

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CAMPUS FLORIANÓPOLIS**

Matheus Murilo Livramento

**ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA DE UM SISTEMA
FOTOVOLTAICO INTEGRADO A UM SUPERMERCADO**

FLORIANÓPOLIS

2022

MATHEUS MURILO LIVRAMENTO

ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA DE UM
SISTEMA FOTOVOLTAICO INTEGRADO A UM
SUPERMERCADO

**Trabalho de Conclusão de Curso sub-
metido à Universidade Federal de
Santa Catarina, como requisito neces-
sário para obtenção do grau de Bacha-
rel em Engenharia Elétrica**

Florianópolis, novembro de 2022

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

Livramento, Matheus Murilo

Análise de viabilidade econômica de um sistema
fotovoltaico integrado a um supermercado / Matheus Murilo
Livramento ; orientador, Renato Lucas Pacheco, 2022.
83 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) -
Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico,
Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2022.

Inclui referências.

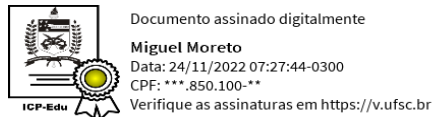
1. Engenharia Elétrica. 2. Energia Solar Fotovoltaica.
3. Geração Distribuída. 4. Viabilidade Econômica. I. Pacheco,
Renato Lucas. II. Universidade Federal de Santa Catarina.
Graduação em Engenharia Elétrica. III. Título.

Matheus Murilo Livramento

**Título: ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA DE UM SISTEMA
FOTOVOLTAICO INTEGRADO A UM SUPERMERCADO**

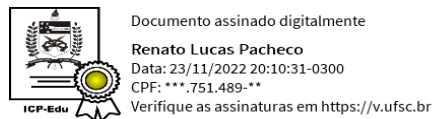
Este Trabalho Conclusão de Curso foi julgado adequado para obtenção do Título de “Bacharel em Engenharia Elétrica” e aceito, em sua forma final, pelo Curso de Graduação em Engenharia Elétrica.

Florianópolis, 22 de novembro de 2022.

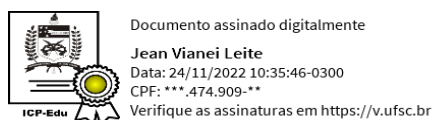


Prof. Miguel Moreto, Dr.
Coordenador do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica

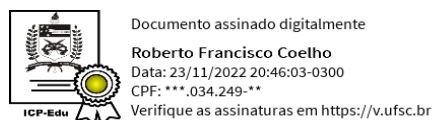
Banca Examinadora:



Prof. Renato Lucas Pacheco, Dr.
Orientador
Universidade Federal de Santa Catarina



Prof. Jean Viane Leite, Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina



Prof. Roberto Francisco Coelho, Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina

Agradecimentos

Agradecer ao grande Arquiteto, que tudo sabe e ilumina o caminho de quem o procura. Sou grato a Deus pela vida que me concede, pela força e coragem que me transmite para superar as dificuldades e viver os momentos de alegria.

À minha família, meus pais, Sergio Murilo (in memoriam) e Terezinha Gelsleichter, sinônimos de afeto, carinho e o verdadeiro significado de amor e união. Nunca mediram esforços para que esta conquista fosse possível. Continuo a seguir teus conselhos meu pai.

Aos meus avós por mostrarem o exemplo da honestidade, simplicidade e trabalho.

À minha namorada e futura esposa, Natalia Tavares, que sempre esteve ao meu lado, acompanhando todas as etapas da graduação. Grato por toda paciência, suporte, carinho e amor.

Ao meu orientador, Professor Renato Lucas Pacheco, pela prontidão e disponibilidade em ajudar, pela confiança e colaborações tão importantes para a conclusão deste trabalho.

Aos meus amigos José Eduardo, Carlo Pimentel, Matheus Martins, Felipe Melo, Felipe Coelho, Vagner, Henrique, Gabriel, Daniel, Vinícius e Eduardo Carrer. Em especial ao grupo Thevenin e aos moradores do 505. Momentos incríveis e inesquecíveis foram vividos no lado de vocês. Com certeza ajudaram a encarar com mais leveza e descontração todo o período da graduação.

À Universidade Federal de Santa Catarina, em especial aos docentes da Engenharia Elétrica por todo conhecimento transmitido e ajuda prestada.

“Não perca tempo mentalizando o tamanho da escada, suba o primeiro degrau e saberá que é capaz. A luz sempre encontrará aqueles que a procuram.”
(M. L. Pontes)

Resumo

O presente trabalho tem por objetivo analisar a possibilidade de utilização de um sistema gerador fotovoltaico na cobertura de um supermercado, localizado na cidade de Antônio Carlos, região da Grande Florianópolis em Santa Catarina. As redes de supermercados são grandes utilizadoras de eletricidade, portanto, torna-se uma necessidade e um desafio encontrar projetos que busquem uma maior eficiência energética. Através do referencial teórico existente da geração solar fotovoltaica, o estudo começa por um aprofundamento no conjunto de fatores que devem ser considerados no projeto do sistema gerador, como o funcionamento da energia fotovoltaica e seus detalhes, regulamentações, mapas solarimétricos e, ainda, um pequeno tópico sobre análise financeira. Em seguida, com o auxílio do *software* para simulação de sistemas fotovoltaicos PVsyst, verifica-se a análise teórica da energia gerada oriunda da potência instalada de dois sistemas propostos, sendo um de 75 kW (microgeração) e outro de 150 kW (minigeração). A análise técnica aborda as condições que envolvem a geração, os detalhes da conexão entre os módulos fotovoltaicos e o dimensionamento dos equipamentos. Em seguida, verifica-se a existência de um retorno satisfatório do investimento, do ponto de vista econômico. A hipótese investigada neste trabalho serve para definir qual a proposta mais atrativa para o cliente, analisando o desempenho econômico considerando tempo de retorno (*Payback*), VPL e TIR dos investimentos em geração distribuída. Os resultados comprovam um desempenho positivo, considerando que, ao final do período de 25 anos de geração, o investidor, em ambos os sistemas, obterá um retorno acima da inflação e de outros possíveis investimentos mais tradicionais, como poupança, tesouro direto e bolsa de valores. Desta forma, conclui-se que a geração própria de energia elétrica utilizando um sistema de geração solar fotovoltaico é adequada para um supermercado com área disponível em sua cobertura, pois ajuda a reduzir os custos com energia elétrica, além de contribuir com o meio ambiente pelo uso de uma energia renovável.

Palavras-chave: Energia Solar Fotovoltaica. Geração Distribuída. Microgeração. Minigeração. Viabilidade Econômica.

Abstract

The present work aims to analyze the possibility of using a photovoltaic generator system on the roof of a supermarket, located in the city of Antônio Carlos, in the Greater Florianópolis, region in Santa Catarina. Supermarket chains are large users of electricity, therefore, it becomes a necessity and a challenge to find projects that seek greater energy efficiency. Through the existing theoretical framework of photovoltaic solar generation, the study begins with a deepening of the set of factors that must be considered in the design of the generating system, such as the functioning of photovoltaic energy and its details, regulations, solarimetric maps and even a small topic about financial analysis. Then, with the aid of *software* for simulating photovoltaic systems PVsyst, the theoretical analysis of the energy generated through the installed power of two proposed systems is verified, one of 75 kW (microgeneration) and another of 150 kW (minigeneration). The technical analysis addresses the conditions that involve the generation, the details of the connection between the photovoltaic modules and the sizing of the equipment. Then, it is verified the existence of a satisfactory return on investment, from an economic point of view. The hypothesis investigated in this work is used to define the most attractive proposal for the customer, analyzing the economic performance through the payback time (*Payback*), NPV and IRR of investments in distributed generation. The results prove a positive performance, considering that, at the end of the 25-year period of generation, the investor, in both systems, will obtain a return above inflation and other possible more traditional investments, such as savings, direct treasury and stock exchange. In this way, it is concluded that the own generation of electricity using a photovoltaic solar generation system is suitable for a supermarket with an available area in its coverage, as it helps to reduce electricity costs, in addition to contributing to the environment by use of renewable energy.

Keywords: Photovoltaic Solar Energy. Distributed generation. Microgeneration. Mini-generation. Economic viability.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Junção P-N de uma célula fotovoltaica.	28
Figura 2 – Princípio básico de uma célula fotovoltaica.	29
Figura 3 – Sistemas <i>Off-Grid e On-Grid</i>	30
Figura 4 – Módulo Fotovoltaico Silício Monocristalino.	31
Figura 5 – Inversor de Tensão CC-CA 75 kW.	32
Figura 6 – <i>String Box</i>	33
Figura 7 – Medidor Bidirecional de Energia.	34
Figura 8 – Sistema de Compensação.	35
Figura 9 – Sistema horizontal de coordenadas.	40
Figura 10 – Irradiação solar global horizontal média anual (Wh/m ² .dia).	41
Figura 11 – Localização de Antônio Carlos em SC.	48
Figura 12 – Vista superior do Supermercado.	48
Figura 13 – Simulação Sistema 75 kW.	54
Figura 14 – Simulação Sistema 150 kW.	54
Figura 15 – Área utilizável no telhado.	59
Figura 16 – Fluxo de Caixa sistema 75 kW.	64
Figura 17 – Fluxo de Caixa sistema 150 kW.	64
Figura 18 – Fluxo de Caixa Acumulado - <i>Payback</i>	65
Figura 19 – Fluxo de Caixa Acumulado - <i>Payback</i>	65

Lista de tabelas

Tabela 1 – Dados gerais do Supermercado.	49
Tabela 2 – Consumo de energia do Supermercado.	50
Tabela 3 – Dados de irradiação solar em Antônio Carlos.	51
Tabela 4 – Percentuais de perdas utilizadas na simulação.	55
Tabela 5 – Geração de energia anual estimada.	58
Tabela 6 – Taxa do IPCA acumulado anual.	61
Tabela 7 – Taxa do rendimento da poupança acumulado anual.	61
Tabela 8 – Taxa do rendimento do tesouro direto (Selic) acumulado anual.	62
Tabela 9 – Custos Sistema Gerador Fotovoltaico.	62
Tabela 10 – Economia anual estimada pela produção de energia elétrica.	63
Tabela 11 – Resultados econômicos sistema 75 kW.	66
Tabela 12 – Resultados econômicos sistema 150 kW.	66

Lista de abreviaturas e siglas

ANEEL	Agência Nacional de Engenharia Elétrica
kWh/m ²	Quilo-Watt Hora por Metro Quadrado
D.D.P.	Diferença de Potencial
GW	Giga-Watt
MW	Mega-Watt
kW	Kilo-Watt
Wp	Watt pico
kWp	Quilo-Watt pico
MWp	Mega-Watt pico
GWh	Giga-Watt Hora
MWh	Mega-Watt Hora
ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
CC	Corrente Contínua
CA	Corrente Alternada
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia Qualidade e Tecnologia
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
MPPT	Maximum Power Point Transfer
DPS	Dispositivo de Proteção Contra Surtos
REN	Resolução Normativa
PRODIST	Procedimento de Distribuição
UC	Unidade Consumidora
VPL	Valor Presente Líquido
TIR	Taxa Interna de Retorno

VAL	Valor Atual Líquido
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadoria e Serviços
IPI	Imposto sobre Produtos Industrializados
II	Imposto sobre Importação
ISS	Imposto sobre Serviço
COFINS	Contribuição para Financiamento de Seguridade Social
PIS/PASEP	Programa de Integração Social e o Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público
CEASA	Centrais de abastecimento destinadas a promover, desenvolver, regular, dinamizar e organizar a comercialização de produtos da hortifruticultura a nível de atacado e em uma região
W/m ²	Watt por Metro Quadrado
LED	Light-Emitting Diode
LID	Light Induced Degradation
NOCT	Nominal Operating Cell Temperature
STC	Standard Test Conditions
PRODISP	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
CELESC	Centrais Elétricas de Santa Catarina
IPCA	Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo
a.a.	Ao ano

Lista de símbolos

P_{total}	Potência Total [kWh]
$P_{injetada}$	Potência injetada na rede [kWh]
$P_{consumida}$	Potência consumida da rede [kWh]
CO_2	Dióxido de Carbono
FC_t	Fluxo de caixa no intervalo t [R\$]
i	Taxa de desconto ou atratividade
t	Intervalo finito de tempo
Selic	Taxa básica de juros da economia
P_{FV}	Potência nominal instalada do sistema gerador [Wp]
P_{Mfv}	Potência nominal do módulo fotovoltaico [Wp]
N_{Mfv}	Número de módulos fotovoltaicos
P_{Nca}	Potência nominal do inversor [Wp]
VOC_{max}	Tensão máxima de circuito aberto [V]
V_{MPPT}	Tensão de operação MPPT do inversor [V]
N_{FV}	Número de módulos fotovoltaicos
V_{MP}	Tensão nominal dos módulos fotovoltaicos sob STC [V]
I_{MP}	Corrente nominal sob STC [A]
I_{SC}	Corrente de curto circuito [A]
P_{max}	Potência nominal máxima [W]

Sumário

1	INTRODUÇÃO	23
1.1	Justificativa	24
1.2	Objetivo	24
1.2.1	Objetivo Geral	24
1.2.2	Objetivos Específicos	24
1.3	Estrutura do Trabalho	25
2	REFERENCIAL TEÓRICO	27
2.1	Energia Solar Fotovoltaica	27
2.1.1	Efeito Fotovoltaico	28
2.1.2	Geração de Energia Solar <i>Off-Grid</i> e <i>On-Grid</i>	29
2.1.3	Principais elementos que integram a Geração de Energia Solar <i>On-Grid</i>	30
2.1.3.1	Módulo Fotovoltaico	30
2.1.3.2	Inversor de Tensão <i>On-Grid</i>	31
2.1.3.3	<i>String Box</i>	32
2.1.3.4	Medidor de Energia Bidirecional	33
2.2	Regulamentação da Geração Distribuída	34
2.2.1	Marco Legal da Geração Distribuída	36
2.2.2	Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos Grupo A	37
2.3	Radiação Solar	39
2.3.1	Mapa Solarimétrico	40
2.4	Investimentos	42
2.4.1	Fluxo de Caixa	42
2.4.2	Valor Presente Líquido	43
2.4.3	Taxa Interna de Retorno	44
2.4.4	<i>Payback</i>	44
2.4.5	Impostos	45
3	ESTUDO DE CASO	47
3.1	Dados Gerais	47
3.2	Consumo Médio de Energia Elétrica	49
3.3	Incidência Solar	50
4	DESENVOLVIMENTO E RESULTADOS	53
4.1	Análise Técnica	53
4.1.1	Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico	53

4.1.2	Especificação do Sistema Fotovoltaico	55
4.1.3	Geração de Energia Anual	57
4.1.4	Localização dos Módulos Fotovoltaicos	58
4.1.5	Documentação Exigida pela Concessionária	60
4.2	Análise Econômica	60
4.2.1	Custos do Sistema Gerador Fotovoltaico	62
4.2.2	Análise do Fluxo de Caixa	62
4.2.3	Análise do <i>Payback</i>	65
4.2.4	Análise do VPL e TIR	66
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	69
	REFERÊNCIAS	71
	ANEXOS	75
	ANEXO A – FICHA TÉCNICA MÓDULO FOTOVOLTAICO TIGER PRO 565WP JINKO SOLAR	77
	ANEXO B – FICHA TÉCNICA INVERSOR DE TENSÃO 75KW GROWATT MAX 75	81

1 Introdução

A energia solar fotovoltaica, objeto deste estudo, é uma fonte de energia renovável e limpa que utiliza a radiação solar para gerar eletricidade por meio do efeito fotovoltaico. Essa conversão ocorre em células fotovoltaicas, que são produzidas por diferentes tecnologias, encapsuladas e conectadas eletricamente para formar módulos fotovoltaicos, dispositivos utilizados comercialmente para gerar energia elétrica.

O Brasil ultrapassou, no mês de março de 2022, a marca de 10 gigawatts (GW) de potência instalada em micro e minigeração distribuída de energia elétrica, aquela que é gerada pelos próprios consumidores. Trata-se de um quantitativo suficiente para abastecer, aproximadamente, 5 milhões de unidades residenciais brasileiras, ou seja, para atender quase 20 milhões de pessoas. Os 10 GW em micro e minigeração são uma marca expressiva – ainda mais quando se considera que há menos de três anos, em junho de 2019, celebrava-se a marca de 1 GW de potência instalada de micro e minigeração. Esse resultado foi proporcionado, em grande medida, pela regulação da ANEEL, em especial a Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, que criou a possibilidade e estabeleceu os critérios para que o consumidor gere energia elétrica para consumo próprio e ainda forneça eventual excedente para a rede de distribuição de sua localidade (ANEEL, 2022).

Estes sistemas possuem característica diferenciada, por não precisarem de um sistema de armazenamento de energia. Apesar de existirem limitações devidas, principalmente, à sua intermitência, seu custo de operação é baixo e o recurso solar pode ser considerado infinito. Assim, a potência gerada pelo sistema fotovoltaico e não consumida pela unidade consumidora é injetada na rede, podendo a distribuidora redirecionar para outras unidades (NAKABAYASHI, 2014).

Dessa forma, a geração distribuída é uma das grandes vantagens da tecnologia fotovoltaica, pela possibilidade de ser instalado junto a própria edificação, conseqüentemente, junto ao ponto de consumo. É diferente do modelo atual do sistema elétrico brasileiro, que tem como base a energia das grandes hidrelétricas, que ficam longe dos grandes centros de consumo e acabam exigindo grande infraestrutura no setor de transmissão, aumentando os custos (SANTOS; RÜTHER, 2009). A modularidade de sistemas fotovoltaicos permite que sejam instalados de forma distribuída para dar reforço à rede em pontos selecionados, estratégia que já deu certo em outros países.

1.1 Justificativa

Os índices de irradiação solar no Brasil se apresentam como um dos maiores do mundo, podendo ser descritos como uniformemente distribuídos e com pequena variabilidade anual (PEREIRA et. al., 2006). Mesmo em climas mais temperados, como os encontrados na região Sul, que possui menores índices de irradiação solar, ainda assim existe um enorme potencial econômico e técnico para o aproveitamento da energia solar (GOLDEMBERG et al., 2004; ROSA e LOMARDO, 2004; CARLO e LAMBERTS, 2008).

As áreas disponíveis em coberturas de supermercados são tipicamente grandes, bem ensolaradas e livres de sombreamentos. Edifícios com essas características são exemplos de aplicação ideal de sistemas fotovoltaicos interligados à rede, em que os picos de geração solar são, muitas vezes, coincidentes com utilização dos sistemas de ar refrigerado durante o dia (BRAUN; JARDIM; RÜTHER, 2007). Estes estabelecimentos, por possuírem tal característica, aparecem como um grande potencial para aplicação dos sistemas de geração distribuída.

Neste contexto, o presente trabalho visa analisar a viabilidade técnica e econômica da instalação de um sistema fotovoltaico integrado à cobertura de um supermercado, localizado no município de Antônio Carlos/SC. O sistema de minigeração fotovoltaico proposto é conectado à rede elétrica e se enquadra como geração distribuída no âmbito das resoluções normativas da ANEEL.

A obtenção dos dados técnicos e financeiros foram desenvolvidos com o apoio do *software* PVsyst e uma planilha de cálculos desenvolvida em Microsoft Office Excel, cuja função é auxiliar os cálculos e obter os resultados necessários na elaboração do projeto.

1.2 Objetivo

1.2.1 Objetivo Geral

O objetivo do presente trabalho é analisar a viabilidade econômica de um sistema fotovoltaico integrado a um supermercado, localizado na cidade de Antônio Carlos, região da grande Florianópolis, em Santa Catarina.

1.2.2 Objetivos Específicos

São objetivos específicos deste trabalho:

- Avaliar os custos e benefícios de dois sistemas fotovoltaicos distintos para o estabelecimento: Um sistema de 75 kW (Microgeração) e um sistema de 150 kW (Minigeração). Dessa forma, será possível analisar qual sistema será mais vantajoso para o cliente,

considerando pontos importantes como potência de geração, retorno financeiro (economia gerada mensalmente através dos reembolsos na fatura), tempo de retorno do investimento (*Payback*), entre outros.

- Aprofundar o conhecimento em geração de energia fotovoltaica, seus equipamentos e particularidades;
- Analisar o consumo em energia elétrica de um supermercado e suas demandas quanto ao fornecimento de energia;
- Assimilar conceitos da regulamentação exigida pela concessionária e demais órgãos competentes para a conexão à rede de distribuição;
- Utilizar o *software* PVsyst e uma planilha para auxiliar os cálculos das análises técnicas e econômicas dos sistemas fotovoltaicos.
- Verificar se o investimento em energia solar fotovoltaica em um supermercado é economicamente viável;

1.3 Estrutura do Trabalho

O presente trabalho está dividido da seguinte maneira:

Capítulo 1: motivação e objetivos do trabalho.

Capítulo 2: revisão bibliográfica, apresentando os conceitos básicos relacionados ao tema, como energia solar fotovoltaica, recurso solar e indicadores de uma análise financeira.

Capítulo 3: descrição do local utilizado no estudo de caso, seu consumo energético e descrição da potência instalada, assim como seus aspectos geográficos.

Capítulo 4: descrição do sistema gerador fotovoltaico integrado ao supermercado e resultados a respeito da viabilidade econômica do projeto.

Capítulo 5: resultados das análises, apresentando as conclusões gerais da possibilidade e dos benefícios dos sistemas propostos, além de apresentar ideias para trabalhos futuros que possam complementar este estudo.

2 Referencial Teórico

Neste capítulo serão descritas as premissas teóricas utilizadas na elaboração do presente trabalho.

2.1 Energia Solar Fotovoltaica

A energia solar fotovoltaica é obtida pela conversão da irradiação solar diretamente em energia elétrica. O princípio do efeito fotoelétrico foi descoberto em 1839 por Edmond Becquerel, por meio de estudos que consistiam na observação do surgimento de uma diferença de potencial (D.D.P.) nos terminais de uma célula eletroquímica quando esta era exposta à luz. Com o aparecimento de pesquisas e estudos sobre o assunto, por volta de 1956, deu-se início à produção industrial dos componentes fotovoltaicos, juntamente com o surgimento da eletrônica e dos semicondutores.

Segundo Rüther (2004), as vantagens desse tipo de geração de energia elétrica são a inexistência de partes móveis, rápida instalação, baixa manutenção, característica modular e elevado grau de confiabilidade, além de ser não-polvente, silenciosa e renovável.

Por causa da disponibilidade de energia solar ser considerada vasta, a produção de energia fotovoltaica ainda pode ser considerada promissora. Esta realidade pode ser encontrada, principalmente, em países emergentes. A ABSOLAR, associação do setor, estima um 2022 com recorde: a capacidade instalada (Geração centralizada + Geração distribuída) deve dobrar no Brasil, chegando a quase 25 gigawatts médios (GW). Ou seja, é um volume que representa quase duas usinas de Itaipu, a maior do país, com 14 gigawatts (GW) de capacidade.

No mês de julho de 2022, a energia solar se tornou a terceira maior fonte na matriz energética brasileira, com 8,1 %, ao ultrapassar o gás natural. Está apenas atrás da geração hídrica — a principal, com 53,9 % — e da eólica (10,8 %).

O pontapé inicial foi em janeiro de 2022, quando foi publicada uma lei que prevê isenção de encargos setoriais até o fim de 2045 para quem instalar um sistema de geração própria solar até 7 de janeiro de 2023. Na prática, se o consumidor gerar mais energia do que consome, ele pode injetar na rede elétrica o excedente e ganhar de volta a mesma quantidade em créditos. Isso é transformado em um desconto na fatura de energia elétrica. Depois dessa data, o desconto será menor.

No caso de sistemas fotovoltaicos de pequeno e médio portes, como os instalados em residências, pequenos negócios e pequenos produtores rurais, esse crédito de energia será reduzido em 4,1 % já no primeiro ano, redução que sobe para 8,1 % no segundo ano.

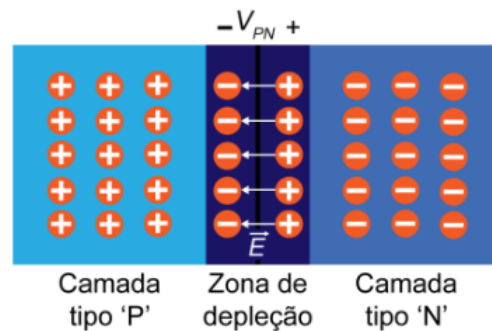
Já no caso de sistemas solares de geração remota ou compartilhada (usinas de maior porte, afastadas do local onde está o consumidor), a redução no valor do crédito será de 29,3 % (O Globo, 2022).

2.1.1 Efeito Fotovoltaico

A energia solar fotovoltaica é a energia obtida a partir da conversão direta da luz em eletricidade (Efeito Fotovoltaico), sendo a célula fotovoltaica a unidade fundamental desse processo de conversão. De maneira geral, as células fotovoltaicas tradicionais de silício são constituídas de semicondutores dopados positivamente e negativamente, formando as conhecidas junções P-N. Essas junções, conforme ilustrado na Figura 1, são separadas por uma região de depleção, que surge devido à recombinação de elétrons e lacunas.

O resultado desta combinação é que o acúmulo de cargas positivas, na camada tipo N, e de cargas negativas, na camada tipo P, o que dá origem a um campo elétrico e, conseqüentemente, a uma diferença de potencial. É importante mencionar que essa tensão consiste numa verdadeira barreira impedindo a difusão de portadores de carga entre os dois materiais.

Figura 1 – Junção P-N de uma célula fotovoltaica.

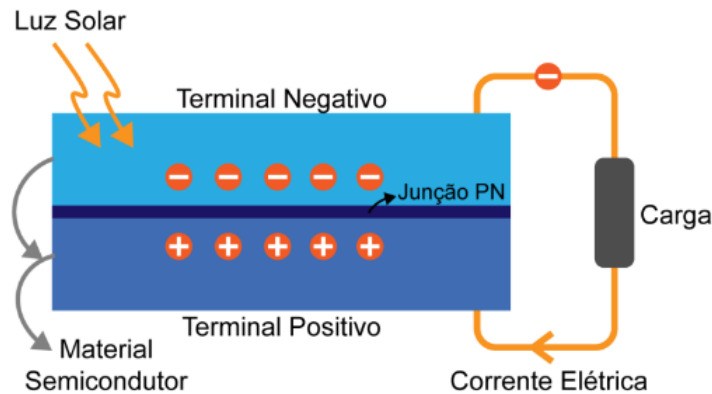


Fonte: Eletrônica de Potência, 2020.

Uma vez em equilíbrio, só haverá deslocamento de elétrons da camada N para a camada P quando estes receberem energia suficiente de um meio externo. No caso das células fotovoltaicas, essa energia é proveniente dos fótons presentes na luz solar que, ao excitar os elétrons, faz com que estes passem da camada de valência para a camada de condução.

Assim, por meio de um circuito externo, conectando a camada negativa à positiva, surge um fluxo de elétrons (corrente elétrica) que se manterá enquanto a luz incidir sobre a célula. A Figura 2 ilustra esse fenômeno de forma simplificada. Naturalmente, a taxa de elétrons gerada dependerá da quantidade de luz incidente e da capacidade de absorção do material semiconductor.

Figura 2 – Princípio básico de uma célula fotovoltaica.



Fonte: Eletrônica de Potência, 2020.

2.1.2 Geração de Energia Solar *Off-Grid* e *On-Grid*

A geração de energia solar fotovoltaica pode ser dividida em duas categorias principais: *Off-Grid* e *On-Grid* (Figura 3). A escolha entre os dois modos é definida pela disponibilidade de uma rede de distribuição nas proximidades do sistema a ser instalado ou ainda, pela opção da utilização de um sistema isolado. Esta escolha impacta diretamente o custo inicial do investimento.

O sistema de geração solar fotovoltaico *off-grid* ou isolado é aquele que não é conectado à rede de distribuição pública. Desta maneira, necessita de um armazenamento de energia para os períodos em que a irradiação solar não é suficiente para alimentar as cargas da unidade consumidora, sem que haja falha na operação do sistema. Para isso, são utilizados bancos de baterias estacionárias. Além das baterias, este modelo requer o uso de controladores de carga e, opcionalmente, inversor de tensão CC-CA, caso as cargas a serem alimentadas necessitem de corrente alternada para a sua operação.

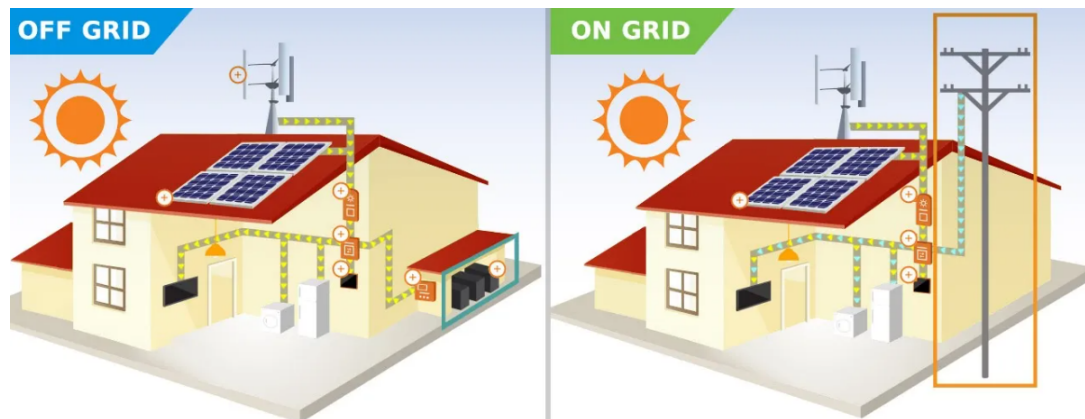
Por não necessitar de uma fonte adicional de energia externa proveniente de uma rede de distribuição, esta categoria de geração solar é indicada para locais onde as concessionárias não atendem e para aplicações onde não pode haver a interrupção de energia como, por exemplo, em alarmes, câmeras de segurança, estações de monitoramento, sistemas de telecomunicações, entre outras.

Por outro lado, os geradores solares fotovoltaicos *on-grid* são aqueles que possuem conexão com a rede de distribuição da concessionária e que serão o alvo principal deste estudo de caso. Diferentemente do sistema *off-grid*, este modo dispensa a necessidade de armazenamento de energia e seu objetivo principal é diminuir os custos de energia elétrica ou criar um saldo positivo junto à concessionária, tendo a garantia de fornecimento de energia da rede pública caso as condições de irradiação solar não sejam favoráveis.

Este modelo de geração se diferencia do anterior pela ausência de baterias e

controladores de carga. O inversor CC-CA (Corrente Contínua para Corrente Alternada) é específico para esta finalidade, assim como a utilização do medidor bidirecional, que é fornecido pela concessionária local e faz a leitura do consumo e do excedente de energia gerada, o que é fundamental para que o sistema de compensação de energia seja válido.

Figura 3 – Sistemas *Off-Grid* e *On-Grid*.



Fonte: Revista Potência, 2022.

Embora o sistema *off-grid* seja uma opção aplicável em algumas situações, ele se apresenta menos vantajoso financeiramente que o modo *on-grid*, tendo em vista que, além do custo associado aos controladores de carga, existe a necessidade de baterias estacionárias, que acabam tornando o sistema fotovoltaico mais caro em seu custo inicial e, posteriormente, na manutenção, uma vez que as baterias utilizadas têm vida útil entre 4 e 5 anos (MELO, 2020).

2.1.3 Principais elementos que integram a Geração de Energia Solar *On-Grid*

Nesta seção serão descritos os principais elementos que compõe a Geração de Energia Solar *On-Grid*, alvo deste estudo, desde a captação da energia emitida pelo sol, até a conversão em energia elétrica em corrente alternada.

2.1.3.1 Módulo Fotovoltaico

O Módulo Fotovoltaico, popularmente conhecido como Painel Solar, é composto por 36 a 72 células solares produzidas normalmente por silício e é utilizado para a captação da luz do sol, com a função de convertê-la em energia elétrica. As células do módulo fotovoltaico são responsáveis pela geração da energia solar, já que causam o efeito fotovoltaico que absorve a energia da luz solar para que a corrente elétrica percorra o caminho necessário entre duas camadas semicondutoras, conforme já mostrado na Figura 2.

É interessante saber que o melhor módulo acreditado pelo INMETRO, em abril de 2022, possui cerca de 22,7 % de eficiência energética. É um valor baixo se comparado com a eficiência de outros elementos componentes do sistema, mas bastante alto, se comparado a módulos fotovoltaicos de gerações passadas. Para melhorar o seu desempenho, segundo Besso (2017), são levados em consideração dados como inclinação do módulo, número de células e o seu material de fabricação.

A quantidade de módulos conectados em série irá determinar a tensão de operação do sistema em corrente contínua. A corrente do gerador é definida pela conexão em paralelo dos módulos (*strings*). A potência instalada do sistema é dada pela soma da potência nominal dos módulos fotovoltaicos individuais (RÜTHER, 2004).

Os módulos fotovoltaicos de Silício Monocristalino, entre os módulos fotovoltaicos atualmente disponíveis no mercado, por serem mais eficientes, são dominantes em número de vendas em relação aos que utilizam células de Silício Policristalino que, por sua vez, apresentam menor eficiência.

Figura 4 – Módulo Fotovoltaico Silício Monocristalino.



Fonte: Jinko Solar, 2022.

2.1.3.2 Inversor de Tensão *On-Grid*

Um inversor *On-Grid* é um inversor solar especialmente utilizado em sistemas fotovoltaicos conectados na rede elétrica. Ele converte a eletricidade produzida pelos módulos solares de corrente contínua (CC) em corrente alternada (CA) na tensão e

frequência adequadas para a sua finalidade. Esse inversor trabalha como uma ponte de transistores e, para isso, ele liga e desliga o circuito diversas vezes por segundo, simulando um sinal senoidal. Para melhorar a qualidade do sinal de saída, são usados filtros capacitivos e indutivos. Com a ajuda da PWM - Modulação de Largura de Pulso (do inglês, *Pulse Width Modulation*), é possível controlar a tensão de saída.

Ao contrário dos módulos fotovoltaicos, que possuem baixa eficiência, os inversores de tensão CC-CA apresentam valores elevados, variando entre 90 e 99 %, dependendo do modelo, tecnologia e potência na qual o inversor irá operar. Além da alta eficiência, o avanço tecnológica trouxe comodidade quanto ao monitoramento em tempo real da potência gerada e injetada na rede de distribuição. A grande maioria dos inversores contam com o envio de dados via conexão *wireless*, segurança com sistemas anti-ilhamento, proteção contra sobrecorrente, sobretensão, surtos e uso de algoritmos de MPPT - Rastreamento do Ponto de Máxima Potência (do inglês, *Maximum Power Point Tracker*).

O MPPT tem por função fazer com que o sistema opere sempre no ponto de máxima transferência de potência dos módulos. Seu uso é imprescindível devido à natureza aleatória durante o funcionamento dos módulos fotovoltaicos, que depende da temperatura do ambiente, radiação solar, entre outros fatores, permitindo a máxima conversão de energia (VILLALVA, GAZOLI, 2012). A Figura 5 ilustra um modelo de inversor de tensão CC-CA.

Figura 5 – Inversor de Tensão CC-CA 75 kW.



Fonte: Aldo Componentes Eletrônicos, 2022.

2.1.3.3 String Box

A *string box* é o componente de proteção da parte CC do sistema fotovoltaico. Ela conecta os cabos vindos dos módulos fotovoltaicos (*strings*) ao inversor, enquanto fornece

proteção contra sobretensão e sobrecorrente e permite o seccionamento do circuito. Embora sua composição possa ser alterada de acordo com o projeto, normalmente é montada dentro de uma caixa com proteção e isolamento adequados, contando com fusíveis, chaves seccionadoras CC e DPS (Dispositivo de Proteção contra Surtos). Um modelo de *string box* é exibido na Figura 6.

Figura 6 – *String Box*.



Fonte: Neo Solar, 2022.

2.1.3.4 Medidor de Energia Bidirecional

O medidor de energia bidirecional é um componente fundamental para os sistemas de energia solar fotovoltaica conectados à rede das concessionárias de energia elétrica. Ao contrário do medidor convencional, o medidor bidirecional mede não só a energia consumida por uma instalação, mas também mede a quantidade de energia injetada na rede elétrica. No caso de uma unidade consumidora que possua energia solar, o medidor bidirecional fará a medição de toda a energia em kWh que foi injetada na rede pela usina fotovoltaica instalada naquele imóvel, assim como, a energia que foi consumida.

O cálculo de potência realizado pelo medidor bidirecional não possui grande complexidade. A análise leva em conta apenas a potência consumida, que é aquela que é fornecida da rede para as cargas, assim como quanto o sistema gerador fotovoltaico injeta na rede. Dessa forma, para que o sistema gere créditos junto ao sistema de compensação, que será abordado na seção seguinte, é necessário que a potência gerada seja maior que a consumida. Caso o consumo seja maior que a energia gerada, o consumidor paga essa diferença. A Figura 7 ilustra um modelo de medidor de energia bidirecional.

Figura 7 – Medidor Bidirecional de Energia.



Fonte: Solar Inove, 2022.

2.2 Regulamentação da Geração Distribuída

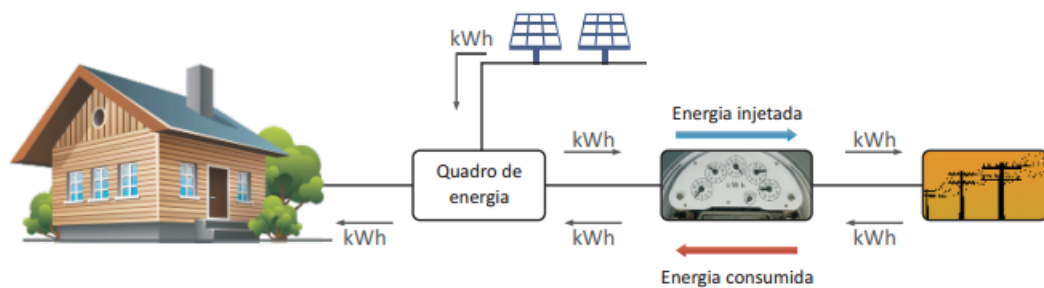
Desde 17 de abril de 2012, quando entrou em vigor a Resolução Normativa (REN) ANEEL n° 482/2012, o consumidor brasileiro pôde gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada e, inclusive, fornecer o excedente para a rede de distribuição de sua localidade. Trata-se da Micro e da Minigeração Distribuída de Energia Elétrica.

Os estímulos à geração distribuída se justificam pelos potenciais benefícios que tal modalidade pode proporcionar ao sistema elétrico. Entre eles, estão o adiamento de investimentos em expansão dos sistemas de transmissão e distribuição, o baixo impacto ambiental, a redução no carregamento das redes, a minimização das perdas e a diversificação da matriz energética (ANEEL, 2022).

A REN n° 482 define em seu texto que geração distribuída é toda central geradora conectada à rede de distribuição de energia elétrica (*on-grid*) cuja fonte é renovável, sendo classificada em dois grupos: a microgeração, que abrange centrais com até 75 kW de potência instalada, tanto para cogeração qualificada ou por fonte renovável instalada junto ao local onde será consumido e, de forma análoga, a minigeração, compreendendo centrais geradoras entre 75 kW até 5 MW em potência instalada e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectadas na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras. A Figura 8 ilustra um esquema do sistema de compensação para micro ou minigeração.

O dimensionamento da potência a ser instalada em um sistema de geração distribuída deve levar em consideração alguns fatores: a porcentagem que se deseja abater da fatura de energia elétrica, o quanto de crédito a ser gerado mensalmente, a limitação devida à entrada de energia do estabelecimento, área disponível, ou ainda, a quantia disponível a

Figura 8 – Sistema de Compensação.



Fonte: Caderno Temático ANEEL - Micro e Minigeração Distribuída, 2016.

ser investida pelo consumidor.

Quando a quantidade de energia gerada em determinado mês for superior à energia consumida naquele período, o consumidor fica com créditos que podem ser utilizados para diminuir a fatura dos meses seguintes. De acordo com as regras, o prazo de validade dos créditos é de 60 meses, sendo que eles podem também ser usados para abater o consumo de unidades consumidoras do mesmo titular situadas em outro local, desde que na área de atendimento de uma mesma distribuidora. Esse tipo de utilização dos créditos foi denominado “autoconsumo remoto” (ANEEL, 2022).

Em sistemas de micro e minigeração distribuída, o processo junto à concessionária de energia parte do pedido de acesso à rede de distribuição, seguido da aprovação dos projetos e demais documentações. Por fim, é realizada a vistoria das instalações para que o sistema seja homologado a participar do sistema de compensação. O anexo A da REN nº 687/2015 fornece diretrizes e tempos regulamentares que devem ser respeitados pela concessionárias e pelo consumidor. Da mesma forma, define as condições que devem ser observadas segundo o PRODIST, que fornecem requisitos mínimos para cada faixa de potência instalada, visando à segurança e ao melhor acoplamento à rede de distribuição.

Por fim, é importante ressaltar que, para unidades consumidoras conectadas em baixa tensão (grupo B), ainda que a energia injetada na rede seja superior ao consumo, será devido o pagamento referente ao custo de disponibilidade – valor em reais equivalente a 30 kWh (monofásico), 50 kWh (bifásico) ou 100 kWh (trifásico). Já para os consumidores conectados em alta tensão (grupo A), a parcela de energia da fatura poderá ser zerada (caso a quantidade de energia injetada ao longo do mês seja maior ou igual à quantidade de energia consumida), sendo que a parcela da fatura correspondente à demanda contratada será faturada normalmente.

2.2.1 Marco Legal da Geração Distribuída

A Lei 14.300/2022, que cria o Marco Legal da Geração Distribuída, foi sancionada no dia 07/01/2022 e teve diversas mudanças que impactaram diretamente o setor de energia solar no Brasil. Apesar de ter entrado em vigor nesta data, a legislação prevê um período de transição para projetos solicitados em até 12 meses contados da publicação da Lei. Ou seja, todos os projetos em Geração Distribuída, já instalados ou cuja solicitação de acesso ocorram até o dia 7 de janeiro de 2023, serão válidos nas regras atuais de compensação previstas na Resolução 482 (Resolução Normativa n.º 482/2012), até o dia 31 de dezembro de 2045. Trata-se do chamado período de vacância.

Entre as principais mudanças promovidas pelo novo marco da geração distribuída no país, está a mudança em relação a potência instalada na parte de minigeração distribuída que, para fontes não despacháveis, foi reduzido o limite de 5 MW, como era anteriormente na REN 482, para 3 MW.

Outra mudança importante diz respeito ao início de um sistema de compensação parcial, em que será necessário pagar o Fio B, referente à distribuidora de energia. O Fio B corresponde, em média, a 30 % da redução desse crédito injetado. Antes da Lei 14.300, tinha-se um sistema de compensação total, em que ocorria um sistema de compensação de 1 para 1. Tudo que era injetado na rede poderia ser consumido sem pagar taxas por isso, embora se pagando as taxas tributárias de PIS e COFINS, que não possuem relação com as componentes tarifárias.

Já para as unidades de minigeração distribuída acima de 500 kW, em fonte não despachável na modalidade autoconsumo remoto ou na modalidade geração compartilhada, em que um único titular detenha 25% ou mais da participação do excedente de energia elétrica, o faturamento de energia das unidades participantes do Sistema de Compensação deve considerar, até 2028, a incidência:

1. de 100 % das componentes tarifárias relativas à remuneração dos ativos do serviço de distribuição, à quota de reintegração regulatória (depreciação) dos ativos de distribuição e ao custo de operação e manutenção do serviço de distribuição — FIO B;
2. de 40 % das componentes tarifárias relativas ao uso dos sistemas de transmissão da Rede Básica, ao uso dos transformadores de potência da Rede Básica com tensão inferior a 230 kV e das Demais Instalações de Transmissão (DIT) compartilhadas, ao uso dos sistemas de distribuição de outras distribuidoras e à conexão às instalações de transmissão ou de distribuição — FIO A;
3. de 100 % dos encargos Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e Eficiência Energética (EE) e Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE).

Projetos só pagarão essas taxas a partir de 2023, o que ocorrerá escalonadamente, ou seja, ao longo do tempo:

- 15 % (quinze por cento) a partir de 2023;
- 30 % (trinta por cento) a partir de 2024;
- 45 % (quarenta e cinco por cento) a partir de 2025;
- 60 % (sessenta por cento) a partir de 2026;
- 75 % (setenta e cinco por cento) a partir de 2027;
- 90 % (noventa por cento) a partir de 2028;
- a regra disposta desta Lei a partir de 2029.

Com relação ao custo de disponibilidade, a grande e principal mudança da REN 482 para a Lei 14.300 é referente à duplicidade dos créditos. Por exemplo: Consumiu-se e injetou-se na rede da distribuidora um total de 500 kWh, sendo um consumidor trifásico. Portanto, deve-se pagar a taxa mínima de 100 kWh. A distribuidora irá zerar os créditos de energia (Consumida - Injetada) e ainda lançará a mais a cobrança de 100 kWh. Ou seja, existe a percepção que foi consumida apenas 400 kWh. Já com a Lei 14.300 deixará de existir essa duplicidade, pois o sistema compensará 400 kWh, 100 kWh ficarão de crédito e continuará sendo paga, pelo consumidor, a taxa mínima de 100 kWh.

Outro ponto importante é com relação ao excedente de energia, sendo que, com a nova lei, o consumidor-gerador titular da unidade consumidora onde se encontra instalada a micro ou minigeração distribuída poderá definir as unidades consumidoras que receberão os excedentes de energia elétrica em ordem de prioridade, não sendo mais obrigatório definir um percentual a cada uma delas. Existe, também, com a nova lei, a possibilidade do faturamento como B optante, onde unidades consumidoras com geração local de até 112,5 kVA podem optar por faturamento idêntico às unidades conectadas em baixa tensão (Grupo B).

2.2.2 Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos Grupo A

Consumidores do grupo A (alvo desse estudo de caso) são aqueles que possuem alimentação em média tensão (superior a 2,3 kV). Enquadram-se nessa categoria os consumidores de médio e grande portes como indústrias, *shopping centers*, universidades, supermercados, grandes propriedades rurais, entre outros. Esses clientes consumidores recebem energia elétrica em média tensão e possuem transformador próprio para rebaixar em 127 V, 220 V ou 380 V – baixa tensão, níveis em que ocorre de fato o consumo de energia elétrica.

Esses consumidores têm sua conta dividida em duas partes, pois pagam pela energia consumida (variável) e pagam também pela demanda contratada (fixa). As tarifas de energia e demanda contratada podem variar de acordo com o período do dia em que houve o consumo ou a demanda, os chamados postos tarifários (horário de ponta e horário de fora ponta).

O horário de Ponta é caracterizado pelo período de três horas consecutivas de maior solicitação da rede, em geral no período compreendido entre as 18 e 21 horas dos dias de semana (de segunda a sexta-feira). Fica a critério de cada concessionária definir qual o período de três horas será o horário de ponta na sua região.

Já a demanda contratada é uma espécie de aluguel da estrutura física da rede de distribuição. Ela determina qual é a máxima potência instantânea que pode ser consumida da rede de distribuição, devendo a distribuidora de energia garantir esta potência de forma contínua. A demanda contratada deve ser paga integralmente, seja ou não utilizada durante o período de faturamento. Caso, em um dado momento, a demanda utilizada seja maior que o valor contratado, além de pagar pelo valor extra de ultrapassagem, o consumidor pagará também uma multa proporcional à ultrapassagem.

Por se tratar de potência e não de energia, a demanda contratada é dada em kW (não em kWh). A demanda contratada pode ainda ser única (horo-sazonal verde) ou variável de acordo com o período do dia (horo-sazonal azul) – uma demanda contratada para o horário de Ponta e outra para o Fora Ponta. Essa potência está relacionada com a carga instalada do consumidor, ou seja, com a quantidade e a potência dos equipamentos que o consumidor possui. Por outro lado, a energia consumida é medida em kWh e está associada ao consumo mensal do consumidor.

O consumidor do grupo A paga pelas duas coisas, ou seja, pelo direito de ter uma demanda contratada (kW), que garante que todos os seus equipamentos e máquinas poderão ser ligados, além de pagar pela energia consumida mensalmente, que é um valor variável.

As Resoluções Normativas 482 e 687 da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) determinam alguns pontos importantes para consumidores do grupo A que possuem a intenção de instalar um sistema fotovoltaico:

- O limite de potência do sistema fotovoltaico que pode ser instalados pelo cliente é igual ao valor da demanda contratada (potência) em kW;
- O consumidor sempre pagará a demanda contratada, independentemente de quanta energia consumir no mês;
- A compensação da energia injetada deve ocorrer primeiramente no posto tarifário em que ocorreu a geração. Em outras palavras: a compensação dos créditos de energia

deve ser prioritariamente feita com o valor da energia no horário em que ela foi produzida. No caso dos sistemas fotovoltaicos, a geração se dá durante o dia, no horário fora de ponta (período em que há mais luz solar). Isso é um pouco ruim para os sistemas fotovoltaicos, pois eles geram durante o dia (quando a energia é mais barata), enquanto seria interessante usar a energia compensada no horário da noite (quando se paga mais caro pela energia);

- A compensação da energia consumida no horário de ponta se dará somente após a compensação total da energia consumida no horário fora de ponta (posto tarifário no qual a geração de energia ocorreu). Essa compensação será feita de acordo com o fator de correção dado pelas tarifas de energia no horário de ponta e fora de ponta (TE Ponta / TE Fora Ponta);
- Consumidores livres – consumidores que comprem energia no Mercado Livre – não podem participar do sistema de compensação de energia. Isso não os impede de instalar um sistema fotovoltaico, mas as regras e variáveis são outras.

Outro fator que pode limitar a potência de instalação do sistema fotovoltaico é a disponibilidade de área para a instalação dos painéis solares. Nessa análise, deve-se confrontar a área que o cliente tem disponível (em telhado ou solo) com a área demandada pela instalação dos painéis, levando em conta o tipo de estruturas de fixação e o espaçamento entre as linhas de painéis, necessário para permitir a manutenção do sistema fotovoltaico. No caso de instalação em solo, tem que se levar em conta ainda a área de corredor (espaço entre as fileiras de painéis), a área das ruas que circundam a usina solar e a área ocupada por eletrocentros e inversores.

Todas essas regras precisam ser levadas em consideração para se fazer o correto dimensionamento do sistema fotovoltaico.

2.3 Radiação Solar

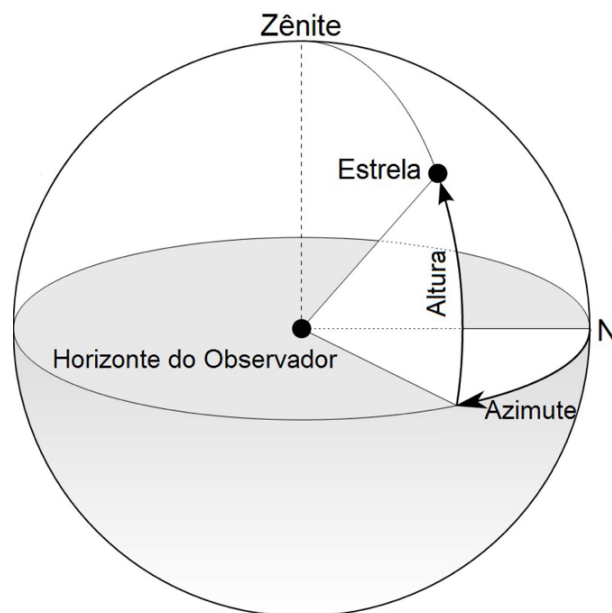
Geração de energia solar tem seu conceito estreitamente relacionado à quantidade de energia que chega à superfície dos módulos fotovoltaicos (ou a superfície terrestre, caso a aplicação seja outra). A quantidade de energia por unidade de área pode ser definida pelos termos incidência ou irradiação solar.

A radiação solar é um tipo específico de radiação natural originada no Sol, responsável por nutrir a vida no planeta Terra e pelas variações no clima terrestre. O fluxo de radiação solar (irradiância solar) médio que atinge o planeta é de 1.366 W/m^2 , valor este denominado de constante solar (NREL, 2017; COULSON, 1975; GRUBER, 1978).

Além da manutenção da vida pelo fornecimento de luz e calor (fotossíntese das plantas, efeito estufa, movimento dos oceanos, estações do ano, entre outros), o Sol desempenha um papel imprescindível como fonte alternativa de energia limpa. A forma com que os raios solares chegam até a Terra, após sofrerem reflexões e absorções na atmosfera, e a forma em que são distribuídos ao redor do globo terrestre são fatores determinantes na quantidade de energia elétrica que será gerada em um sistema fotovoltaico, bem como a presença de prédios e poluição, além de fatores não determinísticos, como nebulosidade, época do ano, variações climáticas, entre outros.

Para a representação da posição de uma estrela na esfera celeste, é utilizado o sistema horizontal de coordenadas. As coordenadas utilizadas no sistema horizontal são denominadas azimute e altura. O azimute é o ângulo medido sobre o horizonte, no sentido horário, com origem no Norte geográfico (N). O azimute varia entre 0° e 360° . A altura é o ângulo medido sobre o círculo vertical da estrela, com origem no horizonte e extremidade na estrela. A altura varia entre -90° e $+90^\circ$. O complemento da altura chama-se ângulo zenital, que é o ângulo medido sobre o círculo vertical da estrela, com origem no zênite e extremidade na estrela. O ângulo zenital varia entre 0° e 180° . A Figura 9 apresenta as coordenadas do sistema horizontal.

Figura 9 – Sistema horizontal de coordenadas.



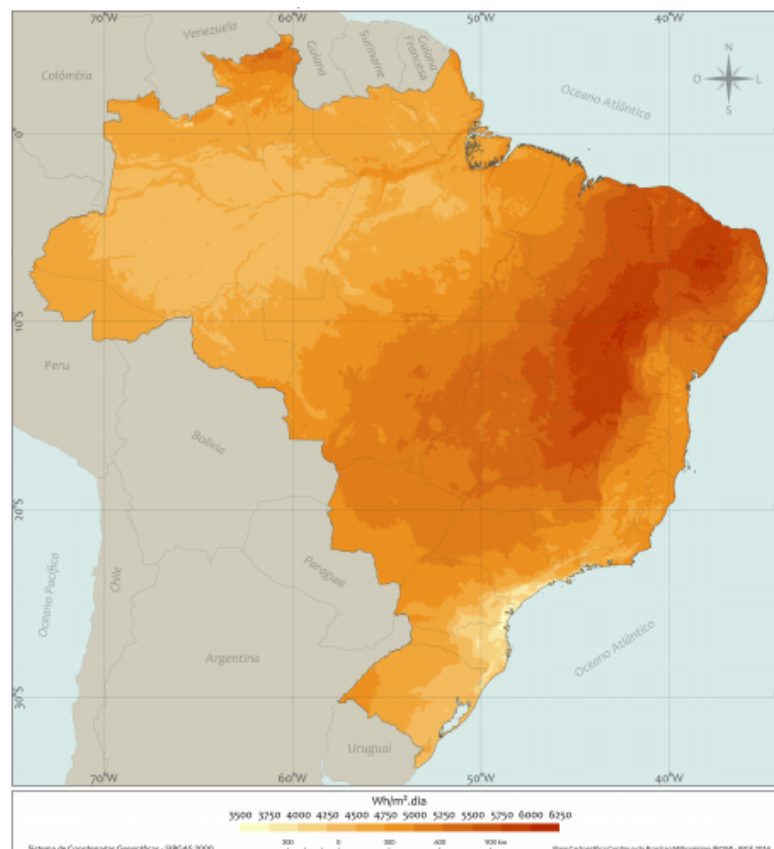
Fonte: SciELO, 2018.

2.3.1 Mapa Solarimétrico

Com o objetivo de se visualizar graficamente dados provenientes da análise da radiação solar e insolação diária, foram desenvolvidos mapas com separações geográficas e

isolinhas, que compreendem uma faixa de valores correspondentes aos dados da região. Estes mapas são denominados mapas solarimétricos. A Figura 10 ilustra um desses mapas.

Figura 10 – Irradiação solar global horizontal média anual ($\text{Wh}/\text{m}^2\cdot\text{dia}$).



Fonte: Atlas Brasileiro de Energia Solar, 2017.

Graças à sua grande extensão territorial, o Brasil apresenta os vários cenários possíveis no quesito radiação solar, por se estender desde a latitude 5° ao norte até, aproximadamente, 33° ao sul da linha do Equador. Também conta com a vantagem de ter boa parte do seu território localizada próxima à linha do Equador, o que possibilita maiores períodos de insolação e disponibilidade de energia solar.

A irradiação solar global horizontal no Brasil apresenta médias diárias nas cinco regiões como sendo: Norte: $5,5 \text{ kWh}/\text{m}^2$, Nordeste: $5,7 \text{ kWh}/\text{m}^2$, Centro Oeste: $5,6 \text{ kWh}/\text{m}^2$, Sudeste: $5,5 \text{ kWh}/\text{m}^2$ e Sul $5,0 \text{ kWh}/\text{m}^2$ (COLLE ET AL., 2000). Os recursos de irradiação solar no Brasil, além de se apresentarem como uns dos maiores do mundo, podem ser descritos como uniformemente distribuídos e com pequena variabilidade anual. O índice médio anual de irradiação solar no país é maior na região Nordeste, com destaque para o Vale do São Francisco, e menor na região Sul.

O valor máximo ocorre no norte da Bahia - área que apresenta um clima semiárido - e a menor irradiação média acontece no norte de Santa Catarina, região caracterizada por precipitação bem distribuída ao longo do ano. O menor nível de irradiação solar global horizontal é de 1.500 kWh/m².ano, valor este superior aos máximos valores de irradiação solar global horizontal na Alemanha, cujo índice não ultrapassa 1.204,5 kWh/m².ano (SOLARGIS, 2015), demonstrando o forte potencial brasileiro no aproveitamento da energia solar.

2.4 Investimentos

Investimento é qualquer gasto ou aplicação de recursos que produza um retorno futuro. Esse conceito envolve tanto dinheiro quanto capital intelectual, social ou natural. De maneira ampla, o conceito de investimento é um desembolso em que há a expectativa de certo ganho ou resultado futuro. A partir desse raciocínio, vários itens podem ser considerados como capital para investir: tempo, energia, estudos, atenção e assim por diante.

Assim, tanto investir tempo nos estudos para adquirir conhecimento, quanto plantar uma lavoura, são atitudes que podem ser entendidas como um investimento. Já o investimento financeiro, basicamente, é aplicar dinheiro para que ele produza rendimentos no futuro. Isso é possível por conta do efeito dos juros compostos sobre as aplicações financeiras, que faz com que o dinheiro se multiplique. O mecanismo é semelhante ao de uma dívida, que cresce com o passar do tempo. Os valores são multiplicados por eles mesmos ao longo de um determinado período. O valor final depende, essencialmente, do tempo pelo qual os recursos permaneceram sob o efeito dos juros compostos.

Investimentos são, por natureza, aplicações que envolvem os mais diversos riscos que, por muitas vezes, não podem ser premeditados. Risco e retorno são dois conceitos que sempre andam de mãos dadas. À medida que um aumenta, o outro segue na mesma proporção, ou seja, quanto mais riscos, maiores são as chances de ganhar mais em suas aplicações. Apesar disso, a análise racional do modo que o investimento será retomado ao longo do tempo pode garantir sucesso. Para tal análise, diferentes metodologias podem ser utilizadas. Dentre as mais confiáveis, estão o *Payback*, Valor Presente Líquido (VPL) e Taxa Interna de Retorno (TIR).

2.4.1 Fluxo de Caixa

Entre todos os itens necessários à análise quantitativa da viabilidade de um investimento, o fluxo de caixa é visto como o aspecto mais importante na decisão. Sua relevância é definida com base na confiabilidade e na exatidão dos fluxos de caixa estimados (KASSAI et al., 2000).

Em Finanças, o fluxo de caixa refere-se ao fluxo do dinheiro no caixa da empresa, ou seja, ao montante de caixa recolhido e gasto por uma empresa durante um período de tempo definido, algumas vezes ligado a um projeto específico. Para um bom controle de fluxo de caixa, é necessário garantir registros detalhados de ganhos e gastos, com disciplina e sem erros. Em uma visão diária, semanal ou mensal, ele já oferece instrumentos de verificação e análise para os negócios.

O Fluxo de Caixa é uma das ferramentas mais utilizadas pelas ciências contábeis, sendo um instrumento de gestão financeira que projeta para períodos futuros todas as entradas e as saídas de recursos financeiros da empresa, indicando como será o saldo de caixa para o período projetado.

2.4.2 Valor Presente Líquido

O valor presente líquido (VPL), também conhecido como valor atual líquido (VAL) ou método do valor atual, é a fórmula econômico-financeira capaz de determinar o valor presente de pagamentos futuros descontados a uma taxa de juros apropriada, descontando o custo do inicial do investimento.

Dessa forma, o valor presente líquido (VPL) de um projeto de investimento pode ser definido como a soma algébrica dos valores descontados do fluxo de caixa a ele associado. Em outras palavras, é a diferença do valor presente das receitas menos o valor presente dos custos. É uma das possíveis técnicas para realizar o orçamento de capital para uma empresa, ou seja, o VPL corresponde a um método sofisticado de análise de investimentos. É descrito matematicamente por meio de (2.1):

$$VPL = \sum_{t=0}^N \frac{FC_t}{(1+i)^t} \quad (2.1)$$

FC_t representa os fluxos de caixa; i é a taxa de atratividade; e t é o intervalo de tempo.

Importante ressaltar que as entradas de fluxo de caixa devem considerar valores positivos e as saídas, valores negativos. O valor final resultante do VPL tem as seguintes interpretações:

- $VPL > 0$: oportunidade de investimento atraente. O resultado positivo indica retorno acima da taxa de atratividade definida;
- $VPL = 0$: oportunidade de investimento viável. O retorno é suficiente para saldar os custos e garantir o valor referente a taxa de atratividade;
- $VPL < 0$: oportunidade de investimento inviável. O resultado negativo indica prejuízo ou ganho inferior à taxa de atratividade ao fim do período definido.

2.4.3 Taxa Interna de Retorno

A Taxa Interna de Retorno, mais conhecida pela sigla TIR, é um percentual que pode ser usado por uma empresa ou por um investidor para avaliar se vale a pena investir em determinado projeto ou ativo. Para calculá-la, é preciso fazer uma série de suposições, o que torna a TIR uma taxa hipotética.

Taxa Interna de Retorno (TIR) é uma taxa de desconto, calculada a partir de uma projeção de fluxo de caixa (previsão de receitas geradas por um investimento ao longo de determinado período), quando se considera que seu Valor Presente Líquido (VPL) é igual a zero. Na prática, ela é usada por investidores e empresas para indicar se um projeto é viável ou não. Para encontrar esse percentual, deve-se aplicar a fórmula sobre uma projeção de fluxo de caixa (2.1), igualando o resultado a 0 ($VPL = 0$) e encontrando a taxa necessária para que isso ocorra (TIR).

Em vez de trazer cada entrada para o valor presente a partir de uma taxa de desconto predefinida, calcula-se qual seria a taxa de desconto para que o VPL resulte em zero a partir dos valores que foram projetados. Isto é, apesar do nome, a TIR não indica o retorno que um investimento trará, e sim o desconto que precisaria ser aplicado sobre o fluxo de caixa projetado para que o projeto “empatasse”.

2.4.4 Payback

Payback é um indicador financeiro que representa o tempo de retorno de um investimento. O próprio termo significa “retorno” em inglês e ele é usado para medir quanto tempo leva para recuperar o dinheiro investido em um determinado projeto ou aplicação. Logo, o *payback* se tornou um dos principais parâmetros a serem considerados na avaliação de um investimento. Por meio desse cálculo, é possível identificar qual é o período necessário para que o lucro acumulado se iguale ao investimento inicial. Dessa forma, o resultado é demonstrado em unidades de tempo, seja em dias, meses ou anos.

O cálculo do *payback* é mostrado em (2.2):

$$\sum_{t=0}^T FC_t \geq Investimento \quad (2.2)$$

O tempo que o investidor levará para recuperar seu investimento nem sempre é curto, pois depende do valor do investimento e do tipo de negócio. Em geral, o retorno acontece dentro de meses ou anos. Embora não seja um indicador de retorno de investimento, o *payback* atua como um avaliador de riscos, já que investimentos de menor tempo de retorno apresentam grau de risco menor (KASSAI et al., 2000).

2.4.5 Impostos

Os Impostos são tributos obrigatórios cobrados pelo governo. Isso significa que é um valor pago pela sociedade e que serve para custear as despesas administrativas do Estado e investimentos em serviços públicos. O não pagamento pode gerar multas e até punição legal. Inicialmente, o setor de geração fotovoltaica enxergava isso como uma barreira para possíveis investimentos. Apesar de que esta realidade esteja mudando com a isenção de impostos em algumas mercadorias ou sistemas fotovoltaicos completos, parte dos materiais e serviços necessários para instalação de sistemas fotovoltaicos não contemplam esta medida. Dos materiais não-isentos, diferentes impostos podem ser aplicados, dentre eles: Imposto sobre Circulação de Mercadoria e Serviços (ICMS), Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI) e, ainda, o Imposto sobre Importação (II), quando são importados de outros países. Por fim, há o Imposto sobre Serviço (ISS), aplicado na instalação e execução de sistemas geradores.

Na classe de consumidores de energia elétrica, os consumidores cativos do Estado de Santa Catarina têm em sua tarifa três tributos: COFINS e PIS/PASEP, com alíquotas de 4,10 % e 0,90 %, respectivamente, e o ICMS, que tem sua alíquota variável de acordo com a classe de consumo, sendo de no mínimo 12 % para consumos residenciais nos primeiros 150 kWh e rurais nos primeiros 500 kWh, e o máximo de 25 %, para consumo residencial acima de 150 kWh e rurais acima de 500 kWh e demais classes de consumo.

A partir de setembro de 2019, os investimentos em micro e minigeração de energia distribuída estão isentos de ICMS no Estado de Santa Catarina. O governo do Estado publicou o decreto número 233, que oficializa a entrada em vigor da isenção do ICMS para pequenos sistemas de energia solar com capacidade máxima de até 1 MW. A isenção de imposto sobre micro e minigeradores beneficia tanto empresas, quanto consumidores residenciais em Santa Catarina e a expectativa é de que a adesão do estado incentive novos investimentos no setor (Portal Solar, 2019).

3 Estudo de Caso

Este capítulo tem como objetivo descrever o objeto deste estudo, um supermercado em Antônio Carlos-SC, fornecendo o máximo de informações necessárias para o dimensionamento do sistema gerador fotovoltaico.

3.1 Dados Gerais

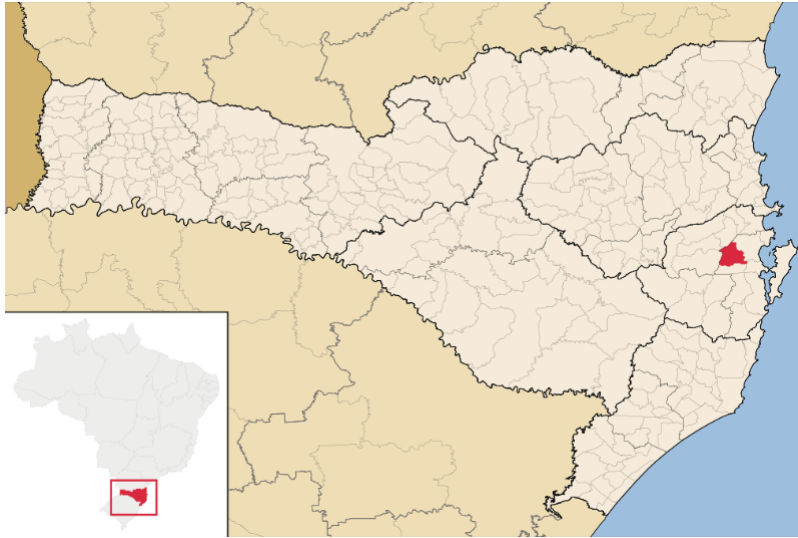
O supermercado, alvo deste estudo, está localizado na cidade de Antônio Carlos, na região da grande Florianópolis, em Santa Catarina. Suas principais características serão mantidas em sigilo, conforme solicitação do proprietário.

A economia do município de Antônio Carlos baseia-se na agricultura, o maior produtor de hortaliças de Santa Catarina, com produção média anual de 150 mil toneladas. A agricultura é a força da economia do município. Pelo menos 80 % das famílias antonio-carlenses vivem da produção e comercialização dos hortifrutigranjeiros, abastecendo 60 % dos CEASA de Santa Catarina. Outros dois fatores que estão fortalecendo a economia local são o turismo e a fábrica de refrigerantes, produzindo Coca-Cola (Prefeitura Municipal de Antônio Carlos, 2019).

Com cerca de 8 mil habitantes, a cidade mantém um clima rural e é conhecida pelos seus produtos artesanais: farinha de mandioca, proveniente de dez engenhos, e a aguardente, reconhecida pela qualidade. Os parques aquáticos são a principal atração do município, que chama a atenção também pela forte fé católica, representada por suas igrejas e grutas. Guarda a maior reserva particular de Mata Atlântica do Estado de Santa Catarina, ainda não aberta ao público. Devido a sua altitude, que chega a 886 m, é a região mais próxima do litoral com incidências de araucárias e a única em que esta espécie, característica da Serra, aparece junto com coqueiros e palmeiras.

A Figura 11 mostra a localização do município de Antônio Carlos no Estado de Santa Catarina.

Figura 11 – Localização de Antônio Carlos em SC.



Fonte: Wikipédia, 2022.

Um dos principais pontos de interesse para a realização do projeto fotovoltaico no supermercado é a utilização da área disponível do telhado do estabelecimento (Figura 12), em estrutura metálica, de aproximadamente 2100 m², que pode ser considerado um espaço ocioso e sem sombreamentos, junto a um cliente com elevado consumo em energia elétrica.

Figura 12 – Vista superior do Supermercado.



Fonte: Google Maps, 2022.

Na Tabela 1 é apresentada a descrição geral do supermercado e suas condições técnicas para a análise da instalação do sistema gerador fotovoltaico.

Tabela 1 – Dados gerais do Supermercado.

DADOS GERAIS	
Município/UF	Antônio Carlos/SC
Temperatura Máxima	40°C
Temperatura Mínima	0°C
Inclinação do Telhado	10°
Azimute	45°
Área do Telhado	2.100 m ²
Tipo do Telhado	Metálico
Estrutura do Telhado	Estrutura Metálica
Tensão de Alimentação	380 V Trifásico

Fonte: do Autor, 2022.

3.2 Consumo Médio de Energia Elétrica

Uma unidade consumidora tem sua fatura de energia elétrica descrita da seguinte forma: quantidade de potência ativa (kW) consumida pelos equipamentos multiplicada pelo período de tempo (h) no qual eles permanecem ligados. A energia é medida em kWh.

Neste estudo de caso, por se tratar de um supermercado, tem-se que suas principais cargas de consumo são os compressores, iluminação, aquecimento e refrigeração, utilizados nos diversos equipamentos presentes no estabelecimento, como *freezers*, fornos industriais e sistema de ar condicionado.

O cliente se enquadra no grupo A de consumidores, que são aqueles que possuem alimentação em média tensão. Clientes do grupo A têm sua conta dividida em duas partes, pois pagam pela energia consumida (variável) e pagam, também, pela demanda contratada (fixa). As tarifas de energia e demanda contratada podem variar de acordo com o período do dia em que houve o consumo ou a demanda, os chamados postos tarifários (horário de ponta e horário de fora ponta).

Com base nas faturas de energia elétrica dos últimos doze meses, fornecidas pelo supermercado em estudo, obteve-se os valores de consumo médio indicados na Tabela 2, que serão utilizados nos cálculos futuros.

Tabela 2 – Consumo de energia do Supermercado.

CONSUMO MÉDIO DE ENERGIA	
Modalidade Tarifária	Horo Sazonal Verde
Tipo de Ligação	Trifásica
Demanda Contratada	150 kW
Consumo Ponta médio mensal	680 kWh
Consumo Fora Ponta médio mensal	48.995 kWh
Tarifa Ponta com tributos	R\$ 1,67/kWh
Tarifa Fora Ponta com tributos	R\$ 0,51/kWh
Tarifa Demanda com tributos	R\$ 18,11/kWh

Fonte: do Autor, 2022.

É possível constatar que a maior parte da energia consumida pelo estabelecimento ocorre no horário Fora de Ponta, que é o período com a tarifa de energia mais barata e, também, o período em que haverá a compensação de energia gerada pelo sistema fotovoltaico, produzida justamente nesses horários (luz do dia).

3.3 Incidência Solar

Como exposto no capítulo anterior, a incidência da radiação solar é o fator primário na influência da quantia de energia radiante convertida em energia elétrica. Dentre os diversos estudos e mapas solarimétricos existentes, neste estudo foram utilizados dados compilados do *software* de Potencial Solar Sun Data, desenvolvido pelo CRESESB.

É possível coletar dados importantes para determinar o montante de energia a ser gerada, tais como: irradiação média inclinada, global e difusa; temperatura máxima, mínima e média. Para a cidade de Antônio Carlos, localizada na região da Grande Florianópolis, os dados coletados são exibidos na Tabela 3.

A cidade de Antônio Carlos encontra-se em uma área onde a incidência solar é a mais baixa do país. Contudo, a fim de comparação, a Alemanha, que tem a sua maior média anual de incidência solar menor que a média anual mais baixa registrada em Antônio Carlos, atualmente é uma das maiores geradoras de energia solar no mundo, devido às políticas de incentivo governamentais (PEREIRA et al, 2006). Esta situação é mais do que suficiente para se contrapor ao argumento de que a incidência solar na região é baixa para a geração solar fotovoltaica.

Tabela 3 – Dados de irradiação solar em Antônio Carlos.

IRRADIAÇÃO SOLAR - ANTÔNIO CARLOS/SC				
Mês	Irradiação Média		Irradiação Média	
	[kWh/m².dia]		[kWh/m²]	
	Global	Inclinada	Global	Inclinada
Janeiro	5,42	5,03	168,02	155,93
Fevereiro	5,14	5,01	143,92	140,28
Março	4,44	4,65	137,64	144,15
Abril	3,63	4,16	108,90	124,80
Mai	2,99	3,75	92,69	116,25
Junho	2,55	3,32	76,50	99,60
Julho	2,66	3,39	82,46	105,09
Agosto	3,35	3,98	103,85	123,38
Setembro	3,40	3,63	102,00	108,90
Outubro	3,94	3,91	122,14	121,21
Novembro	5,12	4,82	153,60	144,60
Dezembro	5,56	5,09	172,36	157,79

Fonte: do Autor, 2022.

Com base nos dados obtidos e apresentados na Tabela 3, estima-se que a irradiação média diária global e no plano inclinado de 22° equivalem a 4,02 kWh/m².dia e 4,23 kWh/m².dia, respectivamente, resultando em uma irradiação total global de 1.464,08 kWh/m² e inclinada de 1.541,98 kWh/m², ao ano.

É possível também observar que os índices são maiores ao longo do verão, com uma queda durante o inverno, ou seja, as estações são bem definidas, atestando a ideia do clima sub-tropical presente na região Sul do Brasil.

4 Desenvolvimento e Resultados

Ao longo deste capítulo serão abordados o dimensionamento do projeto de um sistema de geração fotovoltaica integrado ao Supermercado localizado na cidade de Antônio Carlos-SC, assim como, a análise financeira, essencial para se encontrar o melhor resultado para o investimento.

4.1 Análise Técnica

A primeira etapa do projeto é definir o dimensionamento do gerador solar fotovoltaico que será capaz de suprir parte da demanda do supermercado em estudo. Foram definidos, levando-se em consideração a limitação pela demanda contratada de 150 kW do cliente, dois sistemas distintos, que serão analisados: Um sistema de 75 kW (1 inversor de 75 kW) e outro de 150 kW (2 inversores de 75 kW). As estimativas de geração de energia e, conseqüentemente, as análises financeiras, serão realizadas por meio de cálculos com o auxílio de uma planilha desenvolvida em Microsoft Office Excel e do *software* PVsyst, sendo este o *software* mais conhecido e utilizado, desenvolvido para a plataforma Windows (Microsoft, USA) e de fácil acesso.

Com a utilização do *software*, é possível estimar as perdas da geração por fatores não triviais: sombreamento e poeira nos módulos; efeito Joule nos cabos; consumo noturno do inversor; ângulo de inclinação e azimute; temperaturas elevadas; perdas por sobretensão e potência nos inversores; entre outros. Os resultados obtidos serão apresentados ao longo do texto e contam com algumas aproximações, não levando em conta detalhes que necessitam de refinamento nos dados e métodos iterativos.

4.1.1 Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico

Como exposto anteriormente, dois sistemas distintos foram definidos para realização da análise: Um sistema de 75 kW (microgeração) e um de 150 kW (minigeração). Dessa forma, é possível analisar qual projeto é mais vantajoso para o cliente, realizando uma análise financeira para ambos os casos.

Por conseguinte, é necessário que os sistemas geradores tenham potência CC (corrente contínua) instalada na faixa de operação do inversor (até 112,5 kWp). Dessa forma, foram definidos os sistemas de 94,9 kWp e 190 kWp, respectivamente. Tomando em conta os resultados obtidos na simulação feita no *software* PVsyst (Figuras 13 e 14), os geradores fotovoltaicos propostos serão capazes de produzir 140,1 MWh e 280,2 MWh,

por ano, atingindo o percentual de 23,50 % e 47,01 %, respectivamente, do consumo do supermercado logo no primeiro ano de operação.

Figura 13 – Simulação Sistema 75 kW.

System summary					
Grid-Connected System		No 3D scene defined, no shadings			
PV Field Orientation		Near Shadings		User's needs	
Fixed plane		No Shadings		Unlimited load (grid)	
Tilt/Azimuth		10 / 45 °			
System information					
PV Array					
Nb. of modules		168 units		Inverters	
Pnom total		94.9 kWp		Nb. of units	
				1 unit	
				Pnom total	
				75.0 kWac	
				Pnom ratio	
				1.266	
Results summary					
Produced Energy	140.1 MWh/year	Specific production	1476 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	85.96 %

Fonte: PVsyst, 2022.

Figura 14 – Simulação Sistema 150 kW.

System summary					
Grid-Connected System		No 3D scene defined, no shadings			
PV Field Orientation		Near Shadings		User's needs	
Fixed plane		No Shadings		Unlimited load (grid)	
Tilt/Azimuth		10 / 45 °			
System information					
PV Array					
Nb. of modules		336 units		Inverters	
Pnom total		190 kWp		Nb. of units	
				2 units	
				Pnom total	
				150 kWac	
				Pnom ratio	
				1.266	
Results summary					
Produced Energy	280.2 MWh/year	Specific production	1476 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	85.96 %

Fonte: PVsyst, 2022.

Estes resultados foram obtidos considerando-se os dados levantados no capítulo anterior, como os índices solarimétricos característicos da região e parâmetros de perdas segundo a Tabela 4. Embora possam ser alterados, adotou-se valores de perdas padrões obtidos diretamente do *software* PVsyst. A eficiência dos equipamentos foi obtida a partir das especificações técnicas fornecidas pelos fabricantes (Anexos A e B). Para os módulos, a eficiência é em torno de 20,67 %, enquanto a eficiência do inversor está em torno de 98,8 %.

Tabela 4 – Percentuais de perdas utilizadas na simulação.

PERDAS UTILIZADAS NA SIMULAÇÃO	
Tipo	Valor
Temperatura dos módulos	7,41%
Inclinação do telhado e azimute	2,69%
Sujeira	3,00%
LID - Light Induced Degradation	2,00%
Indisponibilidade do sistema	1,33%
Mismatch entre módulos fotovoltaicos	2,10%
Perdas ôhmicas na conexão strings e inversor	0,96%
Garantia Linear do módulo	0,55%

Fonte: do Autor, 2022.

4.1.2 Especificação do Sistema Fotovoltaico

Para a montagem dos sistemas geradores fotovoltaicos definidos, é necessário descrever e quantificar os materiais necessários para a instalação da parte elétrica. O correto dimensionamento frente à demanda almejada influencia em grande escala o custo total e, conseqüentemente, a viabilidade econômica do investimento (STEFFENS, 2017).

O custo total do sistema é majoritariamente definido pelos preços dos módulos fotovoltaicos e do inversor de tensão, os quais permitem uma maior flexibilidade na escolha de modelos e potências que melhor se ajustam entre custo e benefício. O preço dos demais materiais dependem da aplicação de normas técnicas e a procura pelo menor preço de mercado.

Para a escolha dos módulos fotovoltaicos, prioriza-se o módulo comercial de maior eficiência, sendo considerados os que apresentam o menor preço por Wp. Com base nestes parâmetros, opta-se, neste trabalho, pelo módulo fotovoltaico monocristalino Jinko Solar 565 W, modelo Tiger Pro JKM565M-7RL4-V, que apresenta eficiência de 20,67 % (Jinko Solar, 2022). A quantidade de módulos necessários é estipulada com a razão entre a potência instalada do gerador e potência do módulo:

$$N_{Mfv} = \frac{P_{FV}}{P_{Mfv}} \quad (4.1)$$

Em (4.1), N_{Mfv} representa o número de módulos fotovoltaicos; P_{FV} a potência instalada do gerador solar fotovoltaico; e P_{Mfv} a potência nominal do módulo solar a ser utilizado. Dessa forma, o projeto necessita de 168 módulos para o sistema de 75 kW e 336 módulos para o sistema de 150 kW, totalizando 94.920 Wp e 189.840 Wp de potência instalada, respectivamente.

Assim como os módulos fotovoltaicos, os inversores também são escolhidos prioritariamente pela potência instalada do sistema. Dessa forma, serão utilizados inversores

de 75 kW de potência para ambos os sistemas, como definidos anteriormente. Dentre os modelos existentes no mercado, optou-se pelo inversor Growatt, modelo MAX 75KTL3 LV, que apresenta eficiência de 98,8 %.

Para que o conjunto de módulos fotovoltaicos possa ser processado pelo inversor, é necessário elevar a corrente e a tensão a níveis dentro da faixa operacional do modelo escolhido (VILLALVA; GAZOLI, 2012). Isso é possível pela combinação de módulos fotovoltaicos em série (*strings*) e/ou paralelo.

Aplicando o sistema definido e os equipamentos selecionados como dados de entrada no *software* PVsyst, obtém-se que o número ótimo de módulos para uma *string* é o maior número inteiro possível, sendo dividido o total de 168 módulos pelo limite estabelecido pelo fabricante do inversor (Anexo B) de 14 *strings* (2 *strings* por MPPT), totalizando $N_{FV} = 12$ unidades. Dessa forma, por definição, o sistema será montado utilizando 14 *strings* de 12 módulos cada.

Para que ocorra a máxima transferência de potência dos módulos para a rede de distribuição, é necessário que o inversor opere com valores de tensão dentro de sua faixa de operação MPPT, que é determinada pela tensão máxima na STC (Condições de Teste Padrão), aplicando (4.2):

$$V_{MPPT} = N_{FV} \times V_{MP} \quad (4.2)$$

V_{MPPT} representa a tensão de operação MPPT do inversor; N_{FV} é o número de módulos fotovoltaicos; e V_{MP} é a tensão nominal dos módulos sob as condições do STC. Este valor pode ser obtido no Anexo A e vale 44,43 V.

Portanto, $V_{MPPT} = 533,16$ V está localizado dentro da faixa de operação MPPT do inversor (Anexo B), que varia de 195 V a 1000 V, comprovando, portanto, que a escolha de 14 *strings* de 12 módulos é válida.

Em resumo, cada *string* é definida com as seguintes especificações:

- Número de Módulos (N_{FV}): 12
- Tensão Nominal Máxima no STC (V_{MPPT}): 533,16 V
- Tensão Circuito Aberto Máxima (VOC_{max}): 636,0 V
- Corrente Nominal Máxima no STC (I_{MP}): 12,72 A
- Corrente de Curto-Circuito (I_{SC}): 13,58 A
- Potência Nominal Máxima (P_{max}): 6780 W

Para o sistema de 150 kW serão utilizados dois inversores idênticos de 75 kW, totalizando 28 strings de 12 módulos fotovoltaicos .

4.1.3 Geração de Energia Anual

Por meio das simulações realizadas no *software* PVsyst, é possível estimar a geração de energia dos sistemas fotovoltaicos para o seu primeiro ano de operação. Para os anos seguintes, é necessário associar as perdas relacionadas ao período.

Segundo Rütther (2004), são diversos os fatores que podem afetar o rendimento de um sistema fotovoltaico, sendo a variação da radiação o mais influente. Portanto, determinar a capacidade de geração em um quadro de tempo muito longo torna-se uma atividade preditiva, sendo necessário assumir que não existe variância na radiação.

A degradação linear dos módulos solares é o único fator variante, relacionado aos efeitos do tempo, levado em consideração nesta estimativa. Para o primeiro ano de operação, o módulo fotovoltaico em estudo sofre um decréscimo de 2,0 % da sua potência nominal, segundo o fabricante. Os anos de 2 a 25 sofrem um decréscimo de, no máximo, 0,55 % ao ano. Ao final dos 25 anos, a queda não deve ultrapassar 15,2 % (Jinko Solar, 2022). A Tabela 5 exibe a energia elétrica estimada gerada ao longo dos 25 anos, para os dois sistemas propostos.

Mesmo considerando as perdas descritas pelo fabricante, como é possível observar na Tabela 5, ao término do período de 25 anos, aproximadamente 84,8 % da potência nominal do sistema é conservada, gerando em torno de 3,23 GWh, no sistema de 75 kW, e 6,47 GWh, no sistema de 150 kW.

Tabela 5 – Geração de energia anual estimada.

GERAÇÃO ESTIMADA ANUAL			
Ano	Redução ao Ano	Sistema 75kW	Sistema 150kW
	[%]	[kWh]	[kWh]
1	2,00	140100	280200
2	0,55	137298	274596
3	0,55	136543	273086
4	0,55	135792	271584
5	0,55	135045	270090
6	0,55	134302	268605
7	0,55	133564	267127
8	0,55	132829	265658
9	0,55	132098	264197
10	0,55	131372	262744
11	0,55	130649	261299
12	0,55	129931	259862
13	0,55	129216	258432
14	0,55	128505	257011
15	0,55	127799	255597
16	0,55	127096	254192
17	0,55	126397	252794
18	0,55	125702	251403
19	0,55	125010	250020
20	0,55	124323	248645
21	0,55	123639	247278
22	0,55	122959	245918
23	0,55	122283	244565
24	0,55	121610	243220
25	0,55	120941	241882
Total	15,2 %	3235002	6470005

Fonte: do Autor, 2022.

4.1.4 Localização dos Módulos Fotovoltaicos

Como apresentado anteriormente na Seção 2.3, são vários fatores que fazem a energia irradiante ser atenuada ao longo da atmosfera e sofrer variações ao longo do tempo. Ainda assim, é possível desenvolver um projeto em que o ajuste da orientação geográfica e da inclinação dos módulos possam garantir que a máxima irradiância possível seja aproveitada.

Sendo que o objetivo é a máxima conversão de energia, o módulo fotovoltaico deve estar posicionado de modo que os raios solares incidam perpendicularmente à superfície do módulo. Para aplicações de menor escala, como microgeração distribuída, utiliza-se uma regra geral: o ângulo de inclinação deve ser próximo ao da latitude e deve estar, preferencialmente, orientado ao Norte geográfico (MEHLERI et al., 2010).

O telhado presente na cobertura do supermercado em estudo possui uma inclinação de aproximadamente 10° , com um ângulo de azimute de aproximadamente 45° ao Leste. Devido a isso, idealmente, seria interessante a utilização de uma estrutura para a correção da inclinação, aproximando-se do ângulo da latitude de 27° , e fazendo com que os módulos estejam orientados ao Norte geográfico (desvio azimutal igual a zero).

Segundo Melo (2020), ainda que a adequação ao Norte geográfico e à inclinação sejam primordiais à máxima conversão energética, nem sempre este ajuste apresenta vantagem técnica e econômica, além de ser perigosa. Adaptações com estruturas metálicas para inclinar os módulos em alguns poucos graus ou para tentar orientar os módulos ao Norte adicionam um custo massivo às instalações fotovoltaicas em telhados. O resultado, na prática, produz pouco efeito no aumento da geração de energia.

Desse modo, a melhor estratégia, que será adotada neste projeto, é acompanhar a própria inclinação do telhado. Com o auxílio das simulações utilizando o *software* PVsyst, observou-se que as perdas relativas à orientação e à inclinação contabilizam apenas 2,69%, sendo menor que a perda causada pelo acúmulo de poeira sobre os painéis.

Com relação à área necessária para instalação dos módulos, é possível obter as dimensões de cada módulo fotovoltaico a partir das especificações do fabricante (Anexo A). Os valores encontrados são de 2411 mm de comprimento por 1134 mm de largura, o que representa uma área de $2,73 \text{ m}^2$ por módulo fotovoltaico, totalizando 459 m^2 para o sistema com 168 módulos (75 kW) e 919 m^2 para 336 módulos (150 kW). Ambos os sistemas são tecnicamente viáveis com relação ao espaço disponível no telhado do supermercado em estudo, que possui área total de 2100 m^2 , sendo aproximadamente 1050 m^2 de área disponível na metade de mesma inclinação e mais próxima ao norte geográfico (ângulo de azimute = 45°).

Figura 15 – Área utilizável no telhado.



Fonte: do Autor, 2022.

4.1.5 Documentação Exigida pela Concessionária

A ANEEL apresenta, no Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST, o processo que deve ocorrer para a interligação de sistemas micro e minigeradores na rede de distribuição, abordando as exigências de projetos, assim como, a documentação mínima a ser exigida pelas concessionárias.

A companhia CELESC atua no município de Antônio Carlos como distribuidora de energia elétrica e possui suas normas internas sobre a documentação necessária. A norma técnica I-432.004 é a responsável pelos requisitos da conexão de micro ou minigeradores de energia ao sistema elétrico de distribuição. A documentação necessária exigida para micro e minigeração é exibida a seguir:

- Formulário de Solicitação de Acesso;
- Anotação de Responsabilidade Técnica ou Termo de Responsabilidade Técnico do responsável pelo projeto elétrico, devidamente assinada pelo Responsável Técnico e pelo titular da unidade consumidora.;
- Diagrama Unifilar Simplificado;
- Memorial Descritivo da instalação (dispensado para microgeração);
- Especificações técnicas dos equipamentos a serem instalados.
- Certificado de Conformidade dos Inversores;

4.2 Análise Econômica

De forma geral, a aquisição ou investimento em bens ou produtos tem sua ideia casada com o retorno que este trará, seja econômico, seja no bem-estar de quem investe. Assim, o emprego de capital na compra de um sistema fotovoltaico é cercado de estudos que tratam de justificar, ou não, a viabilidade do investimento. Para este trabalho, o estudo abrangerá o sistema dimensionado em um intervalo de 25 anos.

Para se realizar uma análise econômica, é necessária a utilização de algumas taxas básicas como parâmetro, como o índice de inflação (Índice Nacional de Preços ao Consumidor, IPCA), e de taxas de atratividade que, para este estudo de caso, estarão atreladas ao rendimento médio da poupança, tesouro direto (Taxa Selic) e aplicação em bolsa de valores. A estratégia aplicada para a definição destes parâmetros está na obtenção da média aritmética dos últimos 10 anos, a fim de se garantir uma projeção adequada e realista para cada cenário.

O IPCA é o índice utilizado pelo governo para determinar a inflação no país. É contabilizado pelo Sistema Nacional de Preços ao Consumidor, o qual analisa o comportamento dos preços de produtos e serviços mensalmente. No final de cada ano, calcula-se o índice acumulado, que representa a variação média nos preços ao longo do ano. A Tabela 6 exibe estes índices para os últimos 10 anos.

Tabela 6 – Taxa do IPCA acumulado anual.

IPCA ACUMULADO ANUAL									
2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
5,84 %	5,91 %	6,41 %	10,67 %	6,29 %	2,95 %	3,75 %	4,31 %	4,52 %	10,06 %

Fonte: Inflation, 2022.

Desta forma, a taxa de inflação acumulada pela média aritmética do IPCA é de 6,07 % ao ano, que será considerada estável por um período de 25 anos.

Ao se aplicar dinheiro em um investimento, é esperado que, no mínimo, o capital retorne com um acréscimo em relação ao que foi investido. A porcentagem que este acréscimo representa é conhecida por taxa de atratividade. Este índice pode ser obtido de diversas formas, dependendo da maneira com a qual o investidor deseja comparar seu investimento. Para este estudo de caso, toma-se como base os ganhos obtidos em aplicações na poupança, método mais fácil e seguro, porém com baixa rentabilidade; a aplicação no tesouro direto, que é baseada na taxa Selic (taxa básica de juros da economia) e garante um rendimento melhor que a poupança, geralmente acima da inflação; e aplicações na bolsa de valores, que possuem um risco maior atrelado, porém é possível obter ganhos ainda mais elevados.

O rendimento médio anual da poupança dos últimos 10 anos é mostrado na Tabela 7. Assim, a média aritmética obtida para o período foi de 5,63 %, valor que será considerado fixo na análise.

Tabela 7 – Taxa do rendimento da poupança acumulado anual.

RENDIMENTO POUPANÇA ACUMULADO ANUAL									
2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
6,47 %	5,82 %	7,08 %	8,07 %	8,30 %	6,61 %	4,62 %	4,26 %	2,11 %	2,99 %

Fonte: Brasil Indicadores, 2022.

Já em relação ao tesouro direto, nos últimos 10 anos o rendimento médio anual foi de 8,44 %, como é exibido na Tabela 8. É possível observar uma taxa de atratividade maior neste tipo de investimento.

Tabela 8 – Taxa do rendimento do tesouro direto (Selic) acumulado anual.

RENDIMENTO SELIC ACUMULADO ANUAL									
2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
8,49 %	8,22 %	10,90 %	13,27 %	14,02 %	9,94 %	6,43 %	5,96 %	2,76 %	4,42 %

Fonte: Brasil Indicadores, 2022.

Para o investimento em bolsa de valores, será considerado um retorno médio mensal de 1 %, totalizando uma taxa de 12 % ao ano. Esses valores são estimados com base no histórico da bolsa dos últimos 10 anos, levando em consideração investimentos mais conservadores (que possuem menor risco).

4.2.1 Custos do Sistema Gerador Fotovoltaico

O custo da instalação de um sistema gerador fotovoltaico é definido, principalmente, pelo custo dos equipamentos e materiais utilizados, assim como da mão de obra empregada para a instalação. Esse investimento inicial é determinante na análise econômica, levando em consideração que o montante necessário está diretamente relacionado ao tempo em que o investidor terá seu retorno (*Payback*) e ao lucro ao longo dos anos de geração de energia.

Para este estudo de caso, será considerado um custo de R\$ 4.500,00 por kWp instalado, que representa um valor médio de mercado em julho de 2022.

A Tabela 9 apresenta o valor estimado para cada um dos sistemas propostos.

Tabela 9 – Custos Sistema Gerador Fotovoltaico.

CUSTOS SISTEMA GERADOR FOTOVOLTAICO	
Tipo	Valor
Sistema gerador fotovoltaico de 75 kW	R\$ 427.050,00
Sistema gerador fotovoltaico de 150 kW	R\$ 855.000,00

Fonte: do Autor, 2022.

Os valores apresentados na Tabela 9 já consideram os impostos, assim como o percentual referente ao lucro estimado da empresa prestadora de serviço. Por fim, os valores totais de R\$ 427.0500,00 e R\$ 855.000,00 representam a quantia necessária para o investimento inicial e que serão utilizados nesta análise.

4.2.2 Análise do Fluxo de Caixa

Com as estimativas dos custos do investimento inicial, é possível estimar o fluxo de caixa para os próximos 25 anos, considerando os desembolsos e retornos financeiros para cada ano.

O custo inicial do investimento, por ser estimado no presente, não necessita ser reajustado pelos índices de inflação. Entretanto, os valores de retorno representam projeções

futuras, baseados nas condições de inflação já expostas. Os reembolsos deste estudo são representados pela economia gerada a partir do abatimento de parte das faturas de energia elétrica. Com o auxílio da Tabela 4, são obtidos os seguintes valores anuais, exibidos na Tabela 10.

Tabela 10 – Economia anual estimada pela produção de energia elétrica.

ECONOMIA ESTIMADA SISTEMA 75KW			
Ano	Preço [R\$/kWh]	Geração [kWh]	Economia [R\$]
1	0,51	140100	72.061,72
2	0,55	137298	74.907,86
3	0,58	136543	79.018,51
4	0,61	135792	83.354,74
5	0,65	135045	87.928,92
6	0,69	134302	92.754,11
7	0,73	133564	97.844,10
8	0,78	132829	103.213,40
9	0,82	132098	108.877,35
10	0,87	131372	114.852,11
11	0,93	130649	121.154,75
12	0,98	129931	127.803,25
13	1,04	129216	134.816,59
14	1,11	128505	142.214,80
15	1,17	127799	150.018,99
16	1,25	127096	158.251,45
17	1,32	126397	166.935,67
18	1,40	125702	176.096,45
19	1,49	125010	185.759,93
20	1,58	124323	195.953,71
21	1,67	123639	206.706,89
22	1,77	122959	218.050,15
23	1,88	122283	230.015,89
24	2,00	121610	242.638,27
25	2,12	120941	255.953,31

Fonte: do Autor, 2022.

Assim, a partir dos reembolsos anuais apresentados na Tabela 10, é possível observar um retorno total de R\$ 3.627.182,91 ao longos de 25 anos de geração de energia do sistema de 75 kW. Por simetria, o sistema de 150 kW, que irá gerar o dobro de energia, produzirá uma economia de R\$ 7.254.365,82 ao longo dos mesmos 25 anos. O preço médio do kWh com impostos inclusos foi reajustado anualmente pela taxa de inflação indexada ao IPCA de 6,07 % a.a..

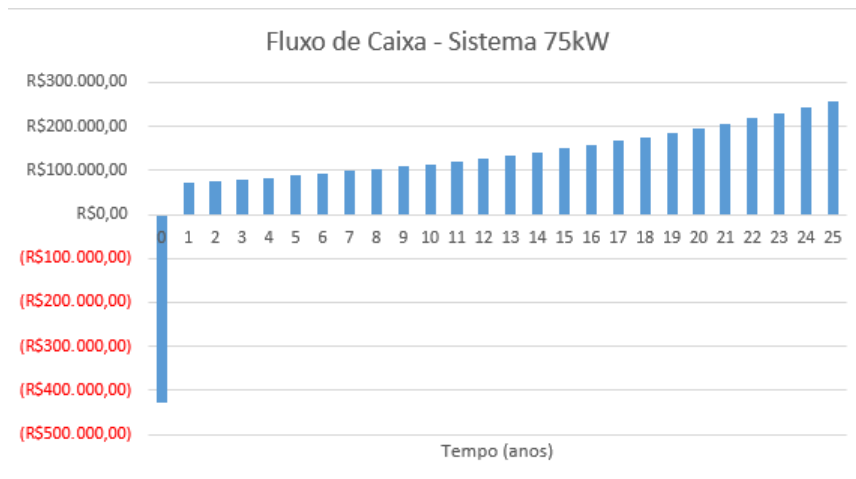
Para este estudo de caso, não foi levada em consideração a taxação incidente sobre as componentes tarifárias de energia elétrica, conforme Marco Legal da geração distribuída (Lei 14.300/2022), que entra em vigor a partir de janeiro de 2023, sendo aplicada apenas

para os sistemas que se conectarem a partir desta data.

É possível observar que, em confrontação com o consumo médio do supermercado (Tabela 2), em ambos os sistemas propostos, a energia gerada não é suficiente para zerar todo o consumo de energia fora de ponta, que é a energia mais barata para o consumidor e, conseqüentemente, abater, também, o consumo na ponta, que é a energia mais cara. Muito disso se deve ao fato de que grande parte do consumo (98,63 %) do cliente ocorre no horário fora de ponta, período em que ocorre a geração de energia do sistema.

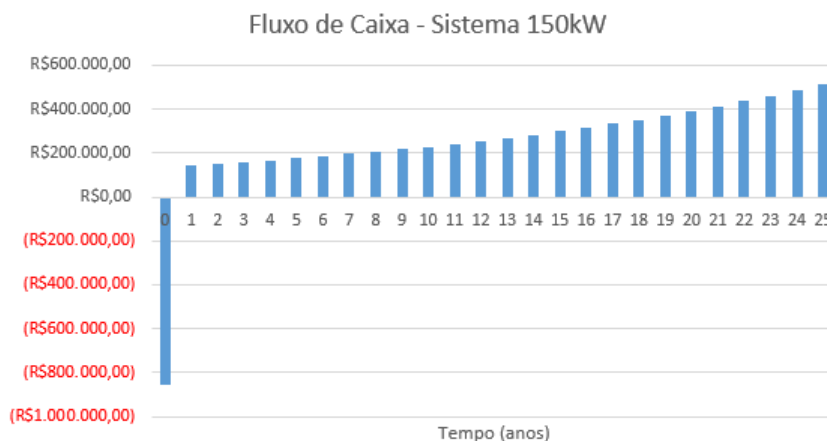
Considerando as saídas referentes ao investimento inicial para aquisição do sistema fotovoltaico, junto aos valores de reembolso da produção de energia elétrica, obtém-se o fluxo de caixa utilizado no cálculo de *Payback*, VPL e TIR. Em resumo, este fluxo de caixa, no período de 25 anos, pode ser observado graficamente nas Figuras 16 e 17.

Figura 16 – Fluxo de Caixa sistema 75 kW.



Fonte: do Autor, 2022.

Figura 17 – Fluxo de Caixa sistema 150 kW.



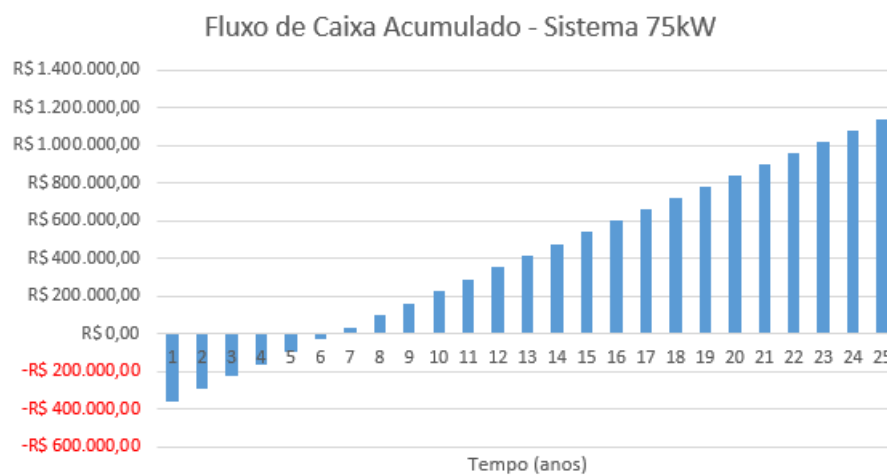
Fonte: do Autor, 2022.

O valor negativo encontrado se refere ao investimento inicial do ano 0. Do ano 1 ao 25, os montantes positivos indicam a economia (reembolso da produção de energia elétrica) gerada no ano em questão.

4.2.3 Análise do *Payback*

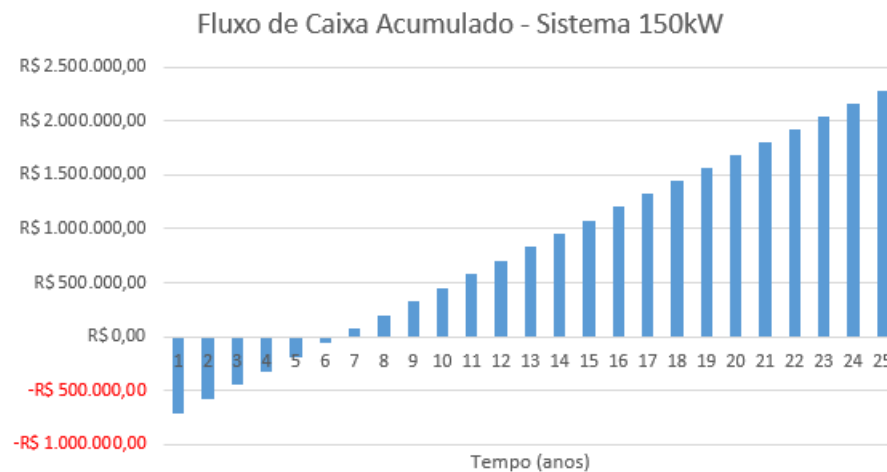
Diante do fluxo de caixa apresentado nas Figuras 16 e 17, é possível estimar o tempo necessário para liquidar o investimento inicial, utilizando (2.5). Dessa forma, ao realizar o fluxo de caixa acumulado ao longo dos anos, obtém-se os gráficos exibidos nas Figuras 18 e 19.

Figura 18 – Fluxo de Caixa Acumulado - *Payback*.



Fonte: do Autor, 2022.

Figura 19 – Fluxo de Caixa Acumulado - *Payback*.



Fonte: do Autor, 2022.

Analisando os gráficos de fluxo de caixa acumulado, pode-se observar que a curva cruza o eixo temporal, em ambos os sistemas propostos, entre os anos 6 e 7. Dessa forma, é evidente que o investimento é pago durante o 6º ano de operação do sistema gerador fotovoltaico.

4.2.4 Análise do VPL e TIR

De maneira diferente do *payback*, que apresenta viabilidade em curto prazo, o VPL (Valor Presente Líquido) se mostra mais interessante a médio prazo, levando em consideração que o fluxo de caixa é reajustado pela taxa de inflação de 6,07 % a.a.. As Tabelas 11 e 12 da análise apresentam os resultados obtidos pelo método do valor presente líquido.

Tabela 11 – Resultados econômicos sistema 75 kW.

RESULTADOS ECONÔMICOS SISTEMA 75 KW	
Tipo	Valor
VPL do Projeto	R\$ 1.141.666,43
TIR	21,68 %
<i>Payback</i> (anos)	6,46
Retorno comparado com a Poupança	2,75
Retorno comparado com o Tesouro Direto	1,81
Retorno comparado com Bolsa de Valores	1,25

Fonte: do Autor, 2022.

Tabela 12 – Resultados econômicos sistema 150 kW.

RESULTADOS ECONÔMICOS SISTEMA 150 KW	
Tipo	Valor
VPL do Projeto	R\$ 2.282.432,87
TIR	21,66 %
<i>Payback</i> (anos)	6,47
Retorno comparado com a Poupança	2,75
Retorno comparado com o Tesouro Direto	1,81
Retorno comparado com Bolsa de Valores	1,25

Fonte: do Autor, 2022.

O valor positivo do VPL nos resultados indica um retorno acima da taxa de inflação definida, ou seja, uma oportunidade financeiramente viável. Se, hipoteticamente, o fluxo de caixa for aplicado na caderneta de poupança no ano analisado, sob o ganho de 5,63 % a.a., conclui-se que o sistema fotovoltaico produzirá um retorno 2,75 vezes maior, ao longo do período de 25 anos. Comparando com o investimento em tesouro direto (taxa Selic), esse retorno obtido é 1,81 vezes maior, enquanto que, na bolsa de valores, é 1,25 vezes mais atrativo.

A TIR (Taxa Interna de Retorno) de ambos os sistemas foi de aproximadamente 21,67 %, superando com folga a taxa de inflação de 6,07 % definida como a taxa mínima de atratividade, corroborando ainda mais a viabilidade financeira do projeto.

Outro ponto importante a se observar é o fato de ambos os sistemas propostos apresentarem a mesma lucratividade e tempo de retorno do investimento (*payback*), por apresentarem, neste estudo de caso, valores proporcionais de custo inicial (R\$/kWp) e geração de energia (kWh). Entretanto, o projeto de 150 kW, por apresentar um sistema maior e, conseqüentemente, gerar mais energia elétrica, conseguirá abater uma maior porcentagem da fatura do cliente (47,01 %), o que representa uma economia prevista mensal média de R\$ 12.010,29 durante o primeiro ano de operação, trazendo um retorno maior ao longo dos 25 anos (ou mais) de geração.

5 Considerações Finais

A crescente demanda de energia no mundo cada vez mais traz a certeza que são necessárias medidas para auxiliar este cenário. O enorme potencial solar do Brasil aparece como uma das fontes mais promissoras de energia para o presente e futuro, não permitindo mais que energia solar seja usada apenas como solução para comunidades isoladas. Deve-se salientar a importância da micro e minigeração solar distribuída em consumidores, assim como as residências, frente aos benefícios produzidos, como a redução de perdas na transmissão, redução de áreas dedicadas apenas para geração de energia e redução de picos de consumo ao longo do dia. Ressalta-se, ainda, que se trata de uma fonte de energia limpa, renovável e inesgotável, de baixa manutenção, baixa ocupação e sem emissão de ruídos

Dessa forma, o presente trabalho de conclusão de curso teve como objetivo principal dimensionar e analisar a viabilidade econômica de um sistema de geração solar fotovoltaico integrado a um supermercado, consumidor com alta demanda energética, localizado na cidade de Antônio Carlos, Santa Catarina. Foram propostos dois sistemas de geração, um de 75 kW e outro de 150 kW de potência instalada, a fim de se verificar qual seria financeiramente melhor para o cliente.

Foram levantadas todas as informações pertinentes e que influenciam na geração de energia, para o correto dimensionamento do sistema, como consumo de energia elétrica, inclinação, orientação e área disponível no telhado do estabelecimento, dados solarimétricos da região, entre outros. Com base nestes parâmetros, utilizou-se o *software* PVsyst e uma planilha desenvolvida em Microsoft Office Excel para auxiliar os cálculos e obter as informações necessárias à geração fotovoltaica, como a capacidade de geração dos sistemas e todos os parâmetros relativos à análise do projeto.

Definiu-se o valor de 94,9 kWp de potência instalada para o primeiro sistema gerador, sendo enquadrado como um sistema de microgeração e capaz de produzir 140,1 MWh anualmente. O conjunto gerador requer 168 módulos fotovoltaicos de 565 Wp e um inversor de tensão de 75 kW. Para o segundo sistema gerador, definiu-se o valor de 190 kWp de potência instalada, sendo enquadrado como um sistema de minigeração capaz de produzir 280,2 MWh por ano. Para este sistema, são necessários 336 módulos fotovoltaicos de 565 Wp e dois inversores de 75 kW. Sendo assim, este trabalho foi desenvolvido observando-se sempre as normas e especificações dos componentes utilizados nos sistemas geradores, com o objetivo de assegurar o correto funcionamento dos equipamentos, sem sobrecargas.

Quanto à viabilidade financeira do projeto, utilizou-se uma análise visando o tempo de retorno necessário para o investimento inicial. De posse dos custos do investimento inicial

e dos reembolsos proporcionados pelo abatimento da fatura de energia elétrica, é possível obter o fluxo de caixa utilizado no cálculo de *Payback*, VPL e TIR. O preço médio do kWh, com impostos inclusos, foi reajustado anualmente por meio da taxa de inflação indexada ao IPCA de 6,07 % ao ano. Para o cálculo do VPL, os valores arrecadados no futuro foram reajustados considerando esta taxa, a fim de se verificar se o investimento garante um rendimento acima da inflação. Também foi feita a comparação com o rendimento obtido em outros tipos de investimento, como poupança, tesouro direto (taxa Selic) e bolsa de valores.

Com um investimento inicial estimado em R\$ 4.500,00 por Wp instalado (valores médios de mercado), a análise de *Payback* indica que ambos os investimentos serão liquidados durante o 6º ano de geração. A análise de VPL resulta em um valor positivo, o que indica que os investimentos são atraentes, mesmo a geração ocorrendo no horário fora de ponta (horário em que a energia é mais barata), garantindo que haverá um retorno acima da inflação para o período em análise. Ainda, obteve-se uma taxa interna de retorno (TIR) de 21,6 %, o que corrobora ainda mais com a viabilidade financeira do projeto. Por conseguinte, em relação a outros possíveis investimentos mais tradicionais, o sistema de geração fotovoltaica se apresentou mais vantajoso ao longo do período de 25 anos.

Por fim, entre os dois sistemas fotovoltaicos propostos, o sistema enquadrado como minigeração (150 kW) apresentou-se como mais vantajoso para o cliente, pelo fato de gerar mais energia e, conseqüentemente, abater um valor maior (cerca de 47,01 %) da fatura de energia elétrica do estabelecimento, com um custo de investimento proporcionalmente semelhante.

Recomenda-se, como sugestão de trabalhos futuros:

- Estudo orientado aos impactos da Lei 14.300 - Marco legal da microgeração e minigeração distribuída - no tempo de retorno (*Payback*) e viabilidade econômica de um sistema fotovoltaico;
- Estudo orientado às vantagens e desvantagens do aumento da demanda contratada, com a finalidade de se instalar um sistema gerador fotovoltaico capaz de suprir toda a fatura de um cliente do grupo A.

Referências

- ABSOLAR. *Infográfico ABSOLAR*. 2022. <<https://www.absolar.org.br/>>. Acessado em: 25/07/2022.
- ANEEL. *Resolução Normativa Nº 482, de 17 de abril de 2012*. [S.l.], abr. 2012. <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2012482.pdf>>.
- ANEEL. *Micro e minigeração distribuída: sistema de compensação de energia elétrica*. 2. ed. Brasília, DF, maio 2016.
- BESSO, Rachel. *Sistema Solar Fotovoltaico Conectado à rede*. Monografia (Especialização). UFRJ, Rio de Janeiro, 2017.
- BRASIL INDICADORES. *Valor atual, acumulado e histórico da Taxa Selic*. 2022. <<https://brasilindicadores.com.br/selic/>>. Acessado em: 28/07/2022.
- BRASIL INDICADORES. *Rendimento atual, acumulado e histórico da Poupança*. 2022. <<https://brasilindicadores.com.br/poupanca/>>. Acessado em: 28/07/2022.
- BRAUN, P.; JARDIM, C. S.; RÜTHER, R. *Análise da Contribuição Energética de Sistemas Fotovoltaicos Integrados em Edificações: Aeroporto Internacional de Florianópolis, Um estudo de caso*. Florianópolis, 2007.
- CANAL SOLAR. *Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos para o grupo A*. Fevereiro 2019. <<https://canalsolar.com.br/dimensionamento-de-sistemas-fotovoltaicos-para-o-grupo-a/>>. Acessado em: 01/08/2022.
- CANAL SOLAR. *Lei 14.300: principais mudanças do Marco Legal da GD*. Janeiro 2022. <<https://canalsolar.com.br/lei-14-300-principais-mudancas-do-marco-legal-da-gd/>>. Acessado em: 11/08/2022.
- CARLO, J., LAMBERTS, R. *Development of envelope efficiency labels for commercial buildings: effect of different variables on electricity consumption*, *Energy and Buildings*, vol. 40, 2008.
- CELESC. *Requisitos para a conexão de Micro ou Minigeradores de Energia ao Sistema Elétrico da CELESC Distribuição*. [I-432.0004], out. 2020. <<https://www.celesc.com.br/arquivos/normas-tecnicas/conexao-centrais-geradoras/conexao-micro-mini-geradores-out2020.pdf>>.
- COLLE, S.; PEREIRA, E.B. *Atlas de Radiação Solar do Brasil - INMET/LABSOLAR/CEPTEC/INPE*. 2000.

- COULSON, K.L. *Solar and Terrestrial Radiation*. Academic, San Francisco, 1975.
- CRESESB. *Potencial Solar Sun Data v 3.0*. 2018.
<<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>>. Acessado em: 27/07/2022.
- ELETRÔNICA DE POTÊNCIA. *Célula Fotovoltaica - Tudo que você precisa saber*. 2020.
<<https://eletronicadepotencia.com/celula-fotovoltaica/>>. Acessado em: 25/07/2022.
- GOLDEMBERG, J., COELHO, S.T., GOL, O.L.. *How adequate policies can push renewables*, *Energy Policy*, vol. 32, pp. 1141-1146. 2004.
- GROWATT. *Ficha Técnica: Inversor MAX 75KTL3 LV - 75 Kw*. 2022.
<<https://download.aldo.com.br/pdfprodutos/Produto73047IdArquivo26567.pdf?ga=2.172644330.871900041.1658777216-522183654.1643646985>> .Acessadoem26/07/2022.
- GRUBER, A. *Determination of the Earth-Atmosphere Radiation Budget from NOAA Satellite Data*, *National Environmental Satellite Service*, Washington, 1978.
- INFLATION. *Inflação histórica Brasil – IPC*. 2022. <<https://www.inflation.eu/pt/taxas-de-inflacao/brasil/inflacao-historica/ipc-inflacao-brasil.aspx>>. Acessado em: 28/07/2022.
- JINKO SOLAR. *Ficha Técnica: Tiger Pro JKM565M-7RL4-V - 560/565/570/575/580Wp*. 2022. <<https://jinkosolar.eu/files/jinko/download/2020/datasheet/Tiger-Pro/Mono-78/TR%20JKM560-580M-7RL4-V-D5-EN.pdf>>. Acessado em 26/07/2022.
- KASSAI, J. R. et al. *Retorno de Investimento: Abordagem matemática e contábil do lucro empresarial*. 2. ed. São Paulo: Atlas, 2000. ISBN 85-224-2551-5.
- MEHLERI, E. et al. *Determination of the optimal tilt angle and orientation for solar photovoltaic arrays*. Elsevier, v. 35, p. 2468–2475, nov. 2010.
- MELO, F. C. *Análise de Viabilidade Técnica e Econômica de um Projeto Fotovoltaico Estudo de Caso: Estádio Aderbal Ramos da Silva*. Monografia (Graduação) - UFSC, Florianópolis, SC, 2020.
- MUNICÍPIO DE ANTÔNIO CARLOS. *Principais aspectos econômicos*. 2019.
<<https://www.antoniocarlos.sc.gov.br/cms/pagina/ver/codMapaItem/43356>>. Acessado em: 10/08/2022.
- NAKABAYASHI, R. K. *Microgeração Fotovoltaica no Brasil: Condições atuais e perspectiva do futuro*. Dissertação (Mestrado) - USP, São Paulo, SP, 2014.
- NREL. *Glossary of solar radiation resource terms: National Renewable Energy Laboratory*. 2017. <<https://www.nrel.gov>>.
- PEREIRA, E. B. et al. *Atlas Brasileiro de Energia Solar*. [S.l.], 2006.
<http://ftp.cptec.inpe.br/labren/publ/livros/brazil_solar_atlas_R1.pdf>

.Acessado em 29/07/2022.

PEREIRA, E. B. et al. *Atlas Brasileiro de Energia Solar 2ª Edição*. 2017.

<<http://urlib.net/rep/8JMKD3MGP3W34P/3PERDJE>>. Acessado em: 29/07/2022.

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

PORTAL SOLAR. *Santa Catarina dá isenção de impostos para micro e minigeração de energia renovável*. 2019. <<https://www.portalsolar.com.br/noticias/materias/santa-catarina-da-isencao-de-impostos-para-micro-e-minigeracao-de-energia-renovavel>>.

Acessado em: 03/08/2022.

REVISTA POTÊNCIA. *Energia solar: sistemas on-grid e off-grid*. Janeiro 2022.

<<https://revistapotencia.com.br/eletricista-consciente/instalacao-fotovoltaica/energia-solar-sistemas-on-grid-e-off-grid/>>. Acessado em:

09/08/2022.

ROSA, L.P., LOMARDO, L.L.B.. *The Brazilian energy crisis and a study to support building efficiency legislation, Energy and Buildings, vol.36*, pp. 89-95. 2004.

RÜTHER, R. *Edifícios solares fotovoltaicos: o potencial da geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligada à rede elétrica pública no Brasil*. [S.l.]:

LABSOLAR, 2004. ISBN 85-87583-04-2.

SANTOS, C. B. dos. *Análise de Sistemas Fotovoltaicos para Geração de Energia Solar*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Santa Catarina, set. 1997.

SCIELO. *Astronomia diurna: medida da abertura angular do Sol e da latitude local*. 2018.

<<https://www.scielo.br/j/rbef/a/6SSW7c wdDmbTsbhMXCDLC9z/?lang=pt>>.

Acessado em: 11/08/2022.

SOLAR INOVE. *Qual a Diferença entre o Medidor Convencional e o Bidirecional*. 2021.

<<https://blog.solarinove.com.br/qual-a-diferenca-entre-o-medidor-convencional-e-o-bidirecional/>>. Acessado em:

27/07/2022.

SOLAR INOVE. *Principais Mudanças da Lei 14.300/2022*. 2022.

<<https://blog.solarinove.com.br/principais-mudancas-da-lei-14-300-2022/>>. Acessado em:

08/08/2022.

STEFFENS, E. *Microgeração Solar Distribuída: Estudo de Caso Técnico e Econômico para Aviários em Águas Mornas - SC*. Monografia (Graduação) - UFSC, Florianópolis, SC, 2017.

TOLMASQUIN, M. T. *Fontes Renováveis de Energia no Brasil*. Rio de Janeiro: Interciência, 2003. ISBN 85-7193-095-3.

VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R. *Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e Aplicações*. 1. ed.. ed. São Paulo: Érica, 2012. ISBN 978-85-365-0416-2.

VILLALVA, M. G. *Vale a pena ajustar a angulação dos módulos solares nos telhados?* 2019. <<https://canalsolar.com.br/index.php/artigos/item/99-vale-a-pena-ajustar-a-angulacao-dos-modulos-solares-nos-telhados>>. Acessado em 02/08/2022.

WARREN. *Taxa Interna de Retorno (TIR): o que é, por que importa e como calcular*. 2021. <<https://warren.com.br/magazine/taxa-interna-de-retorno-tir/>>. Acessado em: 28/07/2022.

Anexos

ANEXO A – Ficha Técnica Módulo
Fotovoltaico
Tiger Pro 565Wp Jinko Solar

www.jinkosolar.com



TR 78M
560-580 Watt
Mono-facial

Tiling Ribbon (TR) Technology

Positive power tolerance of 0~+3%

(Draft)

TIGER Pro



KEY FEATURES

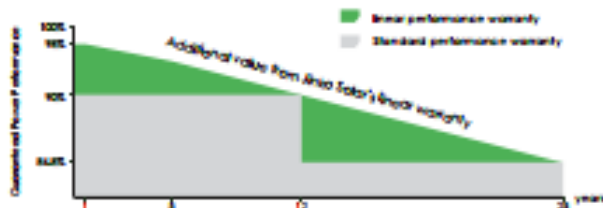
- TR technology + Half Cell**
 TR technology with Half cell aims to eliminate the cell gap to increase module efficiency (mono-facial up to 21.21%)
- M88 instead of 588**
 M88 technology decreases the distance between bus bars and finger grid line which is benefit to power increase.
- Higher lifetime Power Yield**
 2% first year degradation,
 0.55% linear degradation
- Best Warranty**
 12 year product warranty,
 25 year linear power warranty
- Strengthened Mechanical Support**
 5400 Pa snow load, 2400 Pa wind load



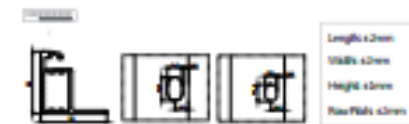
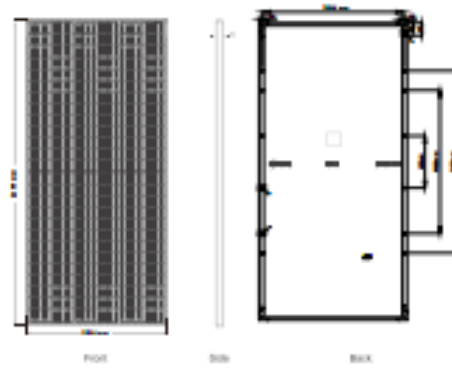
ISO9001:2015, ISO14001:2015, ISO45001:2018 certified factory
IEC61215, IEC61730 certified product

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

12 Year Product Warranty + 25 Year Linear Power Warranty
0.55% Annual Degradation Over 25 years



Engineering Drawings

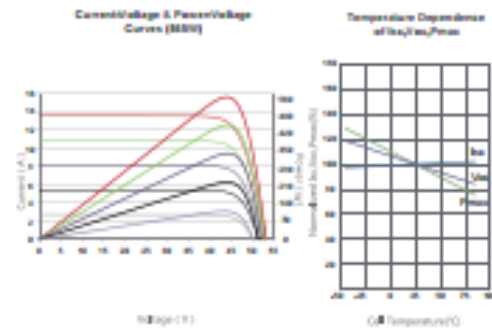


Packaging Configuration

(Two pallets & One stack)

31pc/pallets, 63pc/stack, 496pc/40HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	P type Mono-crystalline
Number of cells	156 (6×78)
Dimensions	2411×1134×35mm (94.92×44.65×1.38 inch)
Weight	30.93 kg (68.2 lbs)
Front Glass	3.2mm Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cable	TUV 1×40mm ² (-)±200mm, (+)±145mm or Customized Length

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM560M-TRL4-V		JKM565M-TRL4-V		JKM570M-TRL4-V		JKM575M-TRL4-V		JKM580M-TRL4-V	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	562Wp	417Wp	565Wp	420Wp	570Wp	424Wp	575Wp	428Wp	580Wp	432Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	44.31V	46.63V	44.43V	46.72V	44.55V	46.80V	44.67V	46.89V	44.79V	46.97V
Maximum Power Current (Imp)	12.64A	10.25A	12.71A	10.30A	12.80A	10.36A	12.88A	10.40A	12.96A	10.53A
Open-circuit Voltage (Voc)	52.90V	49.93V	53.06V	50.09V	53.19V	50.17V	53.29V	50.21V	53.39V	50.31V
Short-circuit Current (Isc)	13.58A	10.90A	13.58A	10.97A	13.66A	11.03A	13.74A	11.10A	13.82A	11.16A
Module Efficiency STC (%)	20.48%		20.67%		20.85%		21.02%		21.21%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	25A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.35%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.28%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									

*STC: ☀️ Irradiance 1000W/m² 🏠 Cell Temperature 25°C 🌤️ AMe 1.5
 NOCT: ☀️ Irradiance 800W/m² 🏠 Ambient Temperature 20°C 🌤️ AMe 1.5 🌬️ Wind Speed 1m/s
 * Power measurement tolerance ± 3%

ANEXO B – Ficha Técnica Inversor de
Tensão 75kW
Growatt MAX 75

MAX 75KTL3 LV

- 7 MPPTs
- Diagnóstico inteligente
- Alta eficiência até 98.8%
- Conexão WIFI local
- Monitoramento de strings
- SPD tipo II CA & CC



P O W E R
- I N G O
T O M O -
R R O W O



www.ginverter.com

GROWATT - PRODUTO

Ficha de dados	MAX 75KTL3 LV
Dados de entrada	
Máxima potência CC	11200W
Máxima tensão de CC	1100V
Tensão de partida	200V
Faixa de tensão MPPT	180V-1000V
Tensão nominal	600V
Máxima corrente de entrada por string	35A
Número de MPPT independentes / string por MPPT	7/2
Saída (CA)	
Potência nominal de saída CA	7500VA
Máxima potência aparente de CA	8330VA
Máxima corrente de saída	112.7A
Tensão nominal CA	220/230V
Frequência de grade CA	50/60Hz
Fator de potência	0.9-0.9c
TDEI	<3%
Tipo de conexão de saída CA	3W+N+PE
Eficiência	
Máxima eficiência	96.6%
Eficiência europeia	96.3%
Eficiência MPPT	96.9%
Dispositivos de proteção	
Proteção de polaridade reversa CC	sim
Interruptor CC	sim
Proteção contra surtos CC	Tipo I
Monitoramento de falta à terra	sim
Proteção contra curto-circuito de saída	sim
Proteção contra surtos de CA	Tipo II
Monitoramento de falta de string	sim
Proteção anti-IBD	opcional
Dados Gerais	
Dimensões (LxWxH)	360x100x100mm
Peso	82kg
Faixa de temperatura operacional	-25°C ~ +60°C
Auto-consumo à noite	< 1W
Topologia	sem transformador
Forma de refrigeração	resfriamento inteligente
Grau de proteção ambiental	IP65
Altitude	4000m
Humidade relativa	0-100%
Características	
Exibição	LEDWR + APP
Interfaces USB/WiFi	3in / 3in / 3in
Garantia: 5 anos	5m

IEC61000-63/IEC 62109-1/2, IEC 61727, IEC 62116