

Escola Politécnica da Universidade de São Paulo

**PROGRAMA DE EDUCAÇÃO CONTINUADA**

**Análise comparativa econômica entre um projeto de geração distribuída fotovoltaica e a migração para o ambiente de contratação livre em um supermercado na cidade de São Paulo**

**LUCAS PASSOS DE ANDRADE**

São Paulo  
Novembro de 2023

**LUCAS PASSOS DE ANDRADE**

**Análise comparativa econômica entre um projeto de geração distribuída fotovoltaica e a migração para o ambiente de contratação livre em um supermercado na cidade de São Paulo**

Monografia apresentada ao Programa de Educação Continuada da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo como forma de avaliação do Curso de Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética.

Área de concentração: Energia Solar Fotovoltaica

Orientador: Professor Msc. Alvaro Nakano

Novembro de 2023

## **AGRADECIMENTOS**

À Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, pela grande iniciativa em promover um curso voltado a energias renováveis.

Ao professor Cláudio Roberto de Freitas Pacheco, pois suas aulas de geometria solar foram de extrema importância para o desenvolvimento deste trabalho, com uma incrível didática e atenção durante as aulas para responder as dúvidas dos alunos.

À minha namorada Aline da Silva Coutinho, que intermediou com o supermercado a coleta dos dados do local, base para este trabalho.

À minha colega de trabalho Ana Carolina Derossi Ferreira, pelo grande auxílio no desenvolvimento da análise financeira do mercado livre de energia utilizada neste trabalho.

Ao meu orientador Alvaro Nakano, pela paciência, pelas recomendações e pelos ensinamentos transmitidos durante as aulas e em todo o período de orientação. Além, claro, da oportunidade cedida para que esse trabalho pudesse ser realizado.

Por último, agradeço ao supermercado Yama, cujo o apoio em fornecer os dados para a realização deste trabalho foi essencial.

## LISTA DE SIMBOLOS E ABREVIATURAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ACL	Ambientes de Contratação Livre
ACR	Ambientes de Contratação Regulado
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito
ESG	Environmental, Social, and Corporate Governance
FCA	Fator de Agrupamento de Circuitos
FCRS	Fator de Resistividade Térmica do Solo
FCT	Fator da Temperatura Ambiente
HSP	Horas de Sol Pleno
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
MME	Ministério de Minas e Energia
TE	Tarifa de Energia
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PLD	Preço Líquido das Diferenças
MMGD	Microgeração e da Minigeração Distribuídas de Energia Elétrica
SCEE	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
VPL	Valor Presente Líquido

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Quantidade de conexões de sistemas fotovoltaicas em Geração Distribuída, por ano.....	12
Figura 1.2 - Números de associados na CCEE.....	13
Figura 2.1 - Componentes tarifários da TUSD e TE.....	21
Figura 2.2 – Exemplo de possível comunhão de fato ou de direito.....	24
Figura 2.3 – Divisão dos submercados no Brasil .....	26
Figura 2.4 – Efeito fotovoltaico em uma célula fotovoltaica.....	27
Figura 2.5 – Ângulos solares.....	29
Figura 2.6 - Comparação entre a estrutura atômica do Silício monocristalino (a) e o amorfo (b).....	35
Figura 2.7 – Influência da irradiância e temperatura na produção de energia elétrica do painel.....	38
Figura 2.8 – Arranjos das células em paralelo e em série.....	41
Figura 2.9 – Arranjo dos painéis para duas <i>strings</i> .....	42
Figura 3.1 – Foto por satélite do local do projeto .....	46
Figura 3.2 – Especificações técnicas do painel fotovoltaico.....	48
Figura 3.3 - Especificações técnicas do inversor .....	49
Figura 3.4 – Defasagem do ângulo do painel em relação ao norte geográfico .....	50
Figura 3.5 – Fachada do supermercado .....	51
Figura 3.6 – Simulação de sombreamento no solstício de inverno .....	52
Figura 3.7 - Simulação de sombreamento no solstício de verão.....	53
Figura 3.8 – Disposição dos painéis fotovoltaicos.....	59
Figura 3.9 – <i>Strings</i> em paralelo conectadas ao inversor .....	63
Figura 3.10 - Diagrama Unifilar para conexão em baixa tensão para microgeração	64
Figura 3.11 – Diagrama Unifilar do sistema fotovoltaico .....	65
Figura 3.12 – Gráfico de tensão e corrente em cada entrada MPPT e faixa de utilização do inversor.....	66
Figura 3.13 – Processo do encargo da Energia de Reserva.....	76
Figura 4.1 – Resultado financeiro do SFV.....	86
Figura 4.2 - Análise comparativa entre ACR x ACR com SFV x ACL .....	92

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1 - Demanda mínima para o ingresso no ACL .....	14
Tabela 2.1 - Modalidades Tarifárias.....	20
Tabela 2.2 - Exemplo de dados STC para um painel fotovoltaico policristalino .....	36
Tabela 2.3 - Classe de eficiência energética dos módulos fotovoltaicos.....	37
Tabela 2.4 - Exemplo de características técnicas de um inversor CC/CA .....	43
Tabela 3.1 – Temperaturas médias mensais na cidade de São Paulo .....	47
Tabela 3.2 – Percentuais de perdas por sombreamento.....	52
Tabela 3.3 – Declinação solar com base no dia médio do mês .....	54
Tabela 3.4 – Resultados da declinação solar.....	54
Tabela 3.5 - Resultados da duração da insolação .....	54
Tabela 3.6 – Resultados da irradiação extraterrestre integrada diária média mensal sobre a superfície horizontal .....	55
Tabela 3.7 - Irradiação Solar Diária Média Mensal da Cidade São Paulo.....	55
Tabela 3.8 - índice de claridade médio diário.....	56
Tabela 3.9 – Resultados dos cálculos até a radiação diária média mensal sobre uma superfície inclinada.....	56
Tabela 3.10 - Dados do transformador.....	68
Tabela 3.11 - Proteções do SFV .....	71
Tabela 3.12 – Memorial de cálculo para a contribuição associativa .....	74
Tabela 3.13 – Resumo dos aportes a serem realizados mensalmente.....	77
Tabela 4.1 - Radiação solar média mensal e temperaturas médias anuais.....	78
Tabela 4.2 – Parâmetros mensais do SFV.....	79
Tabela 4.3 – Energia Gerada x Representação do consumo da unidade.....	80
Tabela 4.4 – Parâmetros do projeto.....	81
Tabela 4.5 – Investimento inicial .....	82
Tabela 4.6 – Consumo evitado na fatura de energia com o SFV .....	82
Tabela 4.7 – Fluxo de caixa descontado.....	85
Tabela 4.8 – Payback descontado .....	86
Tabela 4.9 - Investimento inicial para entrar no ACL.....	87
Tabela 4.10 – Fatura mensal no ACL.....	89
Tabela 4.11 – Fatura anual no ACR.....	89
Tabela 4.12 – Comparação de preço no ACR e ACL .....	90
Tabela 4.13 – Análise comparativa entre ACR x ACR com SFV x ACL.....	91

## RESUMO

A busca por novas formas de geração e consumo de energia elétrica no Brasil tem crescido significativamente nos últimos anos. Isso deve-se principalmente a incentivos regulatórios, como a Resolução Normativa 482/2012, da ANEEL, onde foi regulamentado o conceito de Geração Distribuída e estabeleceu as regras para o sistema de compensação de energia elétrica no Brasil, e o marco regulatório de 2004 através da Lei 10848/2004, que estabeleceu os ambientes de comercialização compostos pelo Ambiente de Contratação Livre (ACL) e Regulada (ACR). O presente trabalho tem como objetivo realizar a comparação dos resultados econômicos entre três alternativas diferentes de perfil de consumidor de energia elétrica perante a distribuidora local: como sendo um consumidor convencional de baixa tensão, como um consumidor gerador com uma microgeração distribuída fotovoltaica para autoconsumo local, e como um consumidor sob o regime do mercado livre de energia. Este estudo de caso envolve uma edificação de um supermercado localizado na região Sul da Cidade de São Paulo cujas características geográficas e construtivas além dos perfis solarimétricos e climatológicos foram pesquisados como bases no desenvolvimento do projeto. Os dados de consumo de energia elétrica do local também foram utilizados como base para análises da viabilidade técnica e econômica do projeto. Para o estudo de perdas por sombreamento no desempenho do sistema fotovoltaico foi utilizado o software PVsyst, já os cálculos para o dimensionamento do projeto fotovoltaico foram desenvolvidos com base na metodologia de Duffie & Beckman e utilizando planilhas do MS-Excel. Por fim, o presente trabalho apresentou os resultados de cada categoria e realizou a comparação de seus resultados econômicos, com base nos métodos do *payback* simples, *payback* descontado e valor presente líquido.

Palavras-chave: energia solar fotovoltaica, mercado livre de energia, microgeração distribuída, mercado desregulado.

## **ABSTRACT**

*The search for new ways of generating and consuming electrical energy in Brazil has grown significantly in recent years. This is mainly due to regulatory incentives, such as ANEEL's Normative Resolution 482/2012, which regulated the concept of Distributed Generation and established the rules for the electricity compensation system in Brazil, and the 2004 regulatory framework through of Law 10848/2004, which established the commercialization environments composed of the Free Contracting Environment and the Regulated Contracting Environment. The present work aims to compare the economic results between three different alternatives for the profile of electricity consumers before the local distributor: as a conventional low voltage consumer, as a consumer generator with a photovoltaic distributed microgeneration for local self-consumption, and as a consumer under the free energy market regime. This case study involves a supermarket building located in the southern region of the City of São Paulo whose geographical and constructive characteristics, in addition to solarimetric and climatological profiles, were researched as bases in the development of the project. The site's electrical energy consumption data was also used as a basis for analyzing the technical and economic feasibility of the project. To study losses due to shading in the performance of the photovoltaic system, the PVsyst software was used, while the calculations for sizing the photovoltaic project were developed based on the Duffie & Beckman methodology and using MS-Excel spreadsheets. Finally, the present work presented the results of each category and compared their economic results, based on the simple and discounted payback and Net Present Value (NPV) methods.*

*Keywords: photovoltaic solar energy, free energy market, distributed microgeneration, deregulated market.*

