.2.6 e 3.2.7. As seções nominais dos cabos das instalações fotovoltaicas devem ser dimensionadas de acordo com os critérios da capacidade de condução de corrente e da máxima queda de tensão, adotando-se, ao final, o maior valor de seção nominal obtido.

4.9.1 Dimensionamento dos condutores no circuito CC

Para os condutores entre a série dos módulos fotovoltaicos e a caixa de junção CC, expostos à radiação ultravioleta, conforme a subseção 3.2.6, tomou-se como referência a corrente de curto-circuito dos módulos fotovoltaicos, igual a 14,01 A, conforme apresentado no Quadro 3. Essa corrente deve ter o seu valor ajustado para a temperatura máxima de operação dos módulos, na condição crítica de 40 °C, para a temperatura ambiente no local de instalação do sistema, conforme apresentado no Quadro 2 e para isso utilizam-se as Equações 10 e 11, apresentadas na subseção 3.2.6.

Para a temperatura máxima de operação dos módulos, tem-se:

$$T_{FV} = 40 + 0,03.1.000 = 70^{\circ}\text{C}$$

Para a corrente de curto-circuito corrigida, com o coeficiente α , igual a 0,00045 %/°C, fornecido pelo fabricante, tem-se:

$$I_{sc}(70^{\circ}\text{C}) = 14,01. (1 + 0,00045. (70 - 25)) = 14,3\text{A}$$

Na sequência, por meio de consulta à tabela 5 da NBR 16690:2019, cujo recorte é mostrado na Figura 35, multiplica-se o valor anterior pelo fator 1,5 (considerando que as séries de módulos serão instaladas de forma independente uma da outra), resultando em uma corrente igual a 21,5 A, a ser utilizada para a consulta à tabela C.3 da NBR 16612:2020, cujo recorte é mostrado na Figura 36. Nessa tabela, considera-se o modo de instalação 2, por ser o mais conservador, considerando que um segmento do cabo estará disposto horizontalmente e outro segmento estará

disposto verticalmente, para a condição de instalação ao ar livre exposta ao sol, chegando-se assim a uma seção nominal de 2,5 mm², que apresenta uma capacidade de condução de corrente de 26 A.

Figura 35 - Recorte da tabela 5 da NBR 16690:2019

Tabela 5 – Capacidade mínima de corrente dos circuitos

Circuito pertinente	Proteção	Corrente mínima em relação a qual a área transversal dos condutores e os valores nominais de outros elementos do circuito devem ser dimensionados ^{a,b}
Série fotovoltaica	Série fotovoltaica sem proteção contra sobrecorrente	Para um arranjo fotovoltaico com apenas uma série fotovoltaica: $1,5 \times I_{SC \text{ MOD}}$ Para todos os outros casos: $I_{np} + 1,5 \times I_{SC \text{ MOD}} \times (S_{PO} - 1)$ onde I_{np} é o valor nominal de corrente do dispositivo de proteção contra sobrecorrente a jusante mais próximo quando houver possibilidade de circulação de corrente reversa no dispositivo. S_{PO} é o número total de séries fotovoltaicas conectadas em paralelo protegidas pelo dispositivo de proteção contra sobrecorrente a jusante mais próximo. NOTA 1 A proteção contra sobrecorrente à jusante mais próxima da série fotovoltaica pode ser a proteção do subarranjo fotovoltaico e, se este não existir, então pode ser a proteção contra sobrecorrente do arranjo fotovoltaico, se presente. NOTA 2 Quando nenhuma proteção contra sobrecorrente for utilizada no arranjo fotovoltaico, então S_{PO} é o número total de séries fotovoltaicas conectadas em paralelo ligadas no arranjo fotovoltaico e a corrente nominal (I_{np}) do dispositivo de proteção de sobrecorrente mais próximo passa a ser zero.
	Série fotovoltaica com proteção contra sobrecorrente	Valor nominal do dispositivo de proteção contra sobrecorrente da série fotovoltaica (ver 5.3)

Fonte: Adaptado de ABNT (2019).

Figura 36 - Recorte da Tabela de Capacidade de condução de Corrente

Tabela C.3 – Capacidade de condução de corrente para cabos instalados em temperatura ambiente de 40 °C e temperatura no condutor em regime permanente de 90 °C

Seção mm ²	Instalação ao ar livre protegida do sol				Instalação ao ar livre exposta ao sol			
	Modo de instalação				Modo de instalação			
	1	2	3	4	1	2	3	4
1,5	24	23	27	23	20	19	24	20
2,5	32	31	36	32	26	26	32	26
4	42	41	48	42	35	34	42	35
6	53	53	61	54	44	43	53	45
10	74	74	85	76	61	60	74	62
16	98	98	112	101	79	79	97	83
25	131	131	149	136	104	105	127	110
35	163	164	185	170	128	130	157	137

Fonte: Adaptado ABNT (2020).

No trecho entre a caixa de junção CC e o inversor, os condutores não estão expostos à radiação ultravioleta, adotando-se como referência, a mesma corrente de curto-circuito utilizada para o dimensionamento dos condutores a montante da caixa de junção, ou seja, 21,5 A. Pelo método da capacidade de condução de corrente, utiliza-se o valor corrigido dessa corrente, obtido por meio da Equação 12, apresentada na subseção 3.2.6, o que resulta em um valor igual a 29,9 A, considerando os fatores de correção por temperatura e por agrupamento, iguais a 0,91 e 0,79, respectivamente, valores esses obtidos das tabelas 40 e 42 da NBR 5410:2004, cujos recortes aparecem nas Figuras 37 e 38.

$$I_{corr} = \frac{21,5}{0,91 \cdot 0,79} = 29,9A$$

Figura 37 - Recorte da tabela 40 da ABNT NBR 5410:2004

Tabela 40 — Fatores de correção para temperaturas ambientes diferentes de 30°C para linhas não-subterrâneas e de 20°C (temperatura do solo) para linhas subterrâneas

Temperatura °C	Isolação	
	PVC	EPR ou XLPE
Ambiente		
10	1,22	1,15
15	1,17	1,12
20	1,12	1,08
25	1,06	1,04
35	0,94	0,96
40	0,87	0,91
45	0,79	0,87
50	0,71	0,82

Fonte: Adaptado ABNT (2004).

Figura 38- Recorte da tabela 42 da ABNT NBR 5410:2004

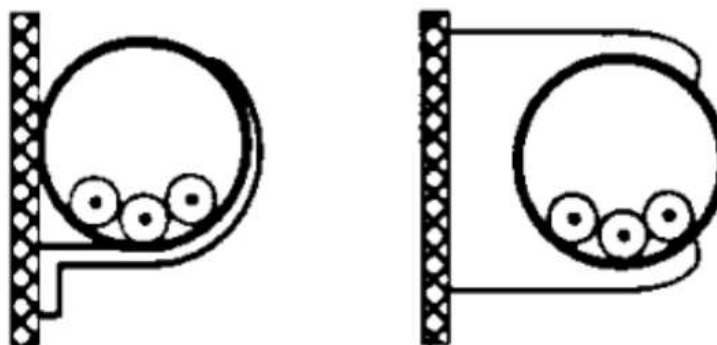
Tabela 42 — Fatores de correção aplicáveis a condutores agrupados em feixe (em linhas abertas ou fechadas) e a condutores agrupados num mesmo plano, em camada única

Ref.	Forma de agrupamento dos condutores	Número de circuitos ou de cabos multipolares												Tabelas dos métodos de referência
		1	2	3	4	5	6	7	8	9 a 11	12 a 15	16 a 19	≥20	
1	Em feixe: ao ar livre ou sobre superfície; embutidos; em conduto fechado	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38	36 a 39 (métodos A a F)
2	Camada única sobre parede, piso, ou em bandeja não perfurada ou prateleira	1,00	0,85	0,79	0,75	0,73	0,72	0,72	0,71	0,70				36 e 37 (método C)
3	Camada única no teto	0,95	0,81	0,72	0,68	0,66	0,64	0,63	0,62	0,61				
4	Camada única em bandeja perfurada	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72				38 e 39 (métodos E e F)
5	Camada única sobre leito, suporte etc.	1,00	0,87	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78				

Fonte: Adaptado ABNT (2004).

Sabe-se que esses condutores serão alocados em eletrodutos aparentes, cujo método de instalação é o B1, com dois condutores carregados, descrito como: "Condutores isolados ou cabos unipolares, em eletroduto aparente de seção circular, sobre parede ou espaçado desta menos de 0,3 vezes o diâmetro do eletroduto". A Figura 39 ilustra esse método de instalação.

Figura 39 - Modos de instalação em eletrodutos métodos B1



Fonte: Adaptado ABNT (2004).

Em consulta a NBR 5410:2004, na tabela 37, conforme Figura 40, chega-se na seção mínima do condutor de 2,5 mm².

Figura 40 - Recorte da tabela 37 ABNT NBR 5410:2004

Tabela 37 — Capacidades de condução de corrente, em ampères, para os métodos de referência A1, A2, B1, B2, C e D

Condutores: cobre e alumínio

Isolação: EPR ou XLPE

Temperatura no condutor: 90°C

Temperaturas de referência do ambiente: 30°C (ar), 20°C (solo)

Seções nominais mm ²	Métodos de referência indicados na tabela 33											
	A1		A2		B1		B2		C		D	
	Número de condutores carregados											
	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)
Cobre												
0,5	10	9	10	9	12	10	11	10	12	11	14	12
0,75	12	11	12	11	15	13	15	13	16	14	18	15
1	15	13	14	13	18	16	17	15	19	17	21	17
1,5	19	17	18,5	16,5	23	20	22	19,5	24	22	26	22
2,5	26	23	25	22	31	28	30	26	33	30	34	29
4	35	31	33	30	42	37	40	35	45	40	44	37
6	45	40	42	38	54	48	51	44	58	52	56	46

Fonte: Adaptado de ABNT (2004).

Pelo critério da queda de tensão máxima, considera-se um trecho único compreendido entre os módulos fotovoltaicos e o inversor, com comprimento de 30 m. A corrente e a tensão na potência máxima dos módulos fotovoltaicos, obtidas do anexo A, são 13,11 A e 293,72 V, respectivamente. Assim, calcula-se a seção transversal mínima para os condutores.

$$S_{min} = \frac{0,0179 \cdot 60 \cdot 13,11_{pm,STC}}{0,03 \cdot 293,72_{pm,STC}} = 1,6 \text{ mm}^2$$

Observa-se que, pelo critério da capacidade de condução de corrente, obteve-se o maior valor de seção transversal, 2,5 mm², a ser adotado para esse trecho do circuito CC.

Para atender ainda as especificações contidas na NBR 16612:2020, os condutores do trecho compreendido entre os módulos e a caixa de junção, devem ser de cobre estanhado, têmpera mole e encordoamento classe 5. Esses condutores devem ter uma camada de isolamento e cobertura extrudadas com material termofixo livre de halogêneo e sua isolamento máxima de 1.800 V em CC. Tais condutores são denominados de “Cabos Solares” e podem ser vistos na Figura 41.

Figura 41 - Cabo solar



Fonte: Adaptado de Moreno (2019).

Os condutores utilizados na parte compreendida entre a caixa de junção e o inversor, conforme ilustrado na Figura 42, devem atender às especificações da Norma NBR 7286. Esses condutores são utilizados em instalações elétricas de baixa tensão e têm como principais características, a flexibilidade, a resistência mecânica e a classe térmica de 90 °C.

Por razões de praticidade, para esse trecho do circuito CC, será utilizado o mesmo tipo de condutor utilizado no trecho entre os módulos e a caixa de junção.

Figura 42 – Cabos que atendem a NBR 7286



Fonte: Adaptado de CONDEX (S/D).

4.9.2 Dimensionamento dos condutores no circuito CA

Para o dimensionamento dos condutores do trecho do circuito CA, da saída do inversor ao quadro geral de cargas, conforme mostra a Figura 25, utiliza-se como referência, o valor da máxima corrente de saída do inversor, igual a 38,3 A, conforme o Quadro 4. Para corrigir esse valor de corrente, de acordo com a Equação 14, da subseção 3.2.6, utilizam-se os fatores de correção por temperatura e por agrupamento, iguais a 0,91 e 1,0, respectivamente (ver Figuras 37 e 38). Com isso, obtém-se para a corrente corrigida.

$$I_{corr} = \frac{38,3}{0,91 \cdot 1,0} = 42,1A$$

Considerando o método de instalação B1 e em consulta a tabela 37 da NBR 5410:2004 (ver Figura 40), verifica-se, pelo critério da capacidade de condução de corrente, que os condutores deverão possuir seção nominal de 6 mm², com isolamento XLPE e isolamento máximo de 1 kV.

4.9.3 Dimensionamento dos condutores de proteção

Os condutores de proteção foram dimensionados respeitando o critério mais severo de seção mínima da subseção 6.4.4 da NBR 16690:2019. Assim, será utilizado um cabo com seção mínima de 16 mm² e isolamento de PVC que possui menor custo e sem restrição na referida norma.

A seção mínima de 16 mm² decorre do fato do condutor de proteção fazer também a função de proteção contra descargas atmosféricas, conforme árvore de decisão mostrada na Figura 28 da subseção 3.2.7, e os condutores de força da instalação consumidora terem seção máxima de 10 mm².

4.10 Dimensionamento dos disjuntores

Considerando o valor corrigido para a corrente de curto-circuito dos módulos fotovoltaicos, igual a 21,5 A e o condutor escolhido de seção transversal de 2,5 mm², com capacidade de condução igual a 26 A, deve-se utilizar disjuntores bipolares, para uso em corrente contínua, que atendam a norma NBR IEC 60898-2, com uma corrente nominal de 25 A.

Na saída do inversor, no circuito CA, a corrente máxima é de 38,3 A e o condutor dimensionado com seção de 6 mm², possui capacidade de condução de 54 A. Portanto, o disjuntor deve possuir uma corrente nominal de 50 A e ser de classe C, já que a maior parte da potência de carga instalada é de condicionadores de ar, ou seja, possui força motriz.

De acordo com a Figura 18, apresentada na seção 3.1 e que mostra o diagrama unifilar do sistema fotovoltaico, para uma única série de módulos, serão necessários, para o projeto apresentado nesse trabalho, dois disjuntores bipolares CC (o projeto prevê duas séries de módulos) e um disjuntor bipolar CA, devidamente instalados no interior das caixas de junção.

4.11 Dimensionamento dos dispositivos de proteção contra sobretensão

Verificou-se que a edificação não possui SPDA, o ramal de ligação é subterrâneo e possui um DPS classe 1 no quadro de medição.

O tipo de DPS escolhido para o sistema fotovoltaico, tanto em CC quanto em CA, corresponde a categoria de suportabilidade a impulsos III, conforme Figura 29 mostrada na subseção 3.2.9. Dessa forma, seguindo a NBR 5410:2004, optou-se por DPS classe 2 na parte CC e na parte CA.

A tensão máxima de operação contínua que o DPS deve suportar, tanto em CC quanto em CA, corresponde, segundo a tabela 49 da norma NBR 5410:2004, que pode ser visualizada na Figura 29 da subseção 3.2.9, a um valor 10 % acima da tensão de operação entre fase e neutro CA e positivo e negativo CC.

Assim, na parte CA optou-se por um DPS classe 2, tensão máxima de operação contínua de 275 V e corrente nominal mínima de 10 kA. Essa determinação

da corrente nominal segue a alínea “d” da subseção 6.3.5.2.4 da NBR 5410:2004 que exige esse valor mínimo para ligação do DPS entre os condutores neutro e de proteção.

Na parte CC optou-se por um DPS classe 2, tensão máxima de operação contínua de 600 V e corrente de impulso mínima de 12,5 kA.

De acordo com a Figura 18, apresentada na seção 3.1, propõe-se para o projeto apresentado nesse trabalho, a utilização de dois DPS bipolares na parte CC e dois DPS monopolares na parte CA.

4.12 Levantamento dos custos do sistema fotovoltaico

Nessa seção é apresentado o levantamento de custos iniciais do sistema (investimento inicial), considerando a elaboração do projeto, a aquisição dos materiais e equipamentos e a instalação dos mesmos. Considera-se que tais custos iniciais serão assumidos pela empresa responsável pela instalação do sistema e que no repasse de custos ao proprietário da unidade consumidora, deve-se considerar uma margem de lucro de 60 % (esse percentual pode ser negociado).

Por meio de pesquisa com profissionais da área, o custo de elaboração do projeto foi estimado em R\$ 750,00 e o custo de instalação do sistema em R\$ 4.000,00.

A estimativa de custos dos módulos, inversor, estrutura de suporte dos módulos e condutores solares, foi realizada com base nos valores encontrados nas plataformas de orçamentos para integradores (empresa que atua diretamente com o consumidor final, na área de geração fotovoltaica). Outros materiais como disjuntores, DPS, caixas de junção, barramento com bornes para aterramento, condutores CA e condutores de proteção, tiveram seus custos obtidos com base nos valores que constam em sites de distribuidores de materiais elétricos. No Quadro 5, a seguir, apresentam-se os custos considerados nesse estudo de caso.

Obtém-se assim, um total de R\$ 24.650,58 (R\$ 750,00 + R\$ 19.900,58 + R\$ 4.000,00 de custos iniciais para a empresa instaladora, o que resulta em um investimento inicial de R\$ 39.440,93, para o consumidor, quando se considera a margem de lucro de 60 % para a empresa.

Segundo Greener (2023), o custo médio de um sistema fotovoltaico de 5 kWp, em janeiro de 2023 foi de R\$ 4,39/Wp. O valor do custo obtido para o sistema fotovoltaico em estudo é de R\$ 3,99/Wp. Ou seja, representa aproximadamente 91 % do custo médio apresentado na referência, estando portanto, em consonância com a mesma.

Quadro 5 - Equipamentos e materiais utilizados no sistema fotovoltaico

Descrição	Quantidade	Valor Unit. (R\$)	Valor Total (R\$)
Kit Fotovoltaico: 18 Módulos Fotovoltaicos modelo ODA550-36V-MH 550W, Fabricante OSDA + Inversor da marca DEYE, modelo SUN-8K-G, de potência 8 kW + Suporte para 18 módulos para telhas metálicas + 60 m de Cabo solar 4 mm ² (preto e vermelho).	01	18.482,90	18.482,90
Condutor de Proteção 16 mm ² , isolamento PVC [m].	50	9,79	489,50
Condutor XLPE 6 mm ² [m].	20	7,03	140,60
Disjuntor Bipolar CC, 25 A.	02	59,39	118,78
Disjuntor Bipolar CA, 50 A.	01	52,80	52,80
DPS bipolar, Classe 2, 600 VCC, 20 kA, marca CLAMPER.	02	120,00	240,00
DPS monopolar, Classe 2, 275 VCA, 20 kA, marca CLAMPER.	02	41,00	82,00
Caixa de PVC (<i>string box</i>).	02	130,00	260,00
Barramento Terra 16 furos.	02	17,00	34,00
Total (R\$)			19.900,58

Fonte: Elaboração própria (2023).

4.13 Avaliação econômica do sistema fotovoltaico

Para a avaliação da viabilidade econômica do sistema fotovoltaico, foram utilizados os conceitos e métodos apresentados na seção 3.3, considerando-se uma vida útil de 25 anos para os módulos fotovoltaicos.

Nesse estudo, considerou-se um cenário de evolução da tarifa estabelecida pela concessionária de distribuição local, baseado no Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA). Considerou-se, como valor inicial para a tarifa, o que foi estabelecido pela ANEEL (2022b), na resolução homologatória nº 3.094, de 16 de agosto de 2022. Essa tarifa estará em vigor de 22 de agosto de 2022 a 21 de agosto de 2023, com o valor de R\$ 0,57302 por kWh e nesse caso, todo o mês de agosto, ao longo dos 25 anos de vida útil do sistema, a tarifa será reajustada.

Na Tabela 4, são apresentados os valores para o IPCA, no período entre 2012 e 2021 e para a correção do valor da tarifa, durante os 25 anos de avaliação do projeto, será utilizado o valor médio de 6,07 %.

Tabela 4 - Índice Nacional de Preço Ao Consumidor Amplo (IPCA)

Ano	IPCA (%)
2012	5,83
2013	5,91
2014	6,40
2015	10,67
2016	6,28
2017	2,95
2018	3,75
2019	4,31
2020	4,52
2021	10,06
Média	6,07

Fonte: IBGE (2022).

Outro parâmetro importante para a análise econômica é a Taxa Mínima de Atratividade (TMA), conforme definido na subseção 3.3.2. Para esse estudo, considerou-se como base, a aplicação em renda fixa que ofereça um percentual de 90 % da taxa média anual da Selic, que é divulgada pelo Comitê de Política Monetária (COPOM) e orienta as taxas de juros cobradas pelo mercado financeiro.

Na Tabela 5, apresentam-se os valores médios anuais para a Selic, de 2012 a 2021, bem como a média entre os dez valores apresentados. Portanto, adotou-se para a TMA, o valor de 7,87 % a.a., ou seja, 90 % do valor médio para a Selic.

Tabela 5 - Índice anual acumulado da taxa de juros básica Selic

Ano	Selic (%)
2012	11,62
2013	8,22
2014	10,90
2015	13,27
2016	14,02
2017	9,94
2018	6,43
2019	5,96
2020	2,76
2021	4,42
Média	8,75

Fonte: Adaptado de BRASIL INDICADORES (2022).

4.13.1 Custos de manutenção e de substituição de equipamentos

As atividades de manutenção dispensadas ao sistema solar fotovoltaico são mínimas, entretanto não podem ser negligenciadas. Os módulos fotovoltaicos deverão ser instalados com um ângulo de inclinação em torno de 20° em relação ao plano do solo, o que facilita a limpeza da sujeira acumulada, pela própria ação das

chuvas. No entanto, se o sistema apresentar quedas de produção de energia elétrica, o usuário deverá providenciar uma limpeza da superfície que recebe a radiação solar. Salienta-se, ainda, que os custos referentes a essa limpeza não foram considerados na análise econômica, já que esse serviço poderá ser feito pelo proprietário.

Nesse estudo de caso, considera-se um tempo de vida útil de 10 anos, para inversor, e para os módulos fotovoltaicos, considera-se um tempo de vida útil de 25 anos. Segundo a empresa OSDA CO., os módulos utilizados apresentam uma degradação linear na conversão de energia, de 2 % no 1º ano de operação e de 0,55 %, a partir do 2º ano. Ao final dos 25 anos, a queda na oferta de energia deve ser igual a 15,2 %, ou seja, cada módulo deve oferecer 84,8% da energia do início do período de operação.

Assim, será necessária a troca do inversor no décimo e no vigésimo ano de operação. O custo considerado para a troca do inversor foi baseado no custo atual, de R\$ 4.354,00, reajustado pelo IPCA médio de 6,07 % a.a., resultando em R\$ 7.848,99 para o décimo ano e R\$ 14.149,45 para o vigésimo ano.

4.13.2 Tributos sobre a energia elétrica

Na fatura fornecida ao consumidor, estão presentes, na esfera federal, tributos como o Programa de Integração Social (PIS), que tem por finalidade financiar o seguro desemprego e a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS), que é destinada a financiar as despesas nas áreas de saúde, previdência e assistência social. As alíquotas são de 1,65 % para o PIS e 7,6 % para o COFINS.

Na Tabela 6, apresentam-se os percentuais desses impostos, cobrados nos meses de 2022. Assim, os valores médios de 0,66 % para o PIS e de 3,06 % para o COFINS, foram utilizados para o cálculo do valor proveniente desses impostos sobre a energia gerada com o sistema fotovoltaico, sendo esse valor revertido como um crédito ao consumidor, já que o Governo Federal, por meio da Lei 13.169/2015, isentou o PIS e o COFINS da energia solar injetada na rede.

Além disso, incidem também sobre a energia elétrica, o Imposto Sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços de Transporte e de Comunicação (ICMS), de competência estadual e a Contribuição Para o Serviço de Iluminação Pública (COSIP),

de competência municipal (FONSECA, 2019). O ICMS é um dos maiores arrecadadores para os entes federados do país. Mesmo sendo um imposto estadual, sua regulamentação se dá por uma lei complementar nacional, a Lei 87/1996, mais conhecida como “Lei Kandir”. No entanto, em junho 2022, o congresso nacional se mobilizou para evitar altas em eletricidade, combustíveis e telecomunicações e por isso redigiu a Lei complementar nacional 194/22, limitando a cobrança do ICMS em 18 %.

Tabela 6 - Percentual dos impostos PIS e COFINS nos meses de 2022

MESES/2022	PIS	COFINS
JAN	0,84	3,89
FEV	0,51	2,35
MAR	0,58	2,70
ABR	0,38	1,76
MAI	0,56	2,59
JUN	0,70	3,25
JUL	0,89	4,12
AGO	0,97	4,49
SET	0,82	3,79
OUT	0,72	3,34
NOV	0,45	2,08
DEZ	0,51	2,36
Média	0,66	3,06

Fonte: Adaptado de CELESC (2022).

O governo de Santa Catarina, que antes cobrava 17 e 25 %, com a Lei 194/22 passou a cobrar 12 % para o consumo até 150 kWh e 17 % acima desse e em agosto de 2019 formulou o Decreto 233 que isenta por 48 meses o ICMS da unidade de micro e minigeração, definidas na Resolução 482/2012 da ANEEL (ANEEL, 2012a):

fica concedida a isenção do ICMS incidente sobre a energia elétrica fornecida pela distribuidora à unidade consumidora, na quantidade correspondente à soma da energia elétrica injetada na rede de distribuição pela mesma unidade

consumidora com os créditos de energia ativa originados na própria unidade consumidora no mesmo mês, em meses anteriores ou em outra unidade consumidora do mesmo titular, nos termos do Sistema de Compensação de Energia Elétrica, estabelecido pela Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). (SANTA CATARINA, 2019, p. 01).

A COSIP é calculada por meio de um percentual do valor da tarifa convencional B4a (Iluminação Pública – Rede de Distribuição). Essa tarifa de R\$ 315,16 é definida para um consumo de 1 MWh. Os percentuais utilizados no município de Palhoça, em função da faixa de consumo de energia proveniente da concessionária local, são mostrados em um recorte de tabela obtida do poder público municipal, e apresentada na Figura 43.

Figura 43 - Percentuais aplicados no município de Palhoça para a COSIP

CONSUMIDORES DOS GRUPOS COMÉRCIO, INDÚSTRIA E SERVIÇOS PÚBLICOS, PODER PÚBLICO E PRIMÁRIOS	
FAIXA DE CONSUMO	% do MWh da tarifa B4 ^a
0 a 30 KWh	1,94%
31 a 50 KWh	2,84%
51 a 100 KWh	5,92%
101 a 200 KWh	16,99%
201 a 300 KWh	20,08%
301 a 400 KWh	21,75%
401 a 500 KWh	26,96%
501 a 600 KWh	32,97%
601 a 700 KWh	38,97%
701 a 800 KWh	44,96%
801 a 900 KWh	50,97%
901 a 1000 KWh	56,94%
1001 a 1100 KWh	62,95%
1101 a 1200 KWh	68,94%
1201 a 1300 KWh	74,93%
acima de 1300 KWh	77,22%

Fonte: Adaptado de Palhoça (2023).

4.13.3 Fluxo de caixa do projeto fotovoltaico

Nessa subseção apresenta-se a construção do fluxo de caixa do projeto fotovoltaico, para os 25 anos de vida útil do mesmo. Para isso, considera-se o investimento inicial, para o consumidor, de R\$ 39.440,93, já apresentado na seção 4.12.

Além do investimento inicial e dos custos com a substituição do inversor de frequência, no décimo e no vigésimo ano, são apresentadas as receitas e os custos anuais do projeto. As receitas referem-se à redução dos gastos, incluindo os tributos e a COSIP (calculada conforme os percentuais apresentados na Figura 43), resultante da energia elétrica produzida pelo sistema, e que deixa de ser fornecida pela concessionária local. Os custos referem-se ao ICMS e à COSIP, pagos pela energia elétrica consumida nos períodos em que o sistema não opera, ou quando o consumo supera a produção do sistema (energia elétrica proveniente da rede de distribuição), mais o custo do Fio B, referente à utilização da rede de distribuição, conforme apresentado na seção 2.7, que trata da compensação de energia.

Os valores anuais de receita foram obtidos pela soma das receitas mensais, devidamente corrigidas para o final de cada ano, por meio de uma TMA mensal. Essa TMA mensal, igual a 0,63 % a.m., foi obtida por meio da relação de equivalência entre taxas de juros, para o regime de juros compostos, conforme a Equação 19, a seguir, considerando a TMA anual de 7,87 % a.a.

$$(1 + TMA) = (1 + TMA_m)^{12} \quad (19)$$

Onde:

TMA = taxa mínima de atratividade anual (% a.a.)

TMA_m = taxa mínima de atratividade mensal (% a.m.)

A receita de um determinado mês, por sua vez, é obtida com base na produção do sistema fotovoltaico naquele mês, mais a energia elétrica excedente, acumulada de meses anteriores. Se em um determinado mês, o sistema produziu uma quantidade de energia elétrica maior que a consumida, a receita é calculada com base

no consumo do mês e a produção excedente será utilizada nos meses seguintes, quando necessário. Se em um determinado mês, o sistema produziu uma quantidade de energia elétrica menor que a consumida, a receita é calculada com base na energia produzida pelo sistema.

Com a Equação 20, a seguir, calcula-se a receita mensal do projeto.

$$REC_i = \frac{EC_i \cdot tarifa}{(1 - A_{ICMS} - A_{PIS} - A_{COFINS}) + COSIP_i} \quad (20)$$

Onde:

REC_i = receita referente ao mês i (R\$)

EC_i = energia elétrica consumida no mês i e que foi produzida pelo sistema fotovoltaico, no mês i , ou em meses anteriores (kWh)

$tarifa$ = tarifa de energia elétrica (R\$/kWh)

A_{ICMS} = alíquota do ICMS

A_{PIS} = alíquota do PIS

A_{COFINS} = alíquota da COFINS

$COSIP_i$ = valor da COSIP referente ao mês i (R\$)

Os valores anuais de custos foram obtidos pela soma dos custos mensais, devidamente corrigidos para o final de cada ano, por meio de uma TMA mensal. Esses custos mensais são referentes ao ICMS e à COSIP, cobrados sobre a energia elétrica excedente que o sistema entrega à rede de distribuição e sobre a energia elétrica consumida nos períodos em que o sistema fotovoltaico não está operando (energia elétrica circulante, do sistema para a rede, no caso de ser excedente, ou da rede para a unidade consumidora, quando o sistema não opera), mais o custo do fio B.

A Equação 21 permite o cálculo do custo mensal do projeto.

$$CST_i = CFioB_i + ICMS_i + COSIP_i \quad (21)$$

Onde:

CST_i = custo referente ao mês i (R\$)

$CFioB_i$ = custo do FioB referente ao mês i (R\$)

$ICMS_i$ = valor do ICMS referente ao mês i (R\$)

$COSIP_i$ = valor da COSIP referente ao mês i (R\$)

A Equação 22, por sua vez, permite o cálculo do ICMS para um determinado mês.

$$ICMS_i = \frac{Ecirc_i \cdot tarifa}{1 - A_{ICMS}} - Ecirc_i \cdot tarifa \quad (22)$$

Onde:

$ICMS_i$ = valor do ICMS referente ao mês i (R\$)

$Ecirc_i$ = energia elétrica que retorna para a unidade consumidora, tendo sido produzida pelo sistema fotovoltaico, referente ao mês i (kWh)

$tarifa$ = tarifa de energia elétrica (R\$/kWh)

A_{ICMS} = alíquota do ICMS

Deve-se lembrar que, a GD em Santa Catarina está isenta de ICMS nos primeiros 48 meses. A partir do 49º mês, são cobrados 12 % para os primeiros 150 kWh e 17 % para o restante do valor de energia consumida que circula pela rede da concessionária e provém do sistema fotovoltaico.

A quantidade de energia proveniente do sistema fotovoltaico que passa pela rede da distribuidora é estimada em 50 % da energia consumida, pois considera-se que nos horários de funcionamento da academia, das 6 h às 7 h e das 18 h às 22 h não ocorra produção própria de energia elétrica, apenas consumo. Assim como, aos

domingos e feriados, onde o consumo é mínimo e quase toda a energia elétrica produzida é injetada na rede da distribuidora, e ainda, existem intervalos para os quais a produção é maior que o consumo.

O custo do fio B, para um determinado mês, é dado pela Equação 23, e o percentual utilizado para a transição de cobrança do fio B nos primeiros seis períodos é baseado nos percentuais apresentados na Figura 17, conforme seção 2.7. Além disso, vale destacar que se o custo do fio B no mês, não atingir o valor em R\$, referente ao consumo de 100 kWh (por ser uma unidade consumidora trifásica), esse último valor deverá ser cobrado.

$$CFioB_i = E_A \cdot tarifa \cdot \%E_{inj} \cdot \%FioB \cdot \%FioBtr \quad (23)$$

Onde:

$CFioB_i$ = custo do Fio B referente ao mês i (R\$)

E_A = produção anual de energia, estimada com o sistema fotovoltaico (kWh)

$tarifa$ = tarifa de energia elétrica (R\$/kWh)

$\%E_{inj}$ = percentual da energia produzida pelo sistema fotovoltaico injetada na rede (%)

$\%FioB$ = percentual do custo do Fio B em relação à tarifa de energia (%)

$\%FioBtr$ = percentual utilizado para a transição de cobrança do fio B (%)

No Apêndice A, apresentam-se as planilhas, elaboradas no Excel, com a finalidade de se efetuar o cálculo das receitas e custos mensais e anuais, necessários para a construção do fluxo de caixa do projeto fotovoltaico. Para esses cálculos considerou-se que, para os 25 anos do fluxo de caixa, o comportamento da irradiação solar e do consumo de energia elétrica da unidade consumidora seguirão o perfil apresentado nas Tabelas 2 e 3, respectivamente.

Na Tabela 7, apresenta-se o fluxo de caixa do projeto, em base anual, com todas as parcelas calculadas conforme descrito nessa subseção. A coluna referente ao fluxo de caixa líquido representa a soma, ano a ano, das parcelas apresentadas nas colunas anteriores, adotando-se o sinal (+) para as receitas e o sinal

(-) para o investimento inicial, para os custos com a substituição do inversor e para os demais custos. O fluxo de caixa líquido foi utilizado na aplicação dos métodos de análise de investimentos, descritos na seção 3.3.

Tabela 7 - Fluxo de caixa do projeto fotovoltaico

ANO	INVESTIMENTO INICIAL E SUBSTITUIÇÃO DO INVERSOR (R\$)	CUSTOS (R\$)	RECEITAS (R\$)	FLUXO DE CAIXA LÍQUIDO (R\$)
0	39.440,93	-----	-----	- 39.440,93
1	-----	2.055,86	9.669,52	7.613,66
2	-----	2.180,65	12.253,39	10.072,74
3	-----	2.366,08	12.933,09	10.567,01
4	-----	2.625,27	13.607,20	10.981,93
5	-----	3.815,56	14.365,36	10.549,80
6	-----	4.226,80	15.135,36	10.908,56
7	-----	4.617,88	15.982,12	11.364,24
8	-----	4.898,18	16.846,34	11.948,16
9	-----	5.195,50	17.756,92	12.561,42
10	7.848,99	5.510,87	18.749,89	5.390,03
11	-----	5.845,38	19.798,39	13.953,01
12	-----	6.200,19	20.905,62	14.705,43
13	-----	6.576,55	22.074,87	15.498,32
14	-----	6.975,74	23.309,62	16.333,88
15	-----	7.399,17	24.613,55	17.214,38
16	-----	7.848,30	25.990,54	18.142,24
17	-----	8.324,69	27.444,70	19.120,01
18	-----	8.830,00	28.980,34	20.150,34
19	-----	9.365,98	30.602,05	21.236,07
20	14.149,45	9.934,50	32.314,67	8.230,72
21	-----	10.537,52	34.123,28	23.585,76
22	-----	11.177,15	36.033,29	24.856,14
23	-----	11.855,60	38.021,85	26.166,25
24	-----	12.575,24	40.150,32	27.575,08
25	-----	13.338,55	42.234,55	28.896,00

Fonte: Elaboração própria (2023).

4.13.4 Resultados da avaliação econômica do projeto

Na Tabela 8 a seguir, apresentam-se os resultados da aplicação dos métodos de análise de investimentos, ao projeto de geração fotovoltaica, objeto desse estudo de caso. Os valores apresentados demonstram a viabilidade econômica do projeto.

Tabela 8 – Resultados da avaliação econômica do projeto

VPL (R\$)	TIR (% a.a.)	Payback
103.569,80	26,56	5 anos

Fonte: Elaboração própria (2023).

Os resultados acima, em especial a TIR, comprovam a viabilidade econômica do projeto, superando modalidades de investimento cuja rentabilidade é definida por meio de um valor percentual da Selic. Além disso, o tempo de recuperação do capital, ou seja, o tempo a partir do qual as receitas superam as despesas, incluindo o investimento inicial, é bastante atrativo, representando 20 % do tempo de vida útil do projeto.

4.13.5 Análise de sensibilidade

Nessa subseção, pretende-se observar o comportamento do projeto fotovoltaico, sob o ponto de vista econômico, considerando variações em alguns parâmetros definidos inicialmente. A análise de sensibilidade apresentada na sequência permite avaliar a robustez econômica do projeto.

a) Sensibilidade com Relação à Margem de Lucro

Considerando os resultados apresentados na subseção anterior, o objetivo inicial da análise de sensibilidade é avaliar o desempenho econômico do

projeto fotovoltaico, em função de variações na margem de lucro praticada pela empresa responsável pela instalação do sistema. Primeiramente, considerou-se a redução na margem de lucro para 40 %, o que evidentemente pode ser conseguido por meio de negociação entre o consumidor e a empresa. Em seguida, com o objetivo de considerar um cenário desfavorável economicamente para o projeto, elevou-se a margem de lucro para 80 %. Os resultados dessa análise de sensibilidade são apresentados na Tabela 9, a seguir, lembrando que no fluxo de caixa, o único valor a ser alterado diz respeito ao investimento inicial.

Tabela 9 – Sensibilidade com relação à margem de lucro

	VPL (R\$)	TIR (% a.a.)	Payback
MARGEM DE LUCRO DE 40 % INVESTIMENTO INICIAL = R\$ 34.510,81	108.499,93	29,83	4 anos e 4 meses
MARGEM DE LUCRO DE 80 % INVESTIMENTO INICIAL = R\$ 44.371,04	98.639,69	23,99	5 anos e 8 meses

Fonte: Elaboração própria (2023).

Observa-se que, por meio da negociação da margem de lucro, ou da redução nos valores do orçamento, o consumidor pode conseguir vantagens econômicas mais significativas, observadas por um aumento da rentabilidade e uma diminuição do tempo de retorno do projeto, quando comparados com os valores obtidos para a margem de lucro inicial de 60 %. Além disso, para uma condição desfavorável, que considera um aumento no investimento inicial a ser realizado pelo consumidor, o projeto se mostra robusto economicamente, apresentando apenas uma pequena redução da rentabilidade e um pequeno aumento do tempo de retorno.

A robustez econômica do sistema fotovoltaico em estudo pode ser explicada pelo fato de se tratar de um projeto de longo prazo e que considera um cenário de evolução da tarifa. Desse modo, o consumidor pode usufruir por um período de tempo considerável, dos benefícios da autoprodução e da redução da dependência com relação à energia elétrica fornecida pela concessionária local.

b) Sensibilidade com Relação à Evolução da Tarifa

Os resultados iniciais, apresentados na Tabela 8, consideram a evolução do valor da tarifa, com base no IPCA, o que aumenta a importância do sistema fotovoltaico na busca pela redução do consumo de um produto com preço crescente. Na sequência, apresentam-se na Tabela 10, os resultados da avaliação econômica do projeto, considerando um cenário de tarifa constante ao longo dos anos, combinado com as variações na margem de lucro da empresa instaladora do sistema.

Tabela 10 - Sensibilidade com relação à margem de lucro e tarifa constante

	VPL (R\$)	TIR (% a.a.)	Payback
MARGEM DE LUCRO DE 40 % INVESTIMENTO INICIAL = R\$ 34.510,81	40.995,07	21,97	5 anos e 3 meses
MARGEM DE LUCRO DE 60 % INVESTIMENTO INICIAL = R\$ 39.440,93	36.064,96	18,84	6 anos e 4 meses
MARGEM DE LUCRO DE 80 % INVESTIMENTO INICIAL = R\$ 44.371,04	31.134,84	16,39	7 anos e 5 meses

Fonte: Elaboração própria (2023).

Os resultados continuam mostrando a viabilidade econômica do projeto, dando uma maior segurança ao consumidor, quanto à tomada de decisão. Em outras palavras, a análise econômica tradicional, combinada com a análise de sensibilidade, reforçam a expectativa de que a autoprodução de energia elétrica, por meio de um sistema fotovoltaico realmente traz benefícios ao consumidor, por se tratar de uma tecnologia consolidada no mercado de geração de energia elétrica, sem contar com o fato de estar inserida no contexto da GD, trazendo benefícios também para o sistema elétrico.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS E PROPOSTAS PARA TRABALHOS FUTUROS

Esse trabalho representa uma análise, sob a perspectiva econômica, da implantação de um sistema de geração distribuída, na categoria de microgeração, baseado na transformação de energia solar em energia elétrica, sob as diretrizes da Lei 14.300/2022. O sistema solar fotovoltaico, objeto desse estudo, possibilita uma redução da necessidade de uso dos sistemas de geração e transmissão de energia elétrica, mostrando que o modelo descentralizado de produção promove a redução dos impactos ambientais e econômicos, devido à redução dos investimentos a serem realizados para construção de usinas e linhas de transmissão.

O Brasil, um país cortado pela linha equatorial e com uma das matrizes elétricas mais limpas do mundo, possui um grande potencial para obter energia elétrica a partir da energia solar. Segundo o Atlas Brasileiro de Energia Solar (2017), a incidência diária de irradiação solar no país está entre $4,44 \text{ Wh/m}^2$ e $5,48 \text{ Wh/m}^2$, mas, em contrapartida, verifica-se aqui, uma das tarifas de energia elétrica mais altas, devido à dependência com relação as condições para a geração hidrelétrica, condições essas nem sempre favoráveis, obrigando a utilização de fontes mais caras e agressivas ao meio ambiente.

Considerando que a energia elétrica representa um custo inserido em qualquer atividade produtiva ou serviço, ressalta-se que a redução dessa dependência oferece mais liberdade ao planejamento estratégico, além de um menor custo por kWh, resultando em maior competitividade e lucratividade, em se tratando de unidades consumidoras comerciais. No caso da academia de ginástica, estabelecimento comercial a ser atendido pelo projeto fotovoltaico, entende-se que os benefícios econômicos advindos do sistema podem contribuir para a realização de investimentos referentes à aquisição de equipamentos mais modernos, à companhias de publicidade, a contratação de novos profissionais e demais ações que visem atrair novos clientes e aumentar o faturamento do negócio.

Devido ao significativo investimento inicial, o estudo propôs a análise da viabilidade econômica do projeto por meio dos métodos tradicionais da Matemática Financeira. A análise econômica foi realizada com base no dimensionamento do sistema, devidamente detalhado no Capítulo 3. Esse dimensionamento seguiu as

orientações estabelecidas pelas normas técnicas vigentes, com os objetivos de aproveitar ao máximo o potencial solar existente no local, permitir a operação harmoniosa de todos os componentes do sistema e oferecer segurança aos usuários e técnicos de manutenção.

A análise de viabilidade, utilizando parâmetros e dados realistas do mercado de geração solar fotovoltaica, mostrou que o investimento de R\$ 39.440,93 se mostra viável economicamente, com base nos conceitos da Matemática Financeira. Tal análise considerou o dimensionamento do sistema baseado no consumo médio mensal do estabelecimento, com custos e receitas distribuídos em um fluxo de caixa de 25 anos, levando em conta, inclusive, o fornecimento dos excedentes de produção à rede de distribuição, com retorno desses excedentes nos momentos necessários. A análise de sensibilidade, considerada importante para a avaliação da viabilidade de investimentos dessa natureza, teve como principal objetivo avaliar a robustez econômica do projeto, sendo que os resultados obtidos servem de incentivo à implementação do sistema.

5.1 Propostas para trabalhos futuros

As pesquisas sobre microgeração solar fotovoltaica são variadas, seguindo diversas linhas de estudo, nas áreas técnica e econômica. Nesse sentido, são feitas as seguintes propostas para trabalhos futuros:

- avaliar a viabilidade técnica e econômica da implementação de um sistema solar fotovoltaico com tecnologia *tracker*, permitindo o ajuste do ângulo de azimute e do ângulo de inclinação dos módulos, com a consequente maximização da captação do recurso solar;
- analisar a viabilidade técnica e econômica da implementação de um sistema de microgeração híbrido, combinando a utilização do recurso solar com a utilização do recurso eólico, igualmente abundante no país;
- analisar a viabilidade econômica da implementação de um sistema solar fotovoltaico conectado à rede da distribuidora, na modalidade de auto-consumo remoto, considerando que a partir de 2029, poderá ser cobrado 100 % do Fio B e em um cenário mais desfavorável, será cobrada toda a

TUSD, o que implicaria, além do Fio B, na aplicação de outros encargos que compõem essa tarifa.

REFERÊNCIAS

- ABINEE - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DA INDÚSTRIA ELÉTRICA E ELETRÔNICA. **Proposta para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira**. São Paulo, 2012. Disponível em: www.abinee.org.br/informac/arquivos/profotov.pdf. Acesso em: 28 maio 2022.
- ABNT - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5410: Instalação Elétrica de Baixa Tensão**. Rio de Janeiro, 2004. 209 p.
- ABNT - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 10899: Energia Solar fotovoltaica – Terminologia**. Rio de Janeiro, 2013. 16 p.
- ABNT - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5419-2: Proteção de Estruturas Contra Descargas Atmosféricas**. Rio de Janeiro, 2015. 309 p.
- ABNT - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 16690: Instalações Elétricas de Arranjos Fotovoltaicos – Requisitos de Projeto**. Rio de Janeiro, 2019. 65 p.
- ABNT - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 16612: Cabos de potência para sistemas fotovoltaicos, não halogenados, isolados, com cobertura – Requisitos de desempenho**. Rio de Janeiro, 2020. 41 p.
- ANDRADE, Rocelito Lopes. **Modelamento Elétrico de Células Solares Sensibilizadas Por Corante**. 2016. Dissertação (Mestrado em Engenharia) – Programa de Pós-Graduação em Ciências e Engenharia dos Materiais, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2016. Disponível em: <https://www.lume.ufrgs.br/bitstream/handle/10183/150825/001008543.pdf?sequence=1&isAllowed=y>. Acesso em: 02 jun. 2022.
- ANEEL. **Resolução Normativa nº 83, de 20 de setembro de 2004**. Estabelece os procedimentos e as condições de fornecimento por intermédio de Sistemas Individuais de Geração de Energia Elétrica com Fontes Intermitentes – SIGFI. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012493.pdf>.
- ANEEL. **Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012**. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, e sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. Brasília, 2012a. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>.
- ANEEL. **Resolução Normativa nº 493, de 5 de junho de 2012**. Estabelece os procedimentos e as condições de fornecimento por meio de Microssistema Isolado de Geração e Distribuição de Energia Elétrica – MIGDI ou Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fonte Intermitente – SIGFI. Brasília, 2012b. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012493.pdf>.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015**. Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>.

ANEEL. **Micro e Minigeração Distribuída: Sistema de Compensação de Energia Elétrica**. 2ª edição – Brasília, 2016. Disponível em: <https://www.cemig.com.br/wp-content/uploads/2020/08/Caderno-tematico-Micro-e-Minigeracao-Distribuida-2-edicao.pdf>. Acesso em: 16 jun. 2022.

ANEEL. **Revisão das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída – Resolução Normativa nº 482/2012**. Brasília, 2018a. Disponível em: <https://antigo.aneel.gov.br/documents/656877/18485189/6+Modelo+de+AIR+-+SRD+-+Gera%C3%A7%C3%A3o+Distribuida.pdf/769daa1c-51af-65e8-e4cf-24eba4f965c1>. Acesso em: 13 mar. 2023.

ANEEL. **Brasil Ultrapassa Marca de 10 GW em Micro e Minigeração distribuída**. Brasília, 2022a. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2022/brasil-ultrapassa-marca-de-10-gw-em-micro-e-minigeracao-distribuida>. Acesso em: 06 jun. 2022.

ANEEL. **Resolução Homologatória nº 3.094, de 16 de agosto de 2022**. Homologa o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2022, as tarifas de energia – TE, e as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD, referentes à Celesc Distribuição S.A. - Celesc-DIS, e dá outras providências. Brasília, 2022b. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20223094ti.pdf>. Acesso em: 15 mar. 2023.

BOWMAN, D. *et al.* Fire in the Earth System. **Science**, v.324, 24 apr. 2009. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/24355517_Fire_in_the_Earth_System. Acesso em: 05 maio 2022.

BRASIL INDICADORES. **Taxa Selic**. Disponível em: <https://brasilindicadores.com.br/selic/>. Acesso em: 26 out. 2022.

BUHLER, Alexandre José. **Estudo de técnicas de determinação experimental e pos processamento de curvas características de módulos fotovoltaicos**. 2011. 195 f. Tese (Doutorado) – Curso de Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2011. Disponível em: <https://www.lume.ufrgs.br/bitstream/handle/10183/30213/000778668.pdf?sequence=1&isAllowed=y> Acesso em: 05 jun. 2022.

CARVALHO, J. F. de. Energia e sociedade. **Estudos Avançados**, [S. l.], v. 28, n. 82, p. 25-39, 2014. Disponível em: <https://www.revistas.usp.br/eav/article/view/88917>. Acesso em: 28 abr. 2022.

CELESC DISTRIBUIÇÃO S.A. **Requisitos Para a Conexão de Micro ou Minigeradores de Energia ao Sistema Elétrico da CELESC Distribuição.** Florianópolis, 2020, 32p. Disponível em: <https://www.celesc.com.br/arquivos/normas-tecnicas/conexao-centrais-geradoras/conexao-micro-mini-geradores-out2020.pdf>. Acesso em: 06 dez. 2022.

CELESC DISTRIBUIÇÃO S.A. **Alíquotas de Tributos.** Florianópolis, 2022. Disponível em: <https://www.celesc.com.br/tarifas-de-energia>. Acesso em: 16 mar. 2023.

CONDEX. CABO NBR 7286. São Paulo, [s/d]. Disponível em: <https://www.condexcabos.com.br/cabo-nbr-7286>. Acesso em: 25 abr. 2023.

COSTA, B.B.F.; MALAGUETA, D.C.; MANHÃES, A.L.P.; COSTA, S.C.B.; THOMPSON, S.J.G.S. Análise da expansão da energia solar fotovoltaica nas cidades da região das baixadas litorâneas e norte fluminense. **Cadernos do Desenvolvimento Fluminense**, Rio de Janeiro, n. 20, p. 52-76, 2021. Disponível em: <https://www.e-publicacoes.uerj.br/index.php/cdf/article/view/61419/39361>. Acesso em: 05 maio 2022.

CRESESB. **Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito**, 2018. Potencial Solar – Sun Data v. 3.0. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php#data>. Acesso em: 19 set. 2022.

DIAS, C.L.A.; BRANCO, D.A.C.; AROUCA, M.C.; LEGEY, L.F.L. Performance estimation of photovoltaic technologies in Brazil. **Renewable Energy**, v.114, p.367-375, 2017. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/search?authors=DIAS&qs=ESTIMATION%20OF%20PHOTOVOLTAIC>. Acesso em: 06 maio 2022.

DESCHAMPS, E. M. **Otimização do fator de carregamento de inversores para sistemas solares fotovoltaicos conectados à rede elétrica pública.** 2018. 127 p. Dissertação (mestrado) – Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico, Programa de Pós Graduação em Engenharia Civil, Florianópolis, 2018. Disponível em: https://fotovoltaica.ufsc.br/Dissertacoes/Dissertacao_Eduardo_Deschamps.pdf. Acesso em: 20 set. 2022.

EPE. **Matriz energética e elétrica.** 2021. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>. Acesso em: 05 maio 2022.

EPOWERBAY. **Geração Distribuída: Acesso à Rede de Distribuição.** 2022. Disponível em: <https://www.epowerbay.com/single-post/gera%C3%A7%C3%A3o-distribu%C3%ADa-acesso-a-rede-de-distribui%C3%A7%C3%A3o>. Acesso em: 09 mar. 2023.

FONSECA, Daniel Andrade da. **É legal a inclusão da TUST e da TUSD na base de cálculo do ICMS na conta de energia elétrica?** 2019. 60 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Direito) – Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2019. Disponível em: <https://repositorio.ufu.br/handle/123456789/27872> . Acesso em: 14 mar 2023.

Google. **Google Earth:** Jardim das Palmeiras. Disponível em: <https://earth.google.com/web/@-27.62718431,-48.66858975,5.48373351a,161.26526307d,35y,0h,0t,0r>. Acesso em: 06 dez. 2022.

Google. **Google Maps:** Jardim das Palmeiras. Disponível em: <https://www.google.com.br/maps/place/R.+Ger%C3%A2nio,+98+-+Jardim+das+Palmeiras,+Palho%C3%A7a+-+SC,+88133-800/@-27.6271073,-48.6706981,17z/data=!3m1!4b1!4m6!3m5!1s0x952735909baa4559:0x358b43f41e189eda!8m2!3d-27.6271121!4d-48.6685094!16s%2Fg%2F11gdg68hv8>. Acesso em: 06 dez. 2022

GREENER. **Análise do Marco Legal da Geração Distribuída Sancionado o PL 5.829/2019 que Institui o Marco Legal da MMDG.** 2022. Disponível em: <https://www.greener.com.br/estudo/analise-do-marco-legal-da-geracao-distribuida-lei-14-300-2022/>. Acesso em: 13 mar. 2023.

GREENER. **A Evolução do Mercado Fotovoltaico no Brasil pelos dados do Estudo Estratégico de Geração Distribuída.** 2023. Disponível em: <https://www.greener.com.br/a-evolucao-do-mercado-fotovoltaico-no-brasil/>. Acesso em: 17 abr. 2023.

HORNSBERG, C.; BOWDEN, S. 2010. **Photovoltaics Education Website.** Disponível em: https://www.pveducation-org.translate.goog/pvcdrom/manufacturing-si-cells/multi-crystalline-silicon?_x_tr_sl=en&_x_tr_tl=pt&_x_tr_hl=pt-BR&_x_tr_pto=sc. Acesso em: 5 jun. 2022.

IBGE. **Índice Nacional de Preço ao Consumidor Amplo.**2022. Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/estatisticas/economicas/precos-e-custos/9256-indice-nacional-de-precosconsumidor-amplo.html?edicao=20932&t=series-historicas>. Acesso em: 25 out. 2022.

IBGE. **O tamanho do Brasil.**2022. Disponível em: <https://cnae.ibge.gov.br/en/component/content/article/97-7a12/7a12-voce-sabia/curiosidades/1629-o-tamanho-do-brasil.html#:~:text=Voc%C3%AA%20sabia%20que%20o%20Brasil,%2C%20China%2C%20Canad%C3%A1%20e%20R%C3%BAssia>. Acesso em: 06 maio 2022.

INEE. **O Que é Geração Distribuída.** Disponível em: http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp?Cat=gd. Acesso em: 08 jun. 2022.

KUMAR, M., KUMAR, A. Performance assessment and degradation analysis of solar photovoltaic technologies: A review,

Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2017, V. 78, Páginas 554-

587. Disponível em: [https:// DOI:](https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.04.083)

[dx.doi.org/10.1016/j.rser.2017.04.083](https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.04.083). Acesso em 30 maio 2022.

LIMA, Ariane A. *et al.* Uma revisão dos princípios da conversão fotovoltaica de energia. **Revista Brasileira de Ensino de Física**, 2020. v. 42. Disponível em:

<https://doi.org/10.1590/1806-9126-RBEF-2019-0191>. Acesso em: 27 maio 2022.

MACHADO, Marcelo do A. **Utilização do Sistema de Microgeração de Energia no Brasil: Uma Análise da Geração Distribuída e do Sistema Net Metering**. 2017.

39 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Curso de Ciências Econômicas) – Instituto de Ciências Econômicas, Administrativas e Contábeis, Universidade Federal do Rio Grande, Rio Grande, 2017. Disponível em:

<http://repositorio.furg.br/bitstream/handle/1/7604/Marcelo.pdf?sequence=1> . Acesso em: 16 jun. 2022.

MELO, F. C. **Análise de Viabilidade Técnica e Econômica de um projeto**

fotovoltaico: Estudo de Caso: Estádio Aderbal Ramos da Silva. 2020. 91 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (Curso de Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico, Graduação em engenharia Elétrica, Florianópolis, 2020. Disponível em:

[https://repositorio.ufsc.br/bitstream/handle/123456789/204336/TCC.pdf?sequence=1](https://repositorio.ufsc.br/bitstream/handle/123456789/204336/TCC.pdf?sequence=1&isAllowed=y) &isAllowed=y . Acesso em 05 out. 2022

MENEZES, Valdelício. **Aplicação da Matemática Financeira**. São Paulo, 2010

NETO, Alexandre Assaf. **Matemática financeira e suas aplicações**. 12^a. Ed. São Paulo: Atlas, 2012.

MINHA CASA SOLAR. **Controlador de Carga**. Disponível em:

<https://www.minhacasasolar.com.br/produto/controlador-de-carga-30a-12v-24v-pwm-ep-solar-vs3024au-79101>. Acesso em: 06 jun. 2022.

MONTECINOS, S. G., CARVAJAL, D. A. **Energías renovables: Escenario actual y perspectivas futuras**. La Serena: Editorial Universidad de la Serena, 2018.

MORENO, H., COSTA, P. F. **ATERRAMENTO ELÉTRICO**. [s.l.] Instituto Brasileiro do Cobre, 2018.

MORENO, H. **Cabos Elétricos para instalações Fotovoltaicas**. [s.l.] , IFC/Cobrecom, 2019. Disponível em: <https://revistapotencia.com.br/wp-content/uploads/2020/04/Livro-Cobrecom-Cabos-el%C3%A9tricos-para-instala%C3%A7%C3%B5es-fotovoltaicas-revis%C3%A3o-1.pdf>. Acesso em: 24 abr. 2023.

NEOSOLAR. **Como Instalar Placa Solar Fotovoltaica**. Disponível em: <https://www.neosolar.com.br/aprenda/saiba-mais/placa-solar-fotovoltaica/como-instalar-placa-solar>. Acesso em: 19 abr. 2023.

OGBOMO, O. O., et al., A review of photovoltaic module technologies for increased performance in tropical climate, **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 2017. V. 75. Páginas 1225-1238. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.109>. Acesso em: 30 maio 2022.

OLIVEIRA, L. H. **Dimensionamento de Um Sistema Fotovoltaico Residencial Conectado à Rede de Energia Elétrica**. 2018. 62p. Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade Federal de Uberlândia, Graduação em Engenharia Elétrica, Uberlândia, 2018. Disponível em: <https://repositorio.ufu.br/bitstream/123456789/23228/1/DimensionamentoSistemaFotovoltaico.pdf>. Acesso em: 02 out. 2022.

PALHOÇA. **Lei Complementar nº 335, de 25 de janeiro de 2023**. Institui a contribuição para os custeios dos serviços de iluminação pública – COSIP, e dá outras providências. Disponível em: <https://leismunicipais.com.br/a/sc/p/palhoca/lei-complementar/2002/2/17/lei-complementar-n-17-2002-institui-a-contribuicao-para-o-custeiio-dos-servicos-de-iluminacao-publica-cosip-e-da-outras-providencias?q=lei+17%2F2002>. Acesso em: 14 mar. 2023.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: CRESESB, 2014.

PRIEB, C. W. M. **Desenvolvimento de um Sistema de Ensaio de Módulos Fotovoltaicos**. 2002. 54f. Dissertação (Mestrado em Engenharia) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2002. Disponível em: <https://www.lume.ufrgs.br/bitstream/handle/10183/2091/000363966.pdf?sequence=1>. Acesso em: 01 jun. 2022.

PUCCINI, Abelardo de Lima. **Matemática financeira objetiva e aplicada**. 9ª. Ed. São Paulo: Elsevier, 2011.

SANTA CATARINA. **Decreto no. 233, de 30 de Agosto de 2019**. Introduz a Alteração 4.063 no RICMS/SC-01. Disponível em: https://legislacao.sef.sc.gov.br/html/decretos/2019/dec_19_0233.htm. Acesso em: 14 mar. 2023.

AGÊNCIA SENADO. **Lei institui marco legal da micro e minigeração de eletricidade**. 2022. Disponível em: [https://www.camara.leg.br/noticias/843782-lei-institui-marco-legal-da-microe-minigeracao-deenergia/#:~:text=O%20presidente%20Jair%20Bolsonaro%20sancionou,sexta%20feira%20\(7%20\)](https://www.camara.leg.br/noticias/843782-lei-institui-marco-legal-da-microe-minigeracao-deenergia/#:~:text=O%20presidente%20Jair%20Bolsonaro%20sancionou,sexta%20feira%20(7%20).). Acesso em: 13 mar. 2023.

SOLARVIEW. **Painel Solar: Conheça os tipos e descubra qual o melhor para você.** Disponível em: <https://solarview.com.br/painel-solar/>. Acesso em: 05 dez. 2022.

SOLLARES. **Sollares Energia Solar.** Disponível em: <https://sollares.com.br/string-box/190-string-box-ca-com-02-dps-e-01-disjutor-completo-sollarescombr.html>. Acesso em: 06 dez. 2022.

SUPRA SOLAR. O que é um inversor de energia solar? Disponível em: <https://www.suprasolar.com.br/o-que-e-um-inversor-de-energia-solar/>. Acesso em: 06 dez. 2022.

VILLALVA, Marcelo Gradella. **Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações.** 2ª. Ed. São Paulo: Érica, 2015.

VINTURINI, Mateus. O que é DPS e como é usado nos sistemas fotovoltaicos? **Canal Solar**, São Paulo, Ago. 2019. Artigos técnicos. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/o-que-e-dps-e-como-e-usado-nos-sistemas-fotovoltaicos/>. Acesso em: 09 jan. 2023.

WEG SOLAR. **CARREGAMENTO (CC/CA) EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.** YouTube, 16 de julho de 2020. Disponível em: <https://www.youtube.com/watch?v=78eXygfmJGc>. Acesso em: 10 abr. 2023.

ZILLES, Roberto *et al.* **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica.** São Paulo: Oficina de Textos, 2012. 208 p..

APÊNDICE A – PLANILHAS PARA O FLUXO DE CAIXA

[illegible]

Formação do Fluxo de caixa

Neste apêndice, se encontram os valores utilizados no período inicial de 2 anos e 4 meses para formação do fluxo de caixa. E, também, o fluxo de caixa realizado com o aplicativo EXCEL e seu respectivo gráfico.

1	7	31	3,95	mai	823	950,41	823,00	127,41	182,11	624,13	170,39	794,52	830,40		6078	412	0	90,12	60,78	150,90	157,72
2	10	28	5,1	jun	519	807,98	495,00	288,98	471,09	391,07	110,22	501,29	520,63		6078	260	0	67,13	60,78	127,91	132,84
3	30	3,57	2o	jun	494	858,98	494,00	364,98	436,98	371,90	90,12	462,03	476,84		6078	247	0	67,13	60,78	127,91	132,84
4	31	4,14	ago	ago	466	996,12	466,00	530,12	1366,19	350,94	90,12	440,56	451,82		6078	233	0	67,13	60,78	127,91	131,18
5	30	3,71	set	set	513	863,87	513,00	350,87	1717,06	409,99	116,91	526,83	536,90		6447	257	0	71,20	64,47	135,67	138,26
6	31	4,05	out	ago	684	974,47	684,00	290,47	2007,53	548,98	138,18	687,16	695,89		6447	342	0	71,12	64,47	141,59	145,39
7	30	4,89	nov	nov	974	1138,63	974,00	164,63	2172,15	784,81	201,90	986,71	992,95		6447	487	0	95,60	64,47	160,06	161,08
8	0	31	5,12	dez	1051	1231,92	1051,00	180,92	2353,08	847,42	223,21	1070,63	1070,63	#####	6447	526	0	116,91	64,47	181,38	-2180,65
9	11	31	5,12	jan	1454	1225,15	1454,00	0,00	2124,22	1175,14	273,99	1449,12	1553,28		6447	727	0	159,42	64,96	224,38	240,51
10	28	5,1	fev	fev	1841	1102,26	1841,00	0,00	1385,48	1489,84	273,99	1763,83	1878,71		6447	921	0	201,90	82,25	284,15	302,66
11	30	4,7	mar	mar	2078	1124,65	2078,00	0,00	432,13	1682,57	273,99	1956,55	2070,88		6447	1039	0	223,21	92,84	316,05	334,52
12	8	30	4,37	abr	1519	1011,95	1444,08	0,00	0,00	1167,07	273,99	1441,05	1515,67		6447	760	0	159,42	67,87	227,28	239,05
13	7	31	3,95	mai	823	950,41	823,00	127,41	182,11	624,13	170,39	794,52	830,40		6447	412	0	90,12	60,78	150,90	157,72
14	30	3,47	jun	jun	519	807,98	519,00	284,54	406,71	414,81	116,91	532,23	542,38		6447	260	0	71,20	64,47	135,67	140,90
15	31	3,57	ago	ago	466	996,12	466,00	360,25	766,97	394,48	95,60	490,07	505,78		6447	247	0	71,20	64,47	135,67	140,90
16	30	3,71	set	set	513	863,87	513,00	350,87	1717,06	409,99	116,91	526,83	536,90		6447	257	0	71,20	64,47	135,67	139,14
17	31	4,14	ago	ago	466	996,12	466,00	360,25	766,97	394,48	95,60	490,07	505,78		6447	247	0	71,20	64,47	135,67	139,14
18	30	3,71	set	set	513	863,87	513,00	350,87	1717,06	409,99	116,91	526,83	536,90		6447	257	0	71,20	64,47	135,67	139,14
19	31	4,05	out	ago	684	974,47	684,00	290,47	2007,53	548,98	138,18	687,16	695,89		6447	342	0	71,12	64,47	141,59	145,39
20	30	4,89	nov	nov	974	1138,63	974,00	164,63	2172,15	784,81	201,90	986,71	992,95		6447	487	0	95,60	64,47	160,06	161,08
21	0	31	5,12	dez	1051	1231,92	1051,00	180,92	2353,08	847,42	223,21	1070,63	1070,63	#####	6447	526	0	116,91	64,47	181,38	-2180,65
22	11	31	5,12	jan	1454	1225,15	1454,00	0,00	2124,22	1175,14	273,99	1449,12	1553,28		6447	727	0	159,42	64,96	224,38	240,51
23	28	5,1	fev	fev	1841	1102,26	1841,00	0,00	1385,48	1489,84	273,99	1763,83	1878,71		6447	921	0	201,90	82,25	284,15	302,66
24	30	4,7	mar	mar	2078	1124,65	2078,00	0,00	432,13	1682,57	273,99	1956,55	2070,88		6447	1039	0	223,21	92,84	316,05	334,52
25	8	30	4,37	abr	1519	1011,95	1444,08	0,00	0,00	1167,07	273,99	1441,05	1515,67		6447	760	0	159,42	67,87	227,28	239,05
26	7	31	3,95	mai	823	950,41	823,00	127,41	182,11	624,13	170,39	794,52	830,40		6447	412	0	90,12	60,78	150,90	157,72
27	30	3,47	jun	jun	519	807,98	519,00	284,54	406,71	414,81	116,91	532,23	542,38		6447	260	0	71,20	64,47	135,67	140,90
28	31	3,57	ago	ago	466	996,12	466,00	360,25	766,97	394,48	95,60	490,07	505,78		6447	247	0	71,20	64,47	135,67	140,90
29	30	3,71	set	set	513	863,87	513,00	350,87	1717,06	409,99	116,91	526,83	536,90		6447	257	0	71,20	64,47	135,67	139,14
30	31	4,14	ago	ago	466	996,12	466,00	360,25	766,97	394,48	95,60	490,07	505,78		6447	247	0	71,20	64,47	135,67	139,14
31	30	3,71	set	set	513	863,87	513,00	350,87	1717,06	409,99	116,91	526,83	536,90		6447	257	0	71,20	64,47	135,67	139,14
32	31	4,05	out	ago	684	974,47	684,00	290,47	2007,53	548,98	138,18	687,16	695,89		6447	342	0	71,12	64,47	141,59	145,39
33	30	4,89	nov	nov	974	1138,63	974,00	164,63	2172,15	784,81	201,90	986,71	992,95		6447	487	0	95,60	64,47	160,06	161,08
34	0	31	5,12	dez	1051	1231,92	1051,00	180,92	2353,08	847,42	223,21	1070,63	1070,63	#####	6447	526	0	116,91	64,47	181,38	-2180,65
35	11	31	5,12	jan	1454	1225,15	1454,00	0,00	2124,22	1175,14	273,99	1449,12	1553,28		6447	727	0	159,42	64,96	224,38	240,51
36	28	5,1	fev	fev	1841	1102,26	1841,00	0,00	1385,48	1489,84	273,99	1763,83	1878,71		6447	921	0	201,90	82,25	284,15	302,66
37	30	4,7	mar	mar	2078	1124,65	2078,00	0,00	432,13	1682,57	273,99	1956,55	2070,88		6447	1039	0	223,21	92,84	316,05	334,52
38	8	30	4,37	abr	1519	1011,95	1444,08	0,00	0,00	1167,07	273,99	1441,05	1515,67		6447	760	0	159,42	67,87	227,28	239,05
39	7	31	3,95	mai	823	950,41	823,00	127,41	182,11	624,13	170,39	794,52	830,40		6447	412	0	90,12	60,78	150,90	157,72
40	30	3,47	jun	jun	519	807,98	519,00	284,54	406,71	414,81	116,91	532,23	542,38		6447	260	0	71,20	64,47	135,67	140,90
41	31	3,57	ago	ago	466	996,12	466,00	360,25	766,97	394,48	95,60	490,07	505,78		6447	247	0	71,20	64,47	135,67	140,90
42	30	3,71	set	set	513	863,87	513,00	350,87	1717,06	409,99	116,91	526,83	536,90		6447	257	0	71,20	64,47	135,67	139,14
43	31	4,05	out	ago	684	974,47	684,00	290,47	2007,53	548,98	138,18	687,16	695,89		6447	342	0	71,12	64,47	141,59	145,39
44	30	4,89	nov	nov	974	1138,63	974,00	164,63	2172,15	784,81	201,90	986,71	992,95		6447	487	0	95,60	64,47	160,06	161,08
45	0	31	5,12	dez	1051	1231,92	1051,00	180,92	2353,08	847,42	223,21	1070,63	1070,63	#####	6447	526	0	116,91	64,47	181,38	-2180,65
46	11	31	5,12	jan	1454	1225,15	1454,00	0,00	2124,22	1175,14	273,99	1449,12	1553,28		6447	727	0	159,42	64,96	224,38	240,51
47	28	5,1	fev	fev	1841	1102,26	1841,00	0,00	1385,48	1489,84	273,99	1763,83	1878,71		6447	921	0	201,90	82,25	284,15	302,66
48	30	4,7	mar	mar	2078	1124,65	2078,00	0,00	432,13	1682,57	273,99	1956,55	2070,88		6447	1039	0	223,21	92,84	316,05	334,52
49	8	30	4,37	abr	1519	1011,95	1444,08	0,00	0,00	1167,07	273,99	1441,05	1515,67		6447	760	0	159,42	67,87	227,28	239,05
50	7	31	3,95	mai	823	950,41	823,00	127,41	182,11	624,13	170,39	794,52	830,40		6447	412	0	90,12	60,78	150,90	157,72
51	30	3,47	jun	jun	519	807,98	519,00	284,54	406,71	414,81	116,91	532,23	542,38		6447	260	0	71,20	64,47	135,67	140,90
52	31	3,57	ago	ago	466	996,12	466,00	360,25	766,97	394,48	95,60	490,07	505,78		6447	247	0	71,20	64,47	135,67	140,90
53	30	3,71	set	set	513	863,87	513,00	350,87	1717,06	409,99	116,91	526,83	536,90		6447	257	0	71,20	64,47	135,67	139,14
54	31	4,05	out	ago	684	974,47	684,00	290,47	2007,53	548,98	138,18	687,16	695,89		6447	342	0	71,12	64,47	141,59	145,39
55	30	4,89	nov	nov	974	1138,63	974,00	164,63	2172,15	784,81	201,90	986,71	992,95		6447	487	0	95,60	64,47	160,06	161,08
56	0	31	5,12	dez	1051	1231,92	1051,00	180,92	2353,08	847,42	223,21	1070,63	1070,63	#####	6447	526	0	116,91	64,47	181,38	-2180,65
57	11	31	5,12	jan	1454	1225,15	1454,00	0,00	2124,22	1175,14	273,99	1449,12	1553,28		6447	727	0	159,42	64,96	224,38	240,51
58	28	5,1	fev	fev	1841	1102,26	1841,00	0,00	1385,48	1489,84	273,99	1763,83	1878,71		6447	921	0	201,90	82,25	284,15	302,66
59	30	4,7	mar	mar	2078	1124,65	2078,00	0,00	432,13	1682,57	273,99	1956,55	2070,88		6447	1039	0	223,21	92,84	316,05	334,52
60	8	30	4,37	abr	1519	1011,95	1444,08	0,00	0,00	1167,07	273,99	1441,05	1515,67		6447	760	0</				

22	0	31	5,12	dez	1051	1103,26	1051,00	52,26	1481,42	2753,93	725,38	3479,30	3479,30	36033,29	209,51	526	203,988	379,92	339,10	923,01	923,01	-11177,15	24856,14
22	11	31	5,12	jan	1454	1097,19	1454,00	0,00	1124,62	3818,92	890,39	4709,31	5047,80		209,51	727	290,456	518,08	469,13	1277,66	1369,49		
22	10	28	5,1	fev	1841	987,14	1841,00	0,00	270,76	4841,64	890,39	5732,02	6105,37		209,51	921	373,49	656,12	593,99	1653,61	1729,36		
22	9	31	4,7	mar	2078	1007,19	1277,95	0,00	0,00	3353,68	863,42	4217,10	4463,52		209,51	1039	424,341	725,38	670,46	1830,18	1926,54		
22	8	30	4,37	abr	2519	906,26	906,26	0,00	0,00	2371,44	656,12	3027,56	3184,32		209,51	760	304,402	518,08	490,10	1312,58	1380,54		
22	7	31	3,95	mai	823	846,47	823,00	23,47	23,47	2151,40	587,33	2764,41	2863,41		209,51	412	155,069	310,66	265,54	731,27	764,29		
22	6	30	3,47	jun	519	719,62	519,00	200,62	234,09	1348,03	379,92	1727,94	1794,62		209,51	260	89,8429	231,38	209,51	590,74	551,22		
22	5	31	3,57	236jul	484	765,04	494,00	271,04	485,12	1281,96	310,66	1592,62	1643,67		209,51	233	78,4713	231,38	209,51	525,37	542,21		
22	4	31	4,14	ago	466	887,18	466,00	421,18	916,31	1207,97	310,66	1518,63	1557,45		209,51	233	84,479	231,38	209,51	519,36	532,64		
23	3	30	3,71	set	513	769,39	513,00	256,39	1172,70	1413,03	402,98	1860,01	1850,72		222,23	257	93,9309	245,43	222,23	561,59	572,32		
23	2	31	4,05	out	684	867,90	684,00	183,90	1356,60	1892,36	476,31	2168,67	2168,67		222,23	342	132,848	265,84	234,09	632,77	640,81		
23	1	30	4,89	nov	974	1014,10	974,00	40,10	1386,70	2705,25	695,95	3401,20	3422,73		222,23	487	198,847	329,52	333,33	861,70	867,15		
23	0	31	5,12	dez	1051	1097,19	1051,00	46,19	1442,89	2921,09	769,41	3690,50	3690,50	38021,85	222,23	526	216,371	402,98	359,68	979,03	979,03	-11855,60	26166,25
23	11	31	5,12	jan	1454	1091,16	1454,00	0,00	1080,05	4050,73	944,43	4995,16	5354,20		222,23	727	308,086	549,52	497,60	1355,21	1452,62		
23	10	28	5,1	fev	1841	981,71	1841,00	0,00	220,77	5135,52	944,43	6079,96	6475,97		222,23	921	396,161	695,95	630,05	1722,16	1834,33		
23	9	31	4,7	mar	2078	1001,65	1222,42	0,00	0,00	3401,58	915,83	4317,41	4569,70		222,23	1039	450,098	769,41	711,16	1930,66	2043,48		
23	8	30	4,37	abr	2519	901,28	901,28	0,00	0,00	2501,41	695,95	3197,36	3362,91		222,23	760	322,879	549,52	519,85	1392,25	1464,34		
23	7	31	3,95	mai	823	841,81	823,00	18,81	18,81	2281,99	622,98	2904,97	3036,16		222,23	412	164,482	329,52	281,66	775,66	810,69		
23	6	30	3,47	jun	519	715,66	519,00	196,66	215,47	1459,85	402,98	1832,83	1903,55		222,23	260	95,2964	245,43	222,23	562,95	584,67		
23	5	31	3,57	246jul	484	760,83	494,00	266,83	482,30	1359,78	329,52	1689,30	1743,44		222,23	247	89,6068	245,43	222,23	557,26	575,12		
23	4	31	4,14	ago	466	882,30	466,00	416,30	898,61	1281,29	329,52	1610,81	1651,98		222,23	333	83,2345	245,43	222,23	550,89	564,97		
24	3	30	3,71	set	513	765,16	513,00	232,16	1150,77	1498,81	427,44	1926,24	1965,05		235,72	257	99,6325	260,33	235,72	595,68	607,06		
24	2	31	4,05	out	684	863,12	684,00	179,12	1329,89	2007,23	505,22	2512,45	2544,36		235,72	342	140,911	281,98	248,30	671,18	679,71		
24	1	30	4,89	nov	974	1008,53	974,00	34,53	1364,41	2869,46	738,19	3607,66	3650,49		235,72	487	210,917	349,52	353,57	914,00	919,79		
24	0	31	5,12	dez	1051	1091,16	1051,00	40,16	1404,57	3098,40	816,11	3914,51	3914,51	40150,32	235,72	526	229,504	427,44	381,52	1038,46	1038,46	-12575,24	27575,09
24	11	31	5,12	jan	1454	1085,16	1454,00	0,00	1035,73	4296,61	1001,76	5298,37	5679,20		235,72	727	326,787	582,88	527,81	1437,48	1540,80		
24	10	28	5,1	fev	1841	976,31	1841,00	0,00	171,05	5447,25	1001,76	6449,01	6869,06		235,72	921	420,208	738,19	668,29	1826,69	1945,67		
24	9	31	4,7	mar	2078	996,14	1167,19	0,00	0,00	3443,85	893,77	4337,62	4591,08		235,72	1039	477,419	816,11	754,32	2047,85	2167,52		
24	8	30	4,37	abr	2519	896,32	896,32	0,00	0,00	2638,51	660,80	3299,30	3470,13		235,72	760	342,478	582,88	551,40	1476,76	1553,22		
24	7	31	3,95	mai	823	837,18	823,00	14,18	14,18	2420,51	660,80	3081,30	3220,45		235,72	412	174,466	349,52	298,75	832,74	859,89		
24	6	30	3,47	jun	519	711,72	519,00	192,72	206,91	1516,65	427,44	1944,08	2019,10		235,72	260	101,081	260,33	235,72	597,12	620,16		
24	5	31	3,57	256jul	484	756,64	494,00	262,64	469,59	1442,31	349,52	1791,84	1849,27		235,72	247	95,046	260,33	235,72	591,09	610,03		
24	4	31	4,14	ago	466	877,45	466,00	411,45	881,00	1359,06	349,52	1708,58	1751,26		235,72	233	88,2868	260,33	235,72	584,33	599,27		
25	3	30	3,71	set	513	760,95	513,00	247,95	1128,95	1589,78	453,38	2043,17	2082,21		250,03	257	105,68	276,13	250,03	631,83	643,91		
25	2	31	4,05	out	684	858,38	684,00	174,38	1303,33	2119,07	535,89	2662,96	2698,80		250,03	342	149,465	299,09	263,37	711,92	720,96		
25	1	30	4,89	nov	974	1002,98	974,00	28,98	1332,31	3043,64	783,00	3826,64	3850,86		250,03	487	223,719	370,74	375,03	969,48	975,62		
25	0	31	5,12	dez	1051	1085,16	1051,00	34,16	1366,47	3286,47	865,65	4152,12	4152,12	42234,55	250,03	526	243,435	453,38	404,68	1101,49	1101,49	-13338,55	28895,99

0	-39440,928	
1	R\$ 7.613,67	
2	R\$ 10.072,74	
3	R\$ 10.567,01	
4	R\$ 10.981,92	
5	R\$ 10.549,80	
6	R\$ 10.908,57	
7	R\$ 11.364,24	
8	R\$ 11.948,15	
9	R\$ 12.561,41	
10	R\$ 5.390,03	
11	R\$ 13.953,01	
12	R\$ 14.705,42	
13	R\$ 15.498,32	
14	R\$ 16.333,88	
15	R\$ 17.214,38	
16	R\$ 18.142,24	
17	R\$ 19.120,00	
18	R\$ 20.150,34	
19	R\$ 21.236,07	
20	R\$ 8.230,72	
21	R\$ 23.585,76	
22	R\$ 24.856,14	
23	R\$ 26.166,25	
24	R\$ 27.575,09	
25	R\$ 28.895,99	
TIR	26,5611%	

Dois últimos anos de FC e TIR

Neste página, se encontram os valores utilizados no período de dez/22o ano a dezembro/25o ano para formação do fluxo de caixa. E, também, os valores para se chegar ao valor da TIR por meio do aplicativo EXCEL da empresa MICROSOFT.

sensibilidade(Lucro)							
lucratividade	1,4		1,6		1,8		
	-34510,812	-34510,812	-39440,928	-39440,928	-44371,044	-44371,044	
R\$ 7.058,19	R\$ 7.613,67	-R\$ 27.452,62	R\$ 7.613,67	-R\$ 32.382,74	R\$ 7.613,67	-R\$ 37.312,86	
R\$ 8.656,58	R\$ 10.072,74	-R\$ 18.796,04	R\$ 10.072,74	-R\$ 23.726,16	R\$ 10.072,74	-R\$ 28.656,27	
R\$ 8.418,80	R\$ 10.567,01	-R\$ 10.377,24	R\$ 10.567,01	-R\$ 15.307,36	R\$ 10.567,01	-R\$ 20.237,47	
R\$ 8.111,03	R\$ 10.981,92	-R\$ 2.266,22	R\$ 10.981,92	-R\$ 7.196,33	R\$ 10.981,92	-R\$ 12.126,45	
R\$ 7.223,39	R\$ 10.549,80	R\$ 4.957,17	R\$ 10.549,80	R\$ 27,06	R\$ 10.549,80	-R\$ 4.903,06	
R\$ 6.924,10	R\$ 10.908,57	R\$ 11.881,28	R\$ 10.908,57	R\$ 6.951,16	R\$ 10.908,57	R\$ 2.021,04	
R\$ 6.687,07	R\$ 11.364,24	R\$ 18.568,34	R\$ 11.364,24	R\$ 13.638,23	R\$ 11.364,24	R\$ 8.708,11	
R\$ 6.517,71	R\$ 11.948,15	R\$ 25.086,06	R\$ 11.948,15	R\$ 20.155,94	R\$ 11.948,15	R\$ 15.225,83	
R\$ 6.352,32	R\$ 12.561,41	R\$ 31.438,38	R\$ 12.561,41	R\$ 26.508,26	R\$ 12.561,41	R\$ 21.578,15	
R\$ 2.526,88	R\$ 5.390,03	R\$ 33.965,26	R\$ 5.390,03	R\$ 29.035,14	R\$ 5.390,03	R\$ 24.105,02	
R\$ 6.064,02	R\$ 13.953,01	R\$ 40.029,27	R\$ 13.953,01	R\$ 35.099,16	R\$ 13.953,01	R\$ 30.169,04	
R\$ 5.924,74	R\$ 14.705,42	R\$ 45.954,02	R\$ 14.705,42	R\$ 41.023,90	R\$ 14.705,42	R\$ 36.093,78	
R\$ 5.788,63	R\$ 15.498,32	R\$ 51.742,65	R\$ 15.498,32	R\$ 46.812,53	R\$ 15.498,32	R\$ 41.882,42	
R\$ 5.655,62	R\$ 16.333,88	R\$ 57.398,26	R\$ 16.333,88	R\$ 52.468,15	R\$ 16.333,88	R\$ 47.538,03	
R\$ 5.525,62	R\$ 17.214,38	R\$ 62.923,89	R\$ 17.214,38	R\$ 57.993,77	R\$ 17.214,38	R\$ 53.063,65	
R\$ 5.398,59	R\$ 18.142,24	R\$ 68.322,47	R\$ 18.142,24	R\$ 63.392,36	R\$ 18.142,24	R\$ 58.462,24	
R\$ 5.274,44	R\$ 19.120,00	R\$ 73.596,92	R\$ 19.120,00	R\$ 68.666,80	R\$ 19.120,00	R\$ 63.736,68	
R\$ 5.153,12	R\$ 20.150,34	R\$ 78.750,03	R\$ 20.150,34	R\$ 73.819,92	R\$ 20.150,34	R\$ 68.889,80	
R\$ 5.034,56	R\$ 21.236,07	R\$ 83.784,59	R\$ 21.236,07	R\$ 78.854,48	R\$ 21.236,07	R\$ 73.924,36	
R\$ 1.808,94	R\$ 8.230,72	R\$ 85.593,53	R\$ 8.230,72	R\$ 80.663,42	R\$ 8.230,72	R\$ 75.733,30	
R\$ 4.805,47	R\$ 23.585,76	R\$ 90.399,00	R\$ 23.585,76	R\$ 85.468,88	R\$ 23.585,76	R\$ 80.538,77	
R\$ 4.694,82	R\$ 24.856,14	R\$ 95.093,82	R\$ 24.856,14	R\$ 90.163,70	R\$ 24.856,14	R\$ 85.233,59	
R\$ 4.581,69	R\$ 26.166,25	R\$ 99.675,51	R\$ 26.166,25	R\$ 94.745,39	R\$ 26.166,25	R\$ 89.815,28	
R\$ 4.476,11	R\$ 27.575,09	R\$ 104.151,62	R\$ 27.575,09	R\$ 99.221,50	R\$ 27.575,09	R\$ 94.291,39	
R\$ 4.348,31	R\$ 28.895,99	R\$ 108.499,93	R\$ 28.895,99	R\$ 103.569,81	R\$ 28.895,99	R\$ 98.639,70	
TIR	29,8292%		26,5611%		23,9883%		
VPL	R\$ 108.499,93		R\$ 103.569,81		R\$ 98.639,70		
payback	4anos 4 meses		5 anos		5anos 8mes		

sensibilidade(Lucro)+HPCA NULO							
lucratividade	1,4		1,6		1,8		
	-34510,812	-34510,812	-39440,928	-39440,928	-44371,044	-44371,044	
R\$ 6.665,20	R\$ 7.189,75	-R\$ 27.845,62	R\$ 7.189,75	-R\$ 32.775,73	R\$ 7.189,75	-R\$ 37.705,85	
R\$ 7.705,11	R\$ 8.965,61	-R\$ 20.140,51	R\$ 8.965,61	-R\$ 25.070,63	R\$ 8.965,61	-R\$ 30.000,74	
R\$ 7.064,38	R\$ 8.866,98	-R\$ 13.076,13	R\$ 8.866,98	-R\$ 18.006,25	R\$ 8.866,98	-R\$ 22.936,36	
R\$ 6.416,32	R\$ 8.687,38	-R\$ 6.659,81	R\$ 8.687,38	-R\$ 11.589,93	R\$ 8.687,38	-R\$ 16.520,04	
R\$ 5.383,60	R\$ 7.862,79	-R\$ 1.276,21	R\$ 7.862,79	-R\$ 6.206,32	R\$ 7.862,79	-R\$ 11.136,44	
R\$ 4.868,14	R\$ 7.669,51	R\$ 3.591,94	R\$ 7.669,51	-R\$ 1.338,18	R\$ 7.669,51	-R\$ 6.268,30	
R\$ 4.432,33	R\$ 7.532,46	R\$ 8.024,26	R\$ 7.532,46	R\$ 3.094,15	R\$ 7.532,46	-R\$ 1.835,97	
R\$ 4.072,59	R\$ 7.465,81	R\$ 12.096,86	R\$ 7.465,81	R\$ 7.166,74	R\$ 7.465,81	R\$ 2.236,63	
R\$ 3.741,86	R\$ 7.399,35	R\$ 15.838,72	R\$ 7.399,35	R\$ 10.908,60	R\$ 7.399,35	R\$ 5.978,49	
-R\$ 232,95	-R\$ 496,89	R\$ 15.605,77	-R\$ 496,89	R\$ 10.675,66	-R\$ 496,89	R\$ 5.745,54	
R\$ 3.174,82	R\$ 7.305,11	R\$ 18.780,59	R\$ 7.305,11	R\$ 13.850,48	R\$ 7.305,11	R\$ 8.920,36	
R\$ 2.924,36	R\$ 7.258,37	R\$ 21.704,96	R\$ 7.258,37	R\$ 16.774,84	R\$ 7.258,37	R\$ 11.844,72	
R\$ 2.693,65	R\$ 7.211,90	R\$ 24.398,60	R\$ 7.211,90	R\$ 19.468,49	R\$ 7.211,90	R\$ 14.538,37	
R\$ 2.481,12	R\$ 7.165,67	R\$ 26.879,72	R\$ 7.165,67	R\$ 21.949,60	R\$ 7.165,67	R\$ 17.019,49	
R\$ 2.285,35	R\$ 7.119,71	R\$ 29.165,07	R\$ 7.119,71	R\$ 24.234,95	R\$ 7.119,71	R\$ 19.304,83	
R\$ 2.105,01	R\$ 7.073,99	R\$ 31.270,07	R\$ 7.073,99	R\$ 26.339,96	R\$ 7.073,99	R\$ 21.409,84	
R\$ 1.938,89	R\$ 7.028,53	R\$ 33.208,96	R\$ 7.028,53	R\$ 28.278,85	R\$ 7.028,53	R\$ 23.348,73	
R\$ 1.785,87	R\$ 6.983,32	R\$ 34.994,83	R\$ 6.983,32	R\$ 30.064,72	R\$ 6.983,32	R\$ 25.134,60	
R\$ 1.644,92	R\$ 6.938,35	R\$ 36.639,75	R\$ 6.938,35	R\$ 31.709,63	R\$ 6.938,35	R\$ 26.779,52	
-R\$ 1.594,68	-R\$ 7.255,81	R\$ 35.045,07	-R\$ 7.255,81	R\$ 30.114,96	-R\$ 7.255,81	R\$ 25.184,84	
R\$ 1.395,48	R\$ 6.849,17	R\$ 36.440,55	R\$ 6.849,17	R\$ 31.510,44	R\$ 6.849,17	R\$ 26.580,32	
R\$ 1.285,31	R\$ 6.804,94	R\$ 37.725,87	R\$ 6.804,94	R\$ 32.795,75	R\$ 6.804,94	R\$ 27.865,63	
R\$ 1.182,55	R\$ 6.753,58	R\$ 38.908,41	R\$ 6.753,58	R\$ 33.978,30	R\$ 6.753,58	R\$ 29.048,18	
R\$ 1.089,17	R\$ 6.709,84	R\$ 39.997,59	R\$ 6.709,84	R\$ 35.067,47	R\$ 6.709,84	R\$ 30.137,35	
R\$ 997,49	R\$ 6.628,65	R\$ 40.995,07	R\$ 6.628,65	R\$ 36.064,96	R\$ 6.628,65	R\$ 31.134,84	
TIR	21,9680%		18,8449%		16,3866%		
VPL	R\$ 40.995,07		R\$ 36.064,96		R\$ 31.134,84		
PAYBACK	5anos 3meses		6 anos 4meses		7anos 5meses		

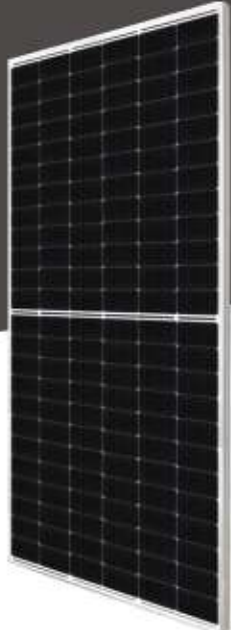
ANEXO A – FOLHAS DE DADOS DO MÓDULO FOTOVOLTAICO E DO INVERSOR DE FREQUÊNCIA



ODA550-36V-MH

DIMENSIONS
 2279*1134*35mm

CELL SIZE
 182*91mm





JUNCTION BOX
 Waterproof protection grade: IP67/IP68
 Safety level: Class II
 Maximum System Voltage: 1500V
 Outstanding waterproof level -
 Effectively resist harsh environments



Frame
 Strong mechanical load
 resistance up to 5400Pa
 Anodic oxidation layer resistant to
 chemical corrosion, available
 in silver and black



10BB

QUALIFICATIONS AND CERTIFICATES







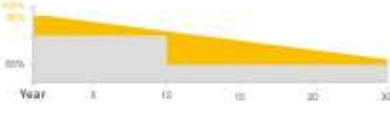






• IEC61215 / • IEC61730

WARRANTY



12

 Guarantee on product material and workmanship

30

 Linear Power output warranty

Half-cut Technology
 New circuit design, lower internal current and lower internal resistance loss.

Significantly avoiding heat spot
 The unique circuit design to reduce the temperature of heat spot significantly, so that to reduce the power loss and then increase the output of modules.

Lower cost
 Increasing power generation can reduce the cost per kilowatt-hour

Excellent performance of PID resistance
 The performance of PID resistance (Potential Induced Degradation) passed the standard of TUV Nord.

NINGBO OSDA SOLAR CO.,LTD

www.osdasol.com

OSDA Solar established in 2006, is a high-tech enterprise integrating R&D, production and sales of solar energy products. It is committed to the overall solution of distributed photovoltaic system and provides services from consulting, design, construction, financing to intelligent operation and maintenance.

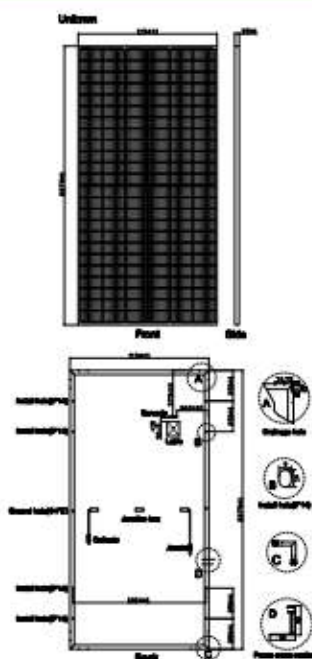
OSDA has 3 production sites in China and branches and representative offices in more than 10 countries overseas. Products include solar cells, modules, On/Off grid solar system, solar pump and other solar related applications. Our products have passed many international certifications such as TUV, MCS, CEC, IEC, ISO, CE, COC and so on. With excellent quality, our products are exported to more than 100 countries of the world.

Since its establishment, OSDA has always followed the idea of "Smart energy · Lightning future". It has followed the steps of "the Belt and Road Initiative", we bring bright light to the countries and people who are short of electricity. Sharing the concept of modern civilization, and building a green home together.

ODA550-36V-MH

NINGBO OSDA SOLAR CO.,LTD
www.osdasol.com

PV DRAWINGS



ELECTRICAL DATA (STC)

Model Type	ODA550-36V-MH
Peak Power(Pmax)	550.00
Maximum Power Voltage(Vmp)	42.10
Maximum Power Current(Imp)	13.06
Open Circuit Voltage(Voc)	50.10 ± 3%
Short Circuit Current(Isc)	14.01 ± 3%
Module Efficiency(%)	21.3

* STC: Irradiance 1000 W/m², AM 1.5, and cell temperature of 25°C

ELECTRICAL DATA (NOCT)

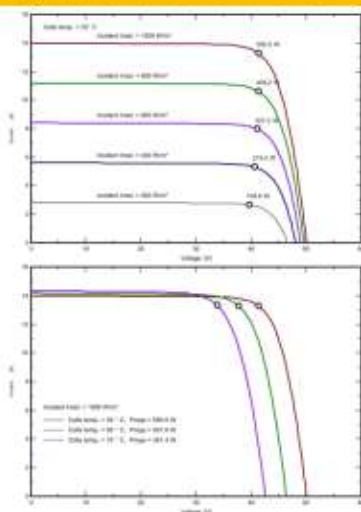
Model Type	ODA550-36V-MH
Peak Power(Pmax)	408.90
Maximum Power Voltage(Vmp)	39.09
Maximum Power Current(Imp)	10.46
Open Circuit Voltage(Voc)	46.92 ± 3%
Short Circuit Current(Isc)	11.20 ± 3%

* NOCT: Irradiance: 800 W/m², AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s

TEMPERATURE & MAXIMUM RATING

Maximum System Voltage(V)	1500 V
Maximum Series Fuse Rating(A)	25 A
Power Tolerance	0~+5 W
Pmax Temperature Coefficients(W/°C)	-0.350 %/°C
Voc Temperature Coefficients(V/°C)	-0.285 %/°C
Isc Temperature Coefficients(A/°C)	+0.045 %/°C
NOCT Nominal Operating Cell Temperature(°C)	45 ± 2 °C
Operating and Storage Temperature(°C)	-40~+85 °C

IV CURVE



MECHANICAL CHARACTERISTICS

Cell Type	182*91 Mono
No. of Cells	144(6*24)
Dimensions	2279*1134*35mm
Weight	28.40kg
Front Glass	3.2mm high transmission, low iron, tempered glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction box	IP67/IP68 3 diodes
Output cables	4mm ² cable 30cm (Including MC4 connector)
Max Wind Load/Snow Load	2400Pa/5400Pa

PACKING WAY

20FT container	5 Packages/155pcs
40HQ container	20 Packages/620pcs



We Are Seeking Agents And Partners!

ADD: NO.126 Haichuan Rd., Jiangbei Dist., Ningbo, China

Tel : 86-574-87915068

Call: 86-13566302808

E-mail: sales@osdasol.com

The company reserves the right of final interpretation, November 2020 edition

Inversor String Monofásico

SUN- 7.5 / 8 / 10 K-G



- 2 MPPT, eficiência máxima de até 98,5%
- Ampla faixa de tensão de saída
- Aplicativo de exportação zero, aplicativo VSG
- Função Anti-PID (opcional)
- Monitoramento inteligente de string (opcional)

	SUN-7.5K-G	SUN-8K-G	SUN-10K-G
Entrada			
Potência de entrada CC máxima (kW)	9,8	10,4	13
Tensão de entrada CC máxima (V)		550	
Tensão de partida CC (V)		120	
Faixa de operação do MPPT (V)		100-550	
Corrente de entrada CC máxima (A)	12,5+25	12,5+25	25+25
Número de MPPT / Strings por MPPT	2 / 1+2	2 / 1+2	2 / 2+2
Saída			
Potência de saída nominal (kW)	7,5	8	10
Potência ativa máxima (kW)	8,3	8,8	11
Tensão nominal da rede CA (V)		230	
Faixa de tensão da rede CA (V)	180V/ac-300 Vac (pode variar com os padrões da rede)		
Frequência nominal da rede (Hz)	50 / 60 (Opcional)		
Fases	Monofásico		
Corrente nominal de saída da rede CA (A)	32,6	34,8	43,5
Corrente máxima de saída CA (A)	35,9	38,3	47,8
Fator de potência de saída	0,8 adiantado - 0,8 atrasado		
Distorção Harmônica total	<2%		
Corrente de injeção CC (mA)	<0,5%		
Faixa de frequência da rede	47-52 or 57-62 (Opcional)		
Eficiência			
Efficiência máxima	98,5%		
Efficiência Euro	97,5%		
Efficiência do MPPT	>98,5%		
Proteção			
Proteção de polaridade reversa CC	Sim		
Proteção contra curto-circuito CA	Sim		
Proteção de sobrecorrente de Saída CA	Sim		
Proteção contra sobretensão de saída	Sim		
Proteção de resistência de isolamento	Sim		
Monitoramento de falha de aterramento	Sim		
Proteção anti-ilhamento	Sim		
Proteção térmica	Sim		
Chave seccionadora CC Integrada	Sim		
Upload de software remoto	Sim		
Mudança remota de parâmetros operacionais	Sim		
Proteção contra surto	CC Tipo II / CA Tipo II		
Dados gerais			
Tamanho (mm)	330x310x198,5P		
Peso (kg)	11		
Topologia	Sem Transformador		
Consumo Interno	<1W (típico)		
Temperatura de operação	-25-60°C		
Grau de proteção	IP65		
Emissão de ruído (típica)	<25 dB		
Refrigeração	Resfriamento Natural		
Altitude operacional máxima	2000m		
Vida útil projetada	>20 anos		
Padrão de conexão de rede	ABNT NBR 16149, ABNT NBR16110, ABNT NBR IEC 62116		
Unidade do ambiente de operação	0-100%		
Padrões de segurança	IEC62109-1/-2, EN61000-6-1, EN61000-6-3		
Características			
Conexão CC	Compatível MC-4		
Conexão CA	Plug classificado IP65		
Display	LCD 1602		
Interface	RS485/RS232/WiFi/LAN		