## SUMÁRIO

<b>1. INTRODUÇÃO</b> .....	10
1.1 OBJETIVO GERAL .....	15
1.1.1. Objetivos Específicos .....	15
1.2. METODOLOGIA.....	16
<b>2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA</b> .....	17
2.1. NORMAS E REGULAMENTAÇÃO .....	17
2.1.1. Regulamentação Tarifária .....	17
2.1.2. Geração Distribuída .....	21
2.1.3. Mercado de energia .....	23
2.2. BASE CONCEITUAL DA TECNOLOGIA .....	26
2.2.1. Energia Solar Fotovoltaica .....	26
2.2.2. Geometria solar.....	28
2.2.3. Painéis fotovoltaicos.....	34
2.2.4. Inversor solar.....	42
<b>3. ESTUDO DE CASO</b> .....	46
3.1. COORDENADAS DO LOCAL DO ESTUDO .....	46
3.2. ESCOLHA DO PAINEL FOTOVOLTAICO E DO INVERSOR.....	47
3.3. SIMULAÇÃO DE SOMBREAMENTO .....	49
3.4. DIMENSIONAMENTO DO GERADOR FOTOVOLTAICO .....	53
3.5. DIMENSIONAMENTO DO INVERSOR.....	60
3.6. CONFIGURAÇÃO DO ARRANJO FOTOVOLTAICO.....	60
3.7. ESPECIFICAÇÕES DAS INSTALAÇÕES ELÉTRICAS DO SISTEMA.....	66
3.8. DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO E SECCIONAMENTO .....	70
3.9. SIMULAÇÃO PARA O MERCADO DESREGULADO .....	72
<b>4. RESULTADOS</b> .....	78
4.1. SISTEMA FOTOVOLTAICO .....	78
4.1.1. Análise econômica .....	81
4.2. MERCADO LIVRE DE ENERGIA.....	87
4.2.1 Análise econômica .....	90
4.3 ANÁLISE COMPARATIVA .....	91
<b>5. CONCLUSÃO</b> .....	93
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	96

## 1. INTRODUÇÃO

Segundo o último Censo, realizado em 2022, o Brasil ultrapassou a marca de 214 milhões de pessoas, um crescimento de 6,5% em comparação ao último censo, realizado em 2010 (IBGE, 2023). Este crescimento populacional resulta no aumento da demanda de eletricidade no território brasileiro. Dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) mostram que, somente nos últimos 12 meses, houve um crescimento de 1,4% no consumo de energia elétrica comparada ao mesmo período no ano anterior (EPE, 2023). No acumulado, foram consumidos quase 509 gigawatts hora (GWh). Tendo em vista que a principal fonte para a geração de energia no Brasil é hídrica, proveniente de rios, e que tal fonte está sujeita a períodos de escassez devido as mudanças climáticas, nos últimos anos vem aumentando bastante a busca por novas alternativas de fonte de energia elétrica que sejam ambientalmente corretas e com custos mais baixos em relação aos da energia proveniente de usinas térmicas.

Até o final da década de 1980, o setor elétrico no Brasil era predominantemente estatal, com uma estrutura verticalizada e centralizada, onde as empresas estatais controlavam a geração, a transmissão e a distribuição de energia elétrica (LEME, 2009). No entanto, a partir da década de 1990, o governo brasileiro iniciou um processo de reforma do setor, visando aumentar a eficiência, atrair investimentos privados e promover a concorrência no setor de energia. Em 1997, foi promulgada a Lei nº 9.074, que estabeleceu as bases para a criação do mercado livre de energia no Brasil. Essa lei introduziu o conceito de "consumidor livre", que, na época, eram os consumidores com demanda contratada igual ou superior a 3 MW (megawatts) com tensão igual ou superior a 69kV, permitindo que eles escolhessem seus fornecedores de energia elétrica. Diferentemente do que ocorre no mercado regulado, o consumidor livre tem a autonomia de escolher o fornecedor de energia que melhor atenda a sua necessidade, podendo optar e contratar pelo melhor preço, prazo de fornecimento e até o tipo de energia que deseja adquirir, seja de fontes renováveis, como eólica e solar, ou convencionais, que podem ser oriundas de fontes fósseis.

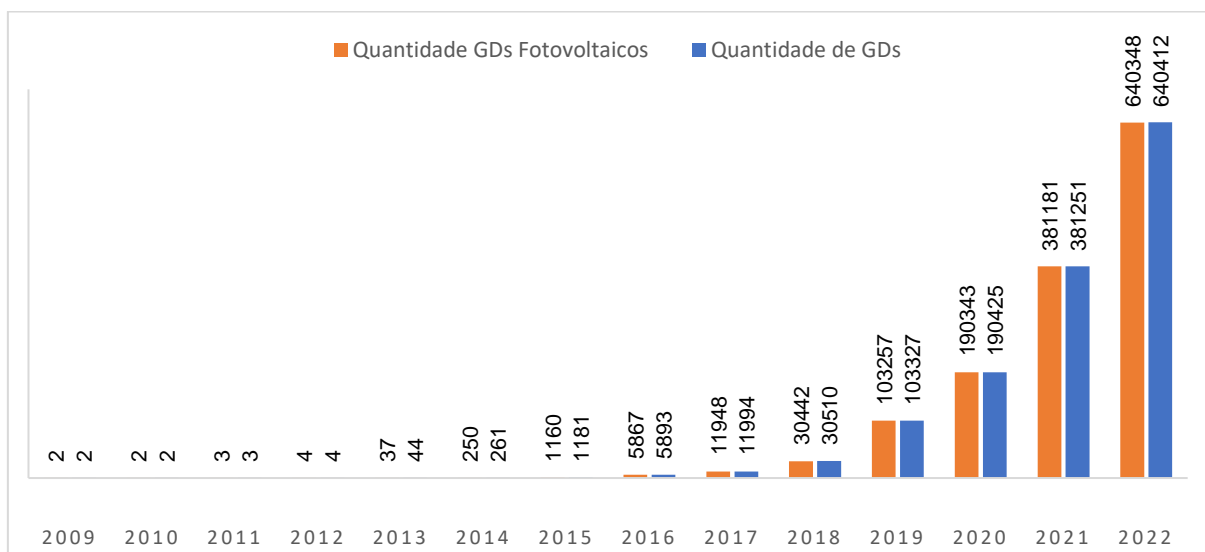
A partir de então, foram implementadas uma série de medidas regulatórias para viabilizar o funcionamento do mercado livre. Em 1999, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) estabeleceu as regras para a comercialização de energia elétrica no âmbito do mercado livre, por meio da Resolução Normativa nº 18, hoje revogada, onde foi constituída a Administradora de Serviços do Mercado de Energia (ASMAE). Em

2004, através do Decreto 5.177, nasce a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), responsável por gerenciar todas as operações, compra e venda, no Ambiente de Contratação Livre (ACL).

Em março de 2004, através da lei 10.848/04, a Geração Distribuída é mencionada como uma opção como fonte de geração de energia para o Brasil. Neste mesmo ano, é realizada a definição da Geração Distribuída no país, através da Lei 5.163. Porém foi apenas em 2012, com a criação da Resolução Normativa 482, ou REN 482, que a geração distribuída foi regulada na ANEEL, onde o consumidor pode começar a gerar a sua própria energia elétrica e injetar, através de créditos, o excedente para a distribuidora de energia da sua região (ANEEL, 2022), obedecendo aos limites de potência estabelecidos para a micro e minigeração. Esta lei foi atualizada pela REN 687/2015, porém a ANEEL ainda verificava a necessidade de novas revisões. Por isso, em 2022, é assinada a Lei 14.300, considerada como marco legal da geração distribuída no Brasil, pois estabeleceu novos critérios para a utilização dos créditos gerados na geração da energia, os incentivos fiscais para o setor, a nova classificação das potências mínima e máxima para a geração, entre outros assuntos.

Nos últimos anos houve um grande salto no número de conexões à rede elétrica de projetos de autogeração com consumo no mesmo local de geração, sendo a quantidade majoritária destas conexões com base em sistemas fotovoltaicos, conforme mostrado na Figura 1.1. A razão desta grande procura se deve, principalmente as novas leis de incentivo e regulamentação o setor de geração distribuída, porém outros fatores como a redução no preço dos componentes de um sistema fotovoltaico e o grande potencial solar brasileiro também contribuem para este crescimento.

Figura 1.1 – Quantidade de conexões de sistemas fotovoltaicas em Geração Distribuída, por ano



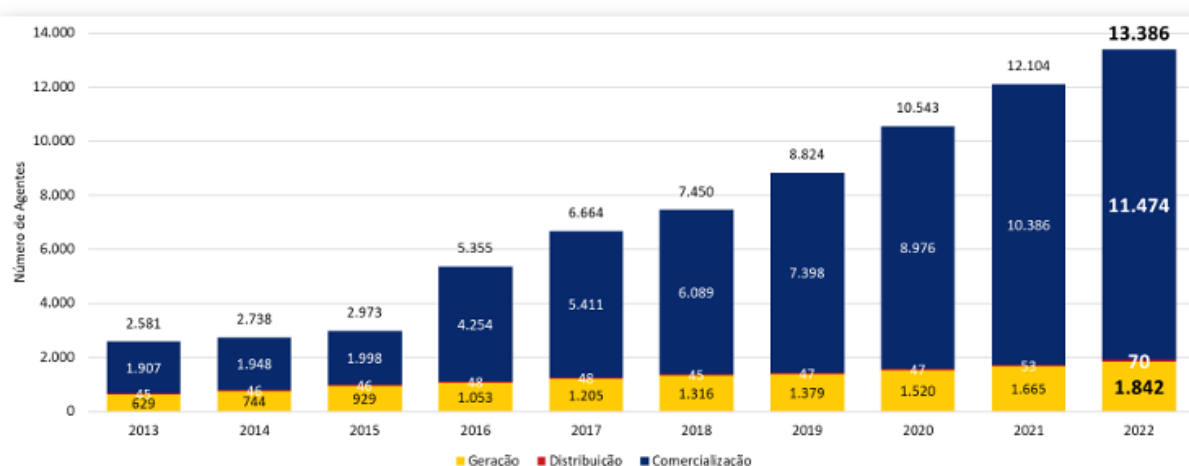
Fonte: Aneel, 2023

Outro setor que vem tendo um crescimento nos últimos anos é o Mercado Livre energia, também chamado de mercado desregulado, pois nesse setor o consumidor possui mais liberdade para estabelecer contratos e acordos de compra e venda de energia com as comercializadoras de energia, em vez de seguir estritamente as regras e preços impostos por um órgão regulador, o que acontece no mercado regulado.

Nos últimos anos houve um grande aumento no número de empresas associadas a CCEE, chamados agentes. Em 2014, eram 2.738 agentes, já em 2022, este número passou para 13.386, conforme mostrado na Figura 1.2. Segundo a própria Câmara de Comercialização, este impulsionamento foi causado principalmente pela possibilidade da previsibilidade orçamentária<sup>1</sup>, viabilidade financeira, e por questões ambientais, pautadas na questão ESG (*Environmental, Social, and Corporate Governance*), pois há a opção de aquisição total ou global proveniente de fonte de energia renovável.

<sup>1</sup> Refere-se à capacidade de estimar e planejar com precisão os custos relacionados à aquisição e consumo de energia elétrica ao longo de um determinado período de tempo, geralmente um ano orçamentário. Isso é especialmente relevante para empresas, organizações e consumidores que desejam controlar seus gastos com energia e garantir que suas operações permaneçam dentro do orçamento previamente estabelecido (CCEE, 2022).

Figura 1.2 - Números de associados na CCEE



Fonte: CCEE, 2022

A tarifa de energia é separada em dois grupos tarifários, Grupo A e Grupo B. Estes grupos tarifários de energia são categorias criadas pelas concessionárias de energia elétrica para classificar os diferentes tipos de consumidores com base em critérios específicos. Essa classificação é utilizada para estabelecer diferentes estruturas tarifárias, ou seja, diferentes formas de cobrança das tarifas de energia elétrica, de acordo com as características de cada grupo. O Grupo A compreende os consumidores de alta tensão, com tensão igual ou superior a 2,3 kV. Já o Grupo B engloba os consumidores de baixa tensão, com atendimento em tensão igual ou inferior a 2,3 kV.

Em 2019, por meio da Portaria nº 465, o Ministério de Minas e Energia (MME) alterou a demanda mínima para que os interessados possam fazer parte do mercado livre, conforme mostrado na Tabela 1.1.

Já em 2022, o MME publicou a Portaria Normativa nº 50, que abriu o mercado livre para todos os consumidores classificados como Grupo A a partir de 2024, independente da demanda contratada.

Tabela 1.1 - Demanda mínima para o ingresso no ACL

A partir de	Consumidores com demanda igual ou superior a
01 de janeiro de 2021	1500 kW
01 de janeiro de 2022	1000 kW
01 de janeiro de 2023	500 kW

Fonte: Portaria nº 465

Atualmente, está em discussão no governo, através do Projeto de Lei (PL) 414/2021, a abertura do mercado livre para todos os consumidores industriais e comerciais do Grupo B a partir de 2026 e para os todos os consumidores residenciais a partir de 2028.

O estudo deste trabalho utilizou os dados de um supermercado localizado na região Sul da Cidade de São Paulo. O estabelecimento é atendido pela distribuidora de energia Enel, com a classificação de energia para o Grupo B, com o consumo médio anual de energia de 282,23 MWh. Como o estabelecimento faz parte do Grupo B, hoje não poderia fazer parte do mercado livre de energia. Porém, tendo em vista a previsão de abertura de mercado para este grupo em 2026, o presente trabalho fará a projeção do estabelecimento para a entrada no mercado livre de energia.

## 1.1 OBJETIVO GERAL

O objetivo deste trabalho é analisar e comparar os resultados econômicos de um projeto fotovoltaico em microgeração distribuída em relação aos resultados após o ingresso ao mercado livre de energia, em um supermercado localizado na cidade de São Paulo, no Estado de São Paulo.

### 1.1.1. Objetivos Específicos

Estudar o potencial solar do local.

Determinar o melhor local para o gerador fotovoltaico e seus suportes: orientação e inclinação

Dimensionar o sistema fotovoltaico.

Simular efeitos de sombreamento via Pvsyst.

Analisar os resultados de geração de energia.

Simular a entrada no mercado livre de energia.

Verificar a viabilidade econômica do projeto de geração distribuída e do ambiente de contratação livre.

Comparar as análises econômicas do mercado regulado, do mercado regulado com o sistema fotovoltaico e do ambiente de contratação livre.

## 1.2. METODOLOGIA

Para o desenvolvimento deste trabalho foi utilizado como base artigos, publicações, livros, decretos de lei, materiais disponibilizados ao longo do curso e relatórios que expliquem o desenvolvimento da geração distribuída e do mercado livre de energia no Brasil.

No segundo momento, com base nos dados de localização e consumo de energia elétrica do supermercado obtidos para este trabalho, foram levantadas as informações climatológicas e do potencial solar do local.

No desenvolvimento do projeto, utilizando o software PVsyst, foi verificado a possibilidade de sombreamento para a instalação dos painéis fotovoltaicos no local. Com este levantamento, foi possível dar a continuidade com os cálculos do dimensionamento dos componentes a serem utilizados – Placas, inversores e estrutura, caso necessários. Também foi analisado os custos para a migração do estabelecimento para o mercado desregulado. Todos estes cálculos, tanto para o projeto da geração distribuída quanto para o mercado desregulado foram realizados através de planilhas do MS-Excel.

Para a conclusão, foi realizado a avaliação dos resultados e a comparação econômica dos sistemas regulado, desregulado e de microgeração distribuída.

## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

### 2.1. NORMAS E REGULAMENTAÇÃO

#### 2.1.1. Regulamentação Tarifária

No Brasil, há monopólios para a transmissão e distribuição de energia elétrica, não existindo condição de mercado para elas, chamado também de mercado cativo. Especificamente para a distribuição neste cenário, as fornecedoras poderiam cobrar preços exorbitantes pois os consumidores individualmente não possuem poder de barganha, precisam da energia e não existe alternativas, (TANCINI, 2013). Por esta razão, é necessário que o Estado interfira para garantir preço justo ao consumidor, e ela o faz através da ANEEL. Uma das suas principais atribuições é a definição das regras para o cálculo das tarifas de energia, a concessão e renovação de contratos de concessão, além de supervisionar a qualidade dos serviços prestados pelas empresas geradoras e distribuidoras de energia.

O intuito da tarifa de energia é remunerar as empresas que atuam no setor elétrico pelos custos envolvidos na geração, transmissão, distribuição e comercialização da energia elétrica, bem como garantir a sustentabilidade e a continuidade dos serviços prestados. Essa tarifa é paga pelos consumidores de energia elétrica e é calculada com base nos custos operacionais e de investimentos das empresas, considerando também os encargos setoriais e impostos aplicáveis. Tal tarifação desempenha um papel essencial na criação de um ambiente regulatório estável, equitativo e eficiente, que beneficia tanto os consumidores quanto as empresas do setor elétrico, além de promover a sustentabilidade e o desenvolvimento sustentável do país.

Em geral, a estrutura tarifária é composta por diferentes componentes que compõem o valor final a ser pago na conta de luz. Os principais componentes incluem:

- Tarifa de Energia (TE): É o valor cobrado pelo consumo efetivo de energia elétrica, medido em quilowatt-hora (kWh). Essa é a parcela da conta que corresponde à quantidade de energia efetivamente utilizada pelo cliente;

- Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD): É o valor pago pelo uso das redes de distribuição da concessionária de energia para levar a energia até o cliente. Essa tarifa varia de acordo com o grupo tarifário e a quantidade de energia consumida;
- Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST): É o valor referente ao uso das redes de transmissão para transportar a energia das geradoras até as distribuidoras. Assim como a TUSD, essa tarifa varia de acordo com o grupo tarifário e o consumo de energia;
- Encargos setoriais e impostos: Além das tarifas acima, a conta de energia pode conter encargos setoriais e impostos específicos, como PIS, COFINS, ICMS e CIP, que são repassados ao governo ou são destinados a programas específicos do setor elétrico;
- Bandeiras tarifárias: O sistema de bandeiras tarifárias é utilizado para sinalizar o custo de geração de energia elétrica no país. Dependendo das condições de oferta e demanda de energia, podem ser acionadas as bandeiras verde, amarela ou vermelha. A bandeira verde indica condições favoráveis, sem custo adicional na tarifa. A bandeira amarela sinaliza condições de geração menos favoráveis, com acréscimo na tarifa. Já a bandeira vermelha indica um cenário de geração mais cara, com maior acréscimo na tarifa.

As tarifas de energia podem variar de acordo com a classe de consumo (residencial, industrial ou comercial), o nível de tensão (baixa, média ou alta) e a quantidade de energia consumida. Além disso, a ANEEL também estabelece diferentes faixas de consumo, onde o valor do kWh pode ser maior para faixas de consumo mais elevado, como uma forma de incentivar o uso consciente da energia. Esta regulamentação é feita através dos postos e modalidades tarifárias para os Grupos A e B.

### **Postos Tarifários**

Os Postos Tarifários de energia, também conhecidos como horo-sazonais, são períodos específicos do dia em que as tarifas de energia elétrica podem ser

diferenciadas com base na modalidade contratada. Essa diferenciação tem o objetivo de incentivar o uso consciente da energia, desestimulando o consumo em horários de maior demanda, quando os custos de geração e distribuição são mais elevados. Segundo a REN nº 1000/2021 da ANEEL, os postos tarifários estão definidos da seguinte forma:

- Horário (posto) de ponta: Período diário de 3h consecutivas, com exceção feita aos sábados, domingos e feriados nacionais;
- Horário (posto) intermediário: Período de horas conjugadas ao horário de ponta, aplicado exclusivamente às unidades consumidoras que optem pela Tarifa Branca. Pode variar de 1h a 1h30 antes e depois do horário de ponta. Exclusivo para uma modalidade tarifária do Grupo B;
- Horário (posto) fora de ponta: Período diário composto pelas horas consecutivas e complementares ao horário de ponta e intermediário.

### **Modalidades Tarifárias**

As modalidades tarifárias de energia elétrica são diferentes opções de estruturas tarifárias oferecidas pelas concessionárias de energia aos consumidores. Cada modalidade possui características específicas que determinam a forma como as tarifas são cobradas e como os custos da energia elétrica são distribuídos ao longo do tempo. Estas modalidades são definidas também pela REN nº 1000/2021, conforme mostrado na Tabela 2.1.

Tabela 2.1 - Modalidades Tarifárias

Grupo A	Horária Azul	Tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia (postos tarifários).
	Horária Verde	Tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia (postos tarifários), e de uma única tarifa de demanda de potência.
Grupo B	Convencional Monômnia	Tarifa única de consumo de energia elétrica, independentemente das horas de utilização do dia
	Horária Branca	Tarifa diferenciada de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia (postos tarifários).

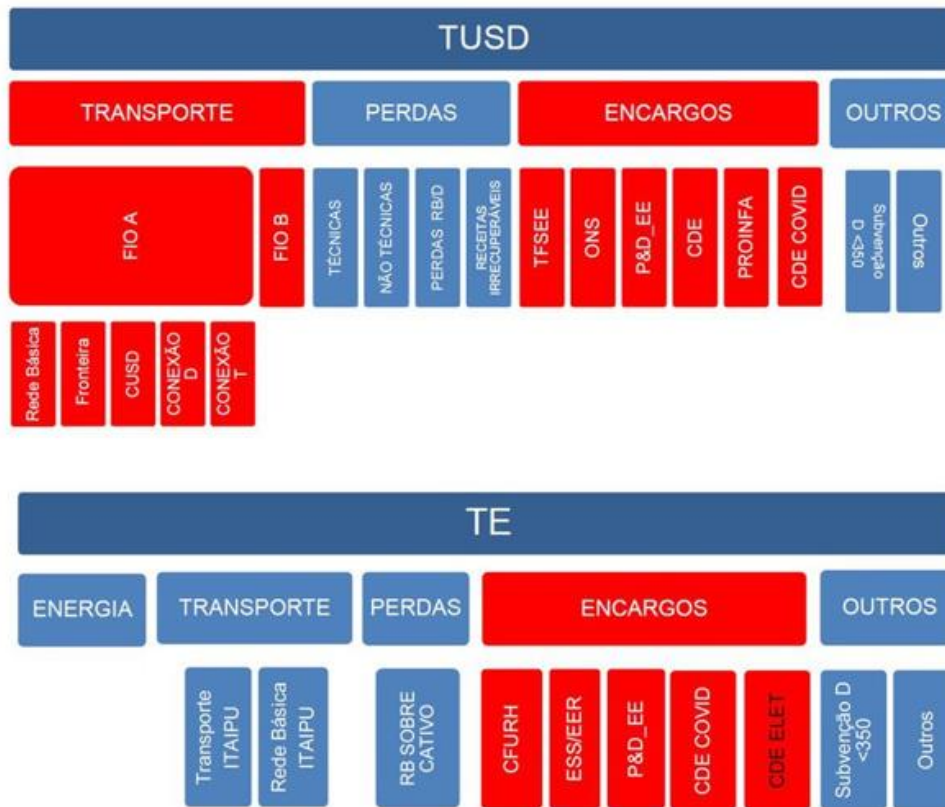
Fonte: Aneel, 2022

Para o supermercado, objeto deste estudo, a modalidade tarifária está classificada como convencional monômnia do Grupo B, ou seja, é aplicado uma única tarifa durante todo o dia.

### Composição das Tarifas

A combinação dos componentes presentes na TUSD e na TE é o que determina o valor final a ser pago na conta de energia elétrica. Para a TUSD, estão presentes os componentes de transporte de energia, perdas, encargos e outros que incluem a Subvenção D, um auxílio pecuniário concedido pelo poder público através da Lei nº 14.299 com o objetivo de subsidiar as tarifas de consumidores de energia elétrica de distribuidores com mercado próprio anual inferior a 350 GWh. Já para a TE, há a energia, o transporte, perdas, encargos e outros, também com a Subvenção D, conforme mostrado na Figura 2.1.

Figura 2.1 - Componentes tarifários da TUSD e TE



Fonte: Aneel, 2022

Os campos em vermelho são os componentes referentes à remuneração de serviços de transmissão, distribuição e dos encargos setoriais.

### 2.1.2. Geração Distribuída

Com o crescimento e desenvolvimento do conceito da Microgeração e da Minigeração Distribuída de Energia Elétrica (MMGD) no Brasil, foi necessário que o Estado criasse regras para o desenvolvimento e regulamentação do setor. O ano de 2012 foi um marco para a geração distribuída no Brasil, com a criação da REN 482 da ANEEL. Essa resolução estabeleceu as regras para a geração distribuída no país, permitindo que os consumidores pudessem instalar sistemas de micro e minigeração de energia elétrica a partir de fontes renováveis como a solar, eólica, biomassa e Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs).

Entretanto, a ANEEL verificou a necessidade de aprimoramento das regras para a MMGD da REN 482 e, após alterações através das REN 687/2015 e REN

786/2017, foi estabelecido um novo marco para o setor com a recente Lei 14.300/2022. Nestas últimas resoluções e na nova lei, foi denominado como microgeração distribuída o empreendimento com potência instalada de até 75 kW. Já para a minigeração, é considerada as centrais geradoras com potência entre 75 kW até 5 MW para fontes despacháveis e 3 MW para fontes não despacháveis, sendo considerado fonte despachável aquela onde há a possibilidade armazenamento da produção de energia gerada, como a biomassa, hidrelétrica ou solar fotovoltaica com banco de baterias, por exemplo. A lei 14.300/2022 definiu que as centrais geradoras já existentes e aquelas que solicitaram o acesso até o final do ano de 2022 continuarão a usufruir dos benefícios do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) até 2045, após este ano haverá um período de transição para a cobrança de tarifas do uso do sistema de distribuição da concessionária ou permissionária local.

O SCEE foi regulamentado pela ANEEL por meio da Resolução Normativa nº 482/2012, posteriormente aprimorada pela Resolução Normativa nº 687/2015. É um mecanismo que permite aos consumidores com sistemas de micro ou minigeração de energia elétrica, principalmente a partir de fontes renováveis, injetarem o excedente de energia produzido na rede elétrica e serem compensados em momentos em que sua geração seja insuficiente, como nos períodos da noite ou com menor incidência solar. Os créditos de energia gerados podem ser utilizados em um período de até 60 meses, ou seja, a energia excedente produzida em um mês pode ser compensada na conta de luz dos próximos meses.

Além da possibilidade da utilização na unidade consumidora, o consumidor possui outras possibilidades na utilização destes créditos excedentes. Através da REN 687/2015, foi estabelecido a geração compartilhada e o autoconsumo remoto. A geração compartilhada consiste em permitir que múltiplos consumidores ou usuários compartilhem os benefícios de uma única instalação de geração distribuída, podendo ser por meio de comunidades energéticas, onde várias residências ou edifícios em uma área podem se unir para compartilhar uma única fonte de energia renovável ou, também, por meio de cooperativas de energia, onde um grupo de pessoas se unem para financiar e operar uma instalação de geração distribuída. Já o autoconsumo remoto permite que os proprietários de sistemas de geração distribuída compartilhem ou injetem, através de créditos, o excedente de energia para outras propriedades que fazem parte da concessionária.

### 2.1.3. Mercado de energia

No mercado livre de energia elétrica, existem dois tipos de consumidores que podem aderir e negociar contratos diretamente com geradores ou comercializadoras de energia, são eles o "Consumidor Livre" e o "Consumidor Especial". Há também o consumidor chamado Parcialmente Livre, implementado através da REN 376/2009. Este consumidor possui parte da sua energia contratada no ACL e parte no mercado cativo.

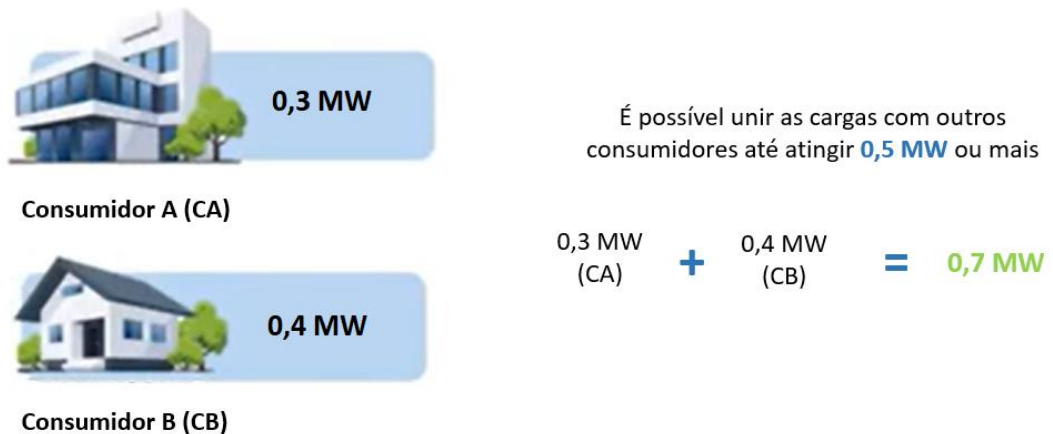
O consumidor livre possui maior flexibilidade e liberdade para negociar seus contratos de energia, podendo adquirir eletricidade de diversas fontes, incluindo geradores, comercializadoras e outros agentes do setor elétrico independente da fonte de geração. Já os consumidores especiais também podem escolher de quem desejam adquirir a energia elétrica, porém a fonte desta energia deve ser obrigatoriamente renovável, chamada no mercado de energia incentivada (solar, biomassa, eólica ou PCH). Através da Portaria Normativa nº 50, da ANEEL, a partir de 2023 a demanda mínima para que o consumidor, tanto Livre como Especial, possa aderir ao ACL é de 500kW. Além disso, são requisitos mínimos também, em ambos os casos, que o consumidor seja pertencente do Grupo A e que seja um agente na CCEE.

Hoje, a diferença entre o consumidor livre e o consumidor especial está que este segundo pode realizar comunhão. A comunhão consiste na união de duas ou mais cargas, podendo ela ser de Fato ou de Direito:

- Comunhão de Fato: Unidades consumidoras localizadas em área contígua, ou seja, vizinha uma à outra. Não é preciso que sejam empresas do mesmo grupo, porém, segundo a CCEE, não pode haver separação de vias públicas entre elas
- Comunhão de Direito: Unidades consumidoras de mesma raiz de CNPJ, situadas no mesmo submercado.

Na comunhão, as unidades consumidoras que, sozinhas, não possuem demanda de energia suficiente para ingressar no ACL, podem unir suas cargas com o intuito de atender ao requisito mínimo de 0,5 MW, conforme o exemplo mostrado na Figura 2.2.

Figura 2.2 – Exemplo de possível comunhão de fato ou de direito



Fonte: CCEE, 2023

Caso o consumidor atenda aos requisitos mínimos para ingressar ao mercado livre, também chamado de Ambiente Livre, é necessário que ele inicie o processo de adesão junto a CCEE. Para isso, o consumidor deve primeiramente comunicar a distribuidora da sua região que não mais contratará energia através do mercado cativo, sendo isso realizado através da Carta Denúncia. Porém a entrada no ACL possui um prazo mínimo de 180 dias após o envio da carta. É necessário também que o consumidor atente-se a data final do atual contrato com a distribuidora local, pois caso o desligamento ocorra no prazo em que o contrato ainda está vigente, pode haver o pagamento de multas devido a esta rescisão.

Após feito o aviso de desligamento para a distribuidora local, o próximo passo do consumidor é iniciar o processo de adesão junto a CCEE, realizando o cadastro da empresa e efetuando o pagamento do boleto de emolumento, no valor de R\$ 7.924,00 (CCEE, 2023). Após esta segunda etapa, inicia-se a habilitação técnica e comercial do consumidor a fim de garantir que ele possua todas as condições para se tornar um agente. O ANEXO A apresenta o fluxo completo para a adesão do consumidor junto a CCEE.

Atualmente, tramita na Câmara dos Deputados o PL 414/2021, com a proposta de abrir o mercado de energia para todos os consumidores que hoje estão no mercado cativo, pertencentes ao Grupo B. A previsão do projeto é que, a partir de 2026, o mercado de energia seja aberto aos consumidores de baixa tensão, com exceção das

classes residenciais e rurais. Já em 2028 estes dois grupos também poderão migrar para o ACL. Porém, para que isso ocorra é necessário que a Câmara discuta os custos de tais mudanças, isso porque à medida que os consumidores do Grupo B entrarem no ACL, poderá haver a diminuição da arrecadação para as distribuidoras locais, com isso as distribuidoras repassariam os custos não remunerados aos consumidores que não fizessem a migração, havendo assim uma cobrança injusta, pois penalizaria aqueles consumidores que permaneceram no mercado cativo. Por isso a necessidade de estabelecer regras para o regime de cobranças aos novos agentes.

### **Mercado de Curto Prazo**

O Mercado de Curto Prazo (MCP) é um período que compreende os nove primeiros dias úteis do mês em que é realizada a contabilização da energia que foi consumida no mês anterior. Neste período o agente pode vender o excedente de energia não consumida ou comprar energia adicional para repor o montante consumido acima do contratado. As negociações desta compra e venda de energia são valoradas através do Preço Líquido das Diferenças (PLD).

O PLD é o valor da energia em R\$/MWh e serve para valorar toda a energia negociada no ACL. Também tem como objetivo equilibrar os custos entre a oferta e a demanda de energia disponível no país. Ela é calculada diariamente para cada hora do dia seguinte através de modelos computacionais, levando em consideração projeções de curto, médio e longo prazo de situações como condições hidrológicas, preços de combustível, disponibilidade de equipamentos de geração e transmissão entre outros (CCEE, 2023). O PLD também leva em consideração o submercado de cada região, que consiste em divisões do Sistema Interligado Nacional (SIN) que realizam a transmissão e distribuição de energia elétrica do Brasil (ESFERA, 2022). Os submercados são divididos em quatro regiões: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte. Estas regiões interligam todo o país menos o estado de Roraima, que não faz parte do SIN. Na Figura 2.3 é possível visualizar como estão distribuídos os submercados, sendo que o PLD pode ter um preço diferente para cada um deles.

Figura 2.3 – Divisão dos submercados no Brasil



Fonte: Nova Energia, 2023

Uma possibilidade para os agentes do ACL é não firmar contrato de compra e venda de energia elétrica de longo prazo com nenhuma comercializadora de energia elétrica e comprar, mês a mês, todo o montante consumido no mês anterior no MCP, ao preço do PLD acrescido a remuneração da comercializadora da qual será adquirido a energia.

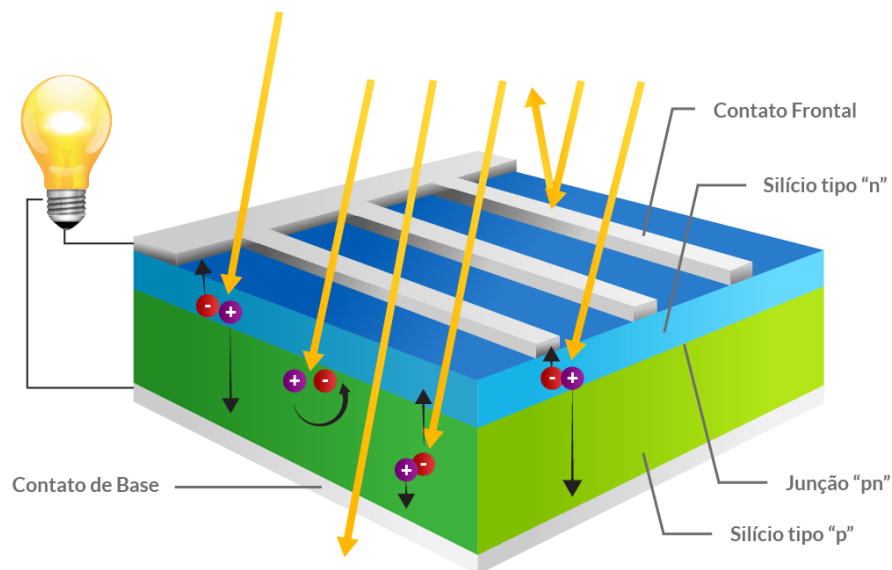
## 2.2. BASE CONCEITUAL DA TECNOLOGIA

### 2.2.1. Energia Solar Fotovoltaica

Na física, há um fenômeno chamado efeito fotovoltaico, descoberto pelo físico francês Alexandre-Edmond Becquerel (1820-1891), que consiste na conversão da radiação eletromagnética em energia elétrica, através da geração e separação das cargas pela interação da radiação solar em um material, chamado de célula fotovoltaica (OLIVATI, 2000). As células fotovoltaicas são feitas geralmente de

materiais semicondutores que possuem a capacidade de gerar uma corrente elétrica quando expostos à luz. Quando a luz solar incide sobre uma célula fotovoltaica, as partículas de luz, chamadas de fótons, transferem sua energia para os elétrons nos átomos do material semicondutor. A energia dos fótons é suficiente para liberar elétrons dos átomos, criando pares de elétron-lacuna, uma região onde um elétron foi removido de sua posição normal, deixando uma lacuna onde ele costumava estar. A presença de um campo elétrico interno no material semicondutor faz com que os elétrons e as lacunas separadas se movam em direções opostas, gerando uma corrente elétrica, conforme mostrado na Figura 2.4. Essa corrente elétrica pode ser coletada e direcionada para fora da célula, através de fios condutores, para ser utilizada como energia elétrica, sendo que essas células fotovoltaicas podem ser agrupadas em painéis solares, para aumentar a quantidade de eletricidade gerada.

Figura 2.4 – Efeito fotovoltaico em uma célula fotovoltaica



Fonte: CRESESB/CEPEL, 2006

As primeiras células fotovoltaicas possuíam baixa eficiência, cerca de 1%, utilizando um semicondutor chamado selênio. Somente em 1954, com a implementação do silício como semicondutor pela empresa Bell Laboratories, foi

possível o desenvolvimento e comercialização de painéis fotovoltaicos com maior eficiência, em cerca de 6% (CHODOS, 2009). Em comparação, os painéis fabricados atualmente possuem cerca de 25% de eficiência, sendo o silício ainda o semicondutor mais utilizado no mercado (ABSOLAR, 2022).

### 2.2.2. Geometria solar

A geometria solar está relacionada ao estudo das relações geométricas entre o Sol, a Terra e objetos na superfície terrestre. Por meio de cálculos, é possível determinar como a luz solar incide sobre a Terra em diferentes locais e momentos e assim encontrar a inclinação e orientação ideal para os painéis solares com o objetivo de maximizar o nível da irradiação solar ao longo do ano.

Com o objetivo de determinar o melhor ângulo de orientação dos painéis fotovoltaicos e sua melhor inclinação, obtendo assim a maior eficiência de captação de radiação solar possível, um dos parâmetros envolvidos nos cálculos é o azimute solar ( $\gamma_S$ ). O azimute solar é o ângulo formado pela projeção da direção do Sol no plano horizontal e o meridiano Norte-Sul e é base para os cálculos em projetos fotovoltaicos (PACHECO, 2021). Este ângulo também pode ser utilizado para evitar o sombreamento sobre os painéis ao longo do dia, sendo estabelecida a distância mínima entre os painéis e os possíveis focos de sombreamento próximos ao local. O azimute solar é calculado pela Equação (2.1):

$$\gamma_S = \arccos \left( \frac{\cos \theta_z \sin \Phi - \sin \delta}{\sin \theta_z \cos \Phi} \right) \quad (2.1)$$

Onde:

$\theta_z$  é o ângulo zenital, em  $^\circ$ ;

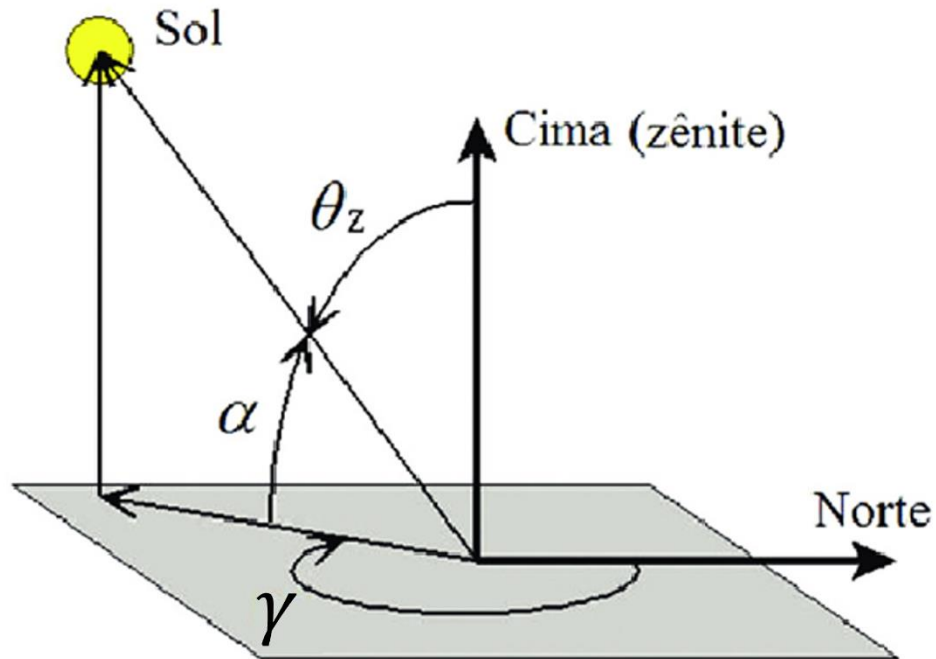
$\Phi$  é a latitude, em  $^\circ$ ;

$\delta$  é a declinação solar, em  $^\circ$ .

Há também o ângulo azimutal ( $\gamma$ ), também chamado apenas de azimute, que consiste em uma medida angular que descreve a direção horizontal ou o rumo de um objeto ou ponto em relação a um ponto de referência. Sua variação é de  $-180^\circ \leq \gamma \leq 180$ , sendo medido a partir do Sul igual à  $0^\circ$ .

Na Figura 2.5 é possível visualizar como esses ângulos compõem o cálculo:

Figura 2.5 – Ângulos solares



Fonte: Adaptado de Campos, Mayara & Alcantara, Licinius, 2016

A declinação solar é a distância, em graus, da linha do Equador ao paralelo do Sol, mostrado na Equação (2.2):

$$\delta = 23,45 \times \sin\left(\frac{360}{365} \times (284 + n)\right) \quad (2.2)$$

Onde:

n é o dia do ano.

Com a declinação solar calculada e sabendo a latitude do local, é possível determinar o ângulo horário do pôr do sol, mostrado na Equação (2.3):

$$\cos \omega_s = -\tan \Phi \times \tan \delta \quad (2.3)$$

Para calcular a duração da insolação (N), é utilizado o ângulo horário do pôr do sol, calculado anteriormente. Abaixo, na Equação (2.4), é mostrado o cálculo de N:

$$N = \frac{2}{15} \times \omega_s \quad (2.4)$$

O ângulo de incidência ( $\theta$ ) descreve o ângulo formado entre uma linha perpendicular à superfície de um material ou interface e uma linha que representa a direção ou trajetória da irradiação solar na superfície. Ou seja, o ângulo de incidência da radiação direta com a superfície horizontal (Duffie & Beckman, 1980). Na Equação (2.5) é mostrado o cálculo:

$$\begin{aligned} \cos\theta = \text{sen}\delta * \text{sen}\Phi * \cos\beta - \text{sen}\delta * \cos\Phi * \text{sen}\beta * \cos\gamma + \cos\delta * \cos\Phi \\ * \cos\beta * \cos\omega + \cos\delta * \text{sen}\Phi * \text{sen}\beta * \cos\gamma * \cos\omega + \cos\delta \\ * \text{sen}\beta * \text{sen}\gamma * \text{sen}\omega \end{aligned} \quad (2.5)$$

Onde:

$\beta$  é inclinação da superfície, em  $^\circ$ .

Já o ângulo zenital é o ângulo formado pelos raios solares sobre um plano horizontal (direção do Sol) com a normal ao plano horizontal, conforme Equação (2.6):

$$\cos\theta_z = \text{sen}\delta \text{sen}\Phi + \cos\delta \cos\Phi \cos((HS - 12) \times 15^\circ) \quad (2.6)$$

Onde:

HS é a hora solar.

Para o cálculo da hora solar, dado em hora e fração de hora com base na Equação (2.7), são necessários utilizar outras duas equações, descritas abaixo através das Equações (2.8) e (2.9):

$$H_s = HL + Corhora \quad (2.7)$$

$$Corhora = \frac{(4 \times (L_0 - L)) + E}{60} \quad (2.8)$$

Onde:

$L$  é a longitude, em °;

$L_0$  é a longitude hora legal, em °.

$$E = 9,87 \times \text{sen} \left( 2 \times \frac{360}{364} (n - 81) \right) - 7,53 \times \cos \left( \frac{360}{364} (n - 81) \right) - 1,5 \times \text{sen} \left( 2 \times \frac{360}{364} (n - 81) \right) \quad (2.9)$$

Onde:

$n$  é o dia do ano pelo calendário gregoriano.

Para o cálculo da irradiância extraterrestre sobre uma superfície horizontal em um ponto da Terra ( $G_0$ ), é necessário do ângulo zenital, já mostrado anteriormente, e da constante solar ( $G_{sc}$ ). Esta constante é o fluxo de radiação luminosa proveniente do Sol recebida na Terra, sendo suas dimensões de energia por unidade de área e por unidade de tempo. Para cálculos, é recomendado utilizar o valor de  $G_{sc} = 1367 \text{ W/m}^2$  (PACHECO, 2021). Na Equação (2.10) é descrito o cálculo da irradiância extraterrestre:

$$G_0 = G_{sc} \times \left[ 1 + 0,033 \times \cos \left( \frac{360 \times n}{365} \right) \right] \times \cos \theta_z \quad (2.10)$$

Onde:

$G_{sc}$  é a constante solar, em  $\text{W/m}^2$ ;

$\theta_z$  o ângulo zenital, em °;

$n$  é o dia do ano pelo calendário gregoriano.

Já para o cálculo da irradiação extraterrestre integrada diária média mensal ( $\bar{H}_0$ ) é descrita pela Equação (2.11):

$$\begin{aligned} \bar{H}_0 = 2,75 \times 10^4 \times G_{sc} \left[ 1 + 0,033 \times \cos\left(\frac{360 \times n}{365}\right) \right] \times (1,75 \times 10^{-2} \times \omega_s \\ * \text{sen } \delta * \text{sen } \Phi + \cos \delta * \cos \Phi * \text{sen } \omega_s \end{aligned} \quad (2.11)$$

Com esta irradiação, é calculado o índice de claridade diário médio mensal no local, mostrado na Equação (2.12):

$$\bar{K}_T = \frac{\bar{H}}{\bar{H}_0} \quad (2.12)$$

Onde:

$\bar{H}$  é a irradiação integrada diária média mensal sobre superfície horizontal medida por piranômetro, em J/m<sup>2</sup>;

Com os estudos de Collares, Pereira e Rabl (1979), é possível estimar a radiação difusa média mensal no plano horizontal ( $\bar{H}_d/\bar{H}$ ) em função de  $\bar{K}_T$  e  $\omega_s$ , conforme Equação (2.13):

$$\begin{aligned} \frac{\bar{H}_d}{\bar{H}} = 0,775 + 0,0065 * (\omega_s - 90^\circ) - [0,505 + 0,00455 * (\omega_s - 90^\circ)] \\ * \cos(115 * \bar{K}_T - 103) \end{aligned} \quad (2.13)$$

Até o momento, os cálculos de irradiação são para o plano horizontal, porém é possível estimar a energia solar em um plano inclinado a partir das informações do plano horizontal (PACHECO, 2021). Define-se  $\bar{R}_b$  como a razão entre a radiação extraterrestre incidente no plano inclinado e na horizontal média mensal, conforme Equação (2.14):

$$\bar{R}_b = \frac{\left(\frac{\pi}{180 * \omega_s'}\right) * a + b}{\cos \Phi * \cos \delta * \text{sen } \omega_s' + \left(\frac{\pi}{180 * \omega_s'}\right) * (\text{sen } \delta * \text{sen } \Phi)} \quad (2.14)$$

Sendo a, b e  $\omega_s'$  conforme Equações (2.15), (2.16) e (2.17), respectivamente:

$$a = (\text{sen}\delta * \text{sen}\Phi * \text{cos}\beta - \text{sen}\delta * \text{cos}\Phi * \text{sen}\beta * \text{cos}\gamma) \quad (2.15)$$

$$b = \text{sen}\omega_s * \text{cos}\delta * (\text{cos}\Phi * \text{cos}\beta + \text{sen}\Phi * \text{sen}\beta * \text{cos}\gamma) \quad (2.16)$$

$$\omega'_s = \text{mínimo entre:} \quad \begin{array}{l} \arccos(-\tan\Phi * \tan\delta) \text{ e} \\ \arccos[-\tan(\Phi - \beta) * \tan\delta] \end{array} \quad (2.17)$$

Com a radiação direta calculada, é possível então determinar a razão entre a radiação diária média mensal sobre uma superfície inclinada ( $\overline{H}_T$ ) e a radiação diária média mensal sobre uma superfície horizontal ( $\overline{H}$ ), proposta por Liu e Jordan (1962), e depois aprimorada por Klein (1977), conforme Equações (2.18) e (2.19) abaixo:

$$\overline{R} = \frac{\overline{H}_T}{\overline{H}} = \left(1 - \frac{\overline{H}_d}{\overline{H}}\right) \overline{R}_b + \frac{\overline{H}_d}{\overline{H}} \left(\frac{1 + \text{cos}\beta}{2}\right) + \rho \left(\frac{1 - \text{cos}\beta}{2}\right) \quad (2.18)$$

$$\overline{H}_T = \overline{H} \left(1 - \frac{\overline{H}_d}{\overline{H}}\right) \overline{R}_b + \overline{H}_d \left(\frac{1 + \text{cos}\beta}{2}\right) + \rho \left(\frac{1 - \text{cos}\beta}{2}\right) \quad (2.19)$$

Onde:

$\rho$  é a refletividade do solo;

$\overline{H}_d$  é a radiação difusa no plano horizontal, em MJ/m<sup>2</sup>.dia.

Com o  $H_T$  é calculado o número de Horas de Sol Pleno (HSP), desenvolvido pelo CRESESB. O HSP indica o número de horas diárias em que a irradiância solar  $G_T$  alcança 1 KW/m<sup>2</sup>, possibilitando assim uma radiação no plano do painel fotovoltaico igual à  $H_T$ , sendo sua unidade em horas. Logo, a Equação (2.20) será:

$$HSP = \frac{HT}{1} \quad (2.20)$$

Portanto, sabendo as coordenadas do local onde o painel fotovoltaico será instalado, é possível calcular a máxima radiação solar anual do local, além de prever possíveis pontos de sombreamento a fim de maximizar a captura de energia solar ao longo do ano.

### 2.2.3. Painéis fotovoltaicos

Os painéis fotovoltaicos são frequentemente classificados em "gerações" com base nas tecnologias e materiais utilizados em sua fabricação. Essa classificação ajuda a distinguir os avanços tecnológicos e as melhorias em eficiência que ocorreram ao longo do tempo.

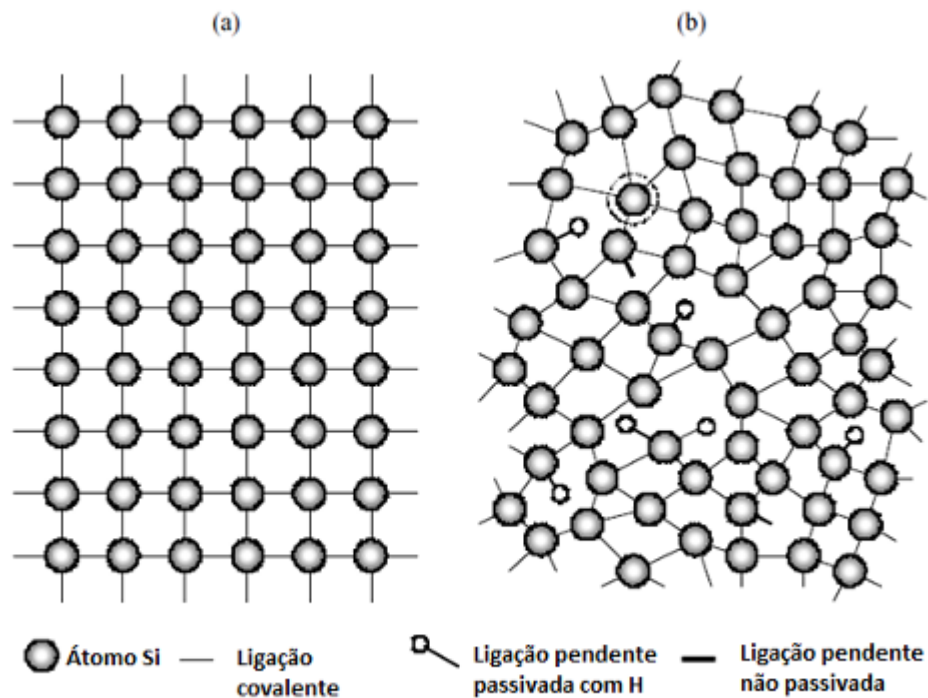
A primeira geração de painéis fotovoltaicos refere-se principalmente às células de silício cristalino, tanto as monocristalinas quanto as policristalinas. Essas foram as tecnologias pioneiras que estabeleceram a base para a indústria fotovoltaica moderna:

- **Células de Silício Monocristalino:** Fabricadas a partir de um único cristal de silício, resultando em uma estrutura uniforme e eficiente para a conversão de luz solar em eletricidade. Possuem um alto nível de eficiência, o que significa que podem converter uma maior porcentagem da energia solar incidente em eletricidade útil. Devido ao processo de fabricação que envolve o crescimento de um único cristal, as células de silício monocristalino geralmente são mais caras de produzir.
- **Células de Silício Policristalino:** Fabricadas a partir de múltiplos cristais de silício, resultando em uma estrutura menos uniforme do que as monocristalinas. Tendem a ter uma eficiência um pouco menor em comparação com as células monocristalinas, porém também têm um menor custo de produção. Estas células são amplamente utilizadas em sistemas solares residenciais e comerciais devido ao custo-benefício.

A segunda geração inclui tecnologias de células fotovoltaicas de película fina que utilizam materiais semicondutores diferentes do silício cristalino. Isso inclui células feitas de materiais como telureto de cádmio (CdTe), cobre índio gálio disseleneto (CIGS) e silício amorfo (a-Si). Em destaque, esta última célula também utiliza o silício como semicondutor, porém este material não possui forma, por isso o nome amorfo (sem forma). Na Figura 2.6 é possível visualizar a diferença atômica entre dois tipos

de silício. Devido a esta estrutura, este semiconductor possui a vantagem na criação de células com película mais finas e flexíveis comparado ao silício cristalino, além de ser mais econômico.

Figura 2.6 - Comparação entre a estrutura atômica do Silício monocristalino (a) e o amorfo (b)



Fonte: *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*, 2003

As tecnologias da segunda geração buscavam reduzir custos de produção e expandir as possibilidades de aplicação, incluindo a fabricação de células flexíveis. Entretanto, devido a sua menor eficiência e durabilidade, não conseguiu atingir o mesmo sucesso comercial das células da primeira geração.

A última e mais recente geração de células fotovoltaicas é a terceira, que abrange uma variedade de tecnologias emergentes que buscam aumentar ainda mais a eficiência e as características de desempenho dos painéis solares. Isso inclui células solares de múltiplos níveis (células tandem), células solares orgânicas, células solares de perovskita e outras abordagens inovadoras. Porém, as tecnologias desta geração ainda estão em desenvolvimento e ainda com pouco espaço no mercado.

Em qualquer uma das gerações citadas acima, um detalhe muito importante ainda se mantém, a potência de geração efetiva dos painéis em campo nunca será constante. Isso ocorre porque a potência dos módulos depende de vários fatores, sendo os principais a intensidade da radiação solar, a temperatura da célula fotovoltaica, a massa de ar e a velocidade do vento do local. Com o intuito de padronizar os testes nos módulos e assim garantir uma única base de comparação de potências entre os fabricantes, foi criado o STC (*Standard Test Conditions*), onde é possível estabelecer a potência do módulo fotovoltaico por meio de ensaios em condições padronizadas, em ambiente controlado. Nestes testes, o painel é submetido a uma irradiância solar de 1000 W/m<sup>2</sup>, temperatura em 25°C e massa de ar de 1,5. Na Tabela 2.2 é mostrado um exemplo dos dados especificados de um painel fotovoltaico.

Tabela 2.2 - Exemplo de dados STC para um painel fotovoltaico policristalino

Potência máxima nominal	$P_{mp}$	250	W
Voltagem em potência máxima	$V_{mp}$	30,1	V
Corrente em potência máxima	$I_{mp}$	8,3	Acc
Voltagem de circuito aberto	$V_{oc}$	37,2	Vcc
Corrente de curto-circuito	$I_{sc}$	8,87	Acc
Eficiência do módulo FV		15,54	%
Faixa de temperatura de operação		-40 até +85	°C
Voltagem máxima do sistema		1000	V

Fonte: (Adaptado de NAKANO et al., 2021)

A eficiência do módulo fotovoltaico é calculada dividindo-se a potência máxima nominal pela irradiância e área do painel. No Brasil, esta eficiência, assim como os demais dados do módulo, é certificada e auditada pelo Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO). O instituto define os requisitos mínimos dos componentes fotovoltaicos com o intuito de garantir tanto o bom desempenho quanto a sua segurança. Através da Portaria 004/2011, o INMETRO estabeleceu as regras para a fabricação, importação e comercialização dos componentes como também definiu classes de A à E de eficiência energética para os módulos, sendo 'A' o mais eficiente e 'E' o menos eficiente, conforme mostrado na Tabela 2.3. Em 2022, esta portaria foi atualizada pela Portaria 140/2022, trazendo a regulamentação e os requisitos técnicos de qualidade para a comercialização e uso dos inversores híbridos.

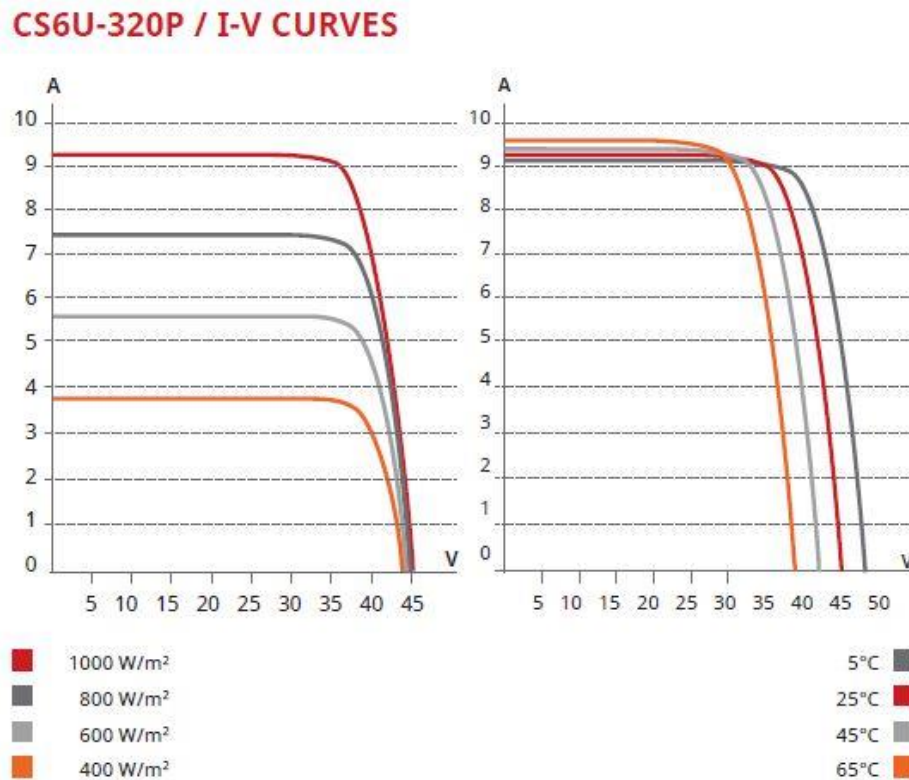
Tabela 2.3 - Classe de eficiência energética dos módulos fotovoltaicos

Classes	Índice de módulo	
	Silício cristalino	Filmes finos
A	$> 13,5\%$	$A > 9,5\%$
B	$13\% < B \leq 13,5\%$	$7,5\% < B \leq 9,5\%$
C	$12\% < C \leq 13\%$	$6,5\% < C \leq 7,5\%$
D	$11\% < D \leq 12\%$	$5\% < D \leq 6,5\%$
E	$E < 11\%$	$E < 5\%$

Fonte: Portaria 004/2011

O desempenho e a eficiência dos painéis são significativamente influenciados tanto pela intensidade da irradiação solar incidente quanto pela temperatura. Tais fatores são críticos para a geração de energia fotovoltaica e devem ser considerados antes da instalação dos painéis. Com relação a irradiação solar, a produção de energia está diretamente proporcional à quantidade de radiação solar incidente no local, ou seja, quanto mais intensa a luz solar, maior será a produção de eletricidade, respeitando claro a capacidade máxima de produção de energia do painel e seu posicionamento físico. Contudo, apesar desta necessidade de irradiação, as altas temperaturas podem afetar negativamente a eficiência do painel, isso porque altas temperaturas diminuem a eficiência e, conseqüentemente, a produção de energia. Por este motivo é importante que o local possua uma ventilação natural para ajudar na dissipação do calor dos painéis. Na Figura 2.7 é possível visualizar tais comportamentos com base nas curvas características I-V de um painel fotovoltaico: o aumento da irradiação solar afeta positivamente a produção de corrente elétrica, enquanto as altas temperaturas afetam negativamente a tensão do painel.

Figura 2.7 – Influência da irradiância e temperatura na produção de energia elétrica do painel



Fonte: Gennex Technologies, 2019

É possível estimar a temperatura de operação do painel fotovoltaico. Para isso, é necessário saber qual a temperatura ambiente ( $T_a$ ), a temperatura nominal de operação da célula (NOCT<sup>2</sup>) informada pelo fabricante ( $T_c$ ), e a radiação solar média no plano da célula ( $G_T$ ), conforme mostra a Equação (2.21) abaixo, descrita por Zilles et al. (2012):

$$T_c = T_a + \frac{G_T}{800} (T_c^\circ - 20) \times 0,9 \quad (2.21)$$

Sendo que  $G_T$  pode ser calculado através da Equação (2.22):

<sup>2</sup> *Nominal Operating Cell Temperature* – Temperatura do painel quando submetido a uma irradiância de 800 W/m<sup>2</sup>

$$G_T = \frac{H_T * 1000}{N} \quad (2.22)$$

Onde:

$N$  é a duração da insolação, conforme Equação (2.4);

$H_T$  é a radiação diária média mensal sobre uma superfície inclinada, conforme Equação (2.19).

Com esta temperatura de operação, é possível estimar também a tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ), conforme a Equação (2.23). Este cálculo consiste na máxima tensão que o módulo fotovoltaico produzirá:

$$V_{oc} = V_{oc}^{\circ} (1 + \gamma_{oc}(T_c - T_c^{\circ})) \quad (2.23)$$

Onde:

$V_{oc}^{\circ}$  Tensão de circuito aberto informado pelo fabricante no painel (STC), em  $V_{cc}$ ;

$\gamma_{oc}$  Coeficiente de temperatura informado pelo fabricante do painel (STC), em  $^{\circ}C^{-1}$ ;

$T_c^{\circ}$  Temperatura nominal de operação da célula informada pelo fabricante, em  $^{\circ}C$ .

Também é possível estimar a corrente máxima ( $I_{sc}$ ), conforme a Equação (2.24):

$$I_{sc} = I_{sc}^{\circ} (1 + \gamma_{sc}(T_c - T_c^{\circ})) \quad (2.24)$$

Onde:

$I_{sc}^{\circ}$  é a corrente do módulo informado pelo fabricante no painel (STC), em A;

$\gamma_{sc}$  é o coeficiente de temperatura informado pelo fabricante do painel (STC), em  $^{\circ}C^{-1}$ ;

$T_c^{\circ}$  é a temperatura nominal de operação da célula informada pelo fabricante, em  $^{\circ}C$ .

A temperatura também é utilizada para o cálculo da potência máxima do painel, conforme Equação (2.25):

$$P_{mp} = P_{mp}^{\circ} \frac{G_t}{1000} (1 + \gamma_{mp}(T_c - T_c^{\circ})) \quad (2.25)$$

Onde:

$P_{mp}^{\circ}$  Potência máxima nominal informada pelo fabricante no painel (STC), em W;

$G_t$  Radiação solar média no plano da célula (STC), em W/m<sup>2</sup>;

$T_c^{\circ}$  Temperatura nominal de operação da célula informada pelo fabricante, em °C.

Com a potência máxima do painel calculada, é possível obter a energia gerada pelo sistema fotovoltaico, mostrado na Equação (2.26):

$$E_{rede} = N \times P_{mp}^{\circ} \times HSP \times TD \quad (2.26)$$

Onde:

$E_{rede}$  é a energia gerada pelo sistema fotovoltaico, em kWh/dia;

N é o número de painéis do gerador fotovoltaico;

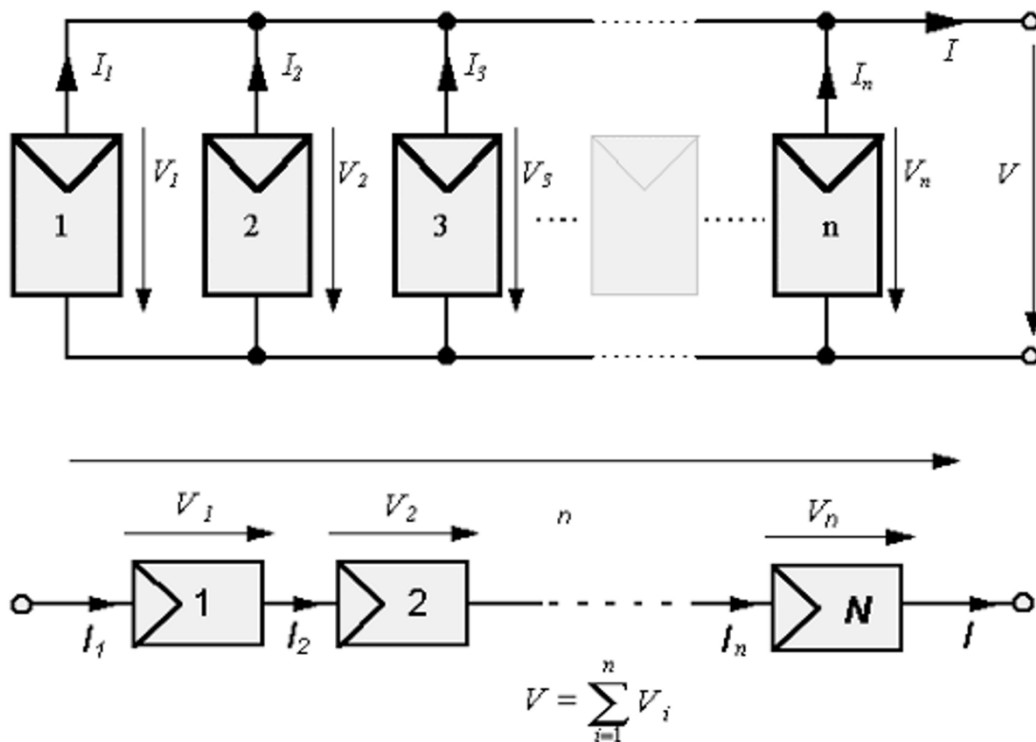
TD é a taxa de desempenho do gerador fotovoltaico. No Brasil é recomendado utilizar valores na faixa de 0,7 a 0,8 (CRESESB, 2014);

$\eta_{SPMP}$  é a eficiência do seguidor do ponto de máxima potência.

HSP é o número de horas com irradiação  $G_T = 1000$  kW/m<sup>2</sup>, em h/dia.

Uma célula fotovoltaica produz, sozinha, baixos valores de tensão, em torno de 0,5V, e de corrente se conectada a uma carga. Por isso, agrupam-se várias células, formando os módulos ou painéis fotovoltaicos, com o intuito de aumentar estas grandezas. Ao conectar as células em paralelo, soma-se a corrente produzida em cada módulo, enquanto que a tensão continua sendo a mesma produzida por cada célula. Conectando as células em série, soma-se a tensão produzida em cada célula, enquanto que a corrente continua sendo a mesma produzida por cada célula. Na Figura 2.8 são mostrados os dois tipos de conexão, sendo a ligação em série a conexão mais comum (CRESESB/CEPEL, 2006).

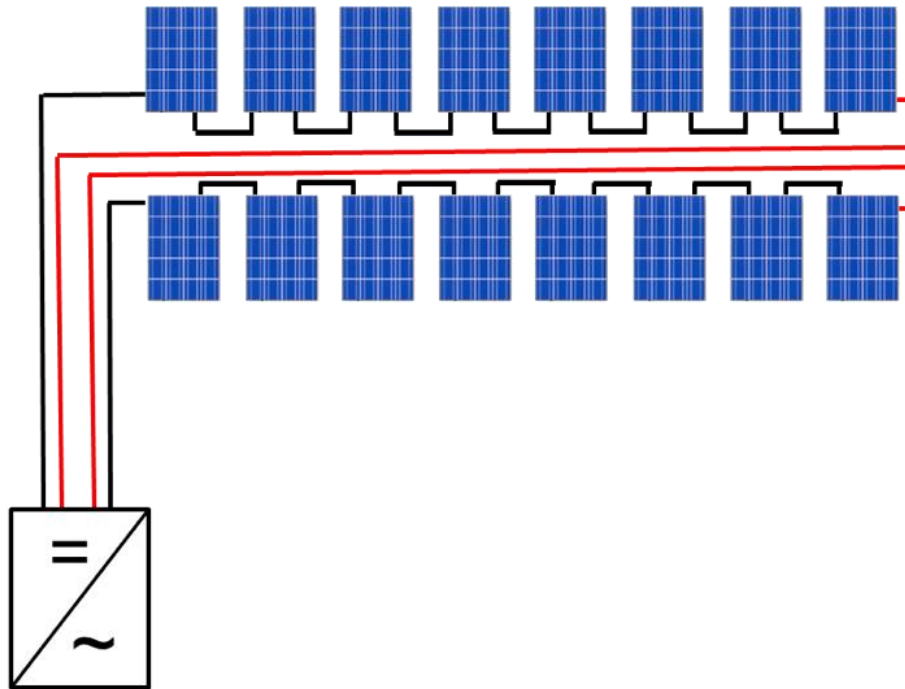
Figura 2.8 – Arranjos das células em paralelo e em série



Fonte: CRESESB/CEPEL, 2006

Este cálculo também é válido para os painéis. Ao conectar vários painéis em série, soma-se a tensão de cada painel, tendo assim uma fileira de painéis, chamada de *string* ou série fotovoltaica, com uma tensão total mais alta. Porém, é necessário dimensionar adequadamente quantos painéis serão utilizados em cada *string*, isso porque os inversores possuem tensão máxima de entrada suportável que deve ser respeitada. Como exemplo, é possível imaginar um sistema com 16 painéis fotovoltaicos, sendo que cada painel possui tensão de 38 Volts de Corrente Contínua (VCC), e um inversor solar, com tensão máxima de entrada de 420 VCC. Se o sistema for constituído por apenas uma *string*, a tensão resultante da *string* ( $16 \times 38V$ ) será maior do que a suportada pela entrada do inversor, podendo assim queimá-lo, além do risco de acidentes. Neste caso, seria aconselhável utilizar duas *strings*, com oito painéis em cada, conforme mostrado na Figura 2.9, totalizando uma tensão por fileira de 304 VCC ( $8 \times 38V$ ), abaixo da tensão máxima suportada pelo inversor.

Figura 2.9 – Arranjo dos painéis para duas strings



Fonte: Prysmian Club, 2023

#### 2.2.4. Inversor solar

Um inversor solar é um componente essencial em sistemas de energia fotovoltaica, responsável por converter a corrente contínua (CC) produzida pelos painéis solares em corrente alternada (CA), compatível com a rede elétrica da rede de distribuição. Entretanto, o inversor também realiza funções como de sincronizar a energia da saída com a energia da rede, ter a proteção de anti-ilhamento<sup>3</sup> e possibilitar a conexão em diferentes tipos de rede elétrica (mono, bifásica ou trifásica). Na Tabela 2.4 é mostrado um exemplo das principais características técnicas de um inversor solar

---

<sup>3</sup> Mecanismo de interromper a produção de energia e a injeção na rede quando houver ausência de energia elétrica proveniente da concessionária da região.

Tabela 2.4 - Exemplo de características técnicas de um inversor CC/CA

<b>Entrada CC</b>	
Máxima voltagem	1.000 V
Potência nominal CC	20.750 W
Número de SPMP	2
Número de entradas	4
Faixa de operação SPMP <sup>4</sup> 1	480 V a 800 V (12.000 W)
Faixa de operação SPMP 2	350 V a 800 V (12.000 W)
Máxima corrente de curto-circuito por SPMP	30 A
<b>Saída CA</b>	
Potência nominal CA	20.000 W
Conexão com rede	Trifásica
Faixa de tensão de saída	320/480 V
Corrente máxima de saída	33 A
Frequência	50/60 Hz
<b>Eficiência</b>	
Máxima eficiência	98,2%
Eficiência SPMP	> 99 %
Consumo <i>stand-by</i>	< 8 W

Fonte: (Adaptado de NAKANO et al., 2021)

Segundo o Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos do CRESESB (2014), os inversores podem ser divididos em duas categorias: inversores *on-grid* para Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR) e inversores *off-grid* para Sistemas Fotovoltaicos Isolados ou Autônomos (SFI ou SFA). Ambos os tipos de inversores possuem os mesmos princípios gerais, porém os inversores para SFCR possuem algumas características específicas para aplicações conectadas à rede elétrica, atendendo aos requisitos estabelecidos pelas normas técnicas da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) e da ANEEL.

Houve um grande avanço no desenvolvimento da tecnologia dos inversores. Enquanto que os primeiros inversores utilizados em aplicações fotovoltaicas eram apenas adaptações de inversores já existentes, os inversores mais modernos já possuem tecnologia para atender as aplicações específicas do setor. Com isso, hoje os inversores possuem uma taxa de eficiência na casa de 99% (CRESESB, 2014).

Para o correto dimensionamento do inversor, é necessário levar em consideração alguns fatores, como o número de módulos ligados em série por *string* para que seja respeitada a tensão máxima de entrada no inversor, a corrente máxima

<sup>4</sup> Seguidor do Ponto de Máxima Potência

de entrada e o Fator de Dimensionamento de Inversores (FDI). Este fator refere-se em dimensionar o inversor com base na capacidade nominal dos painéis solares, ou seja, é a relação entre a capacidade dos painéis solares em Watts pico (Wp) e a capacidade nominal CA do inversor (W). Isso evita que o inversor trabalhe em potências muito abaixo e acima do nominal, evitando assim sub e sobrecarregamento. Com isso, é possível escolher inversores com menor custo. O FDI é definido pela Equação (2.27) abaixo:

$$FDI = \frac{P_{INCA}}{P_{pGFV}} \quad (2.27)$$

Onde:

$P_{INCA}$  Potência nominal do inversor em corrente alternada, em W

$P_{pGFV}$  Potência Pico do Gerador Fotovoltaico, em Wp

Para calcular a potência de pico do gerador, é necessário considerar a potência máxima nominal do painel ( $P_{mp}^{\circ}$ ) e o número (N) de painéis que farão parte do sistema. Na Equação (2.28) abaixo, é mostrado o cálculo para encontrar esta potência:

$$P_{pGFV} = N \times P_{mp}^{\circ} \quad (2.28)$$

Segundo o CRESESB, os fabricantes recomendam que os valores inferiores do FDI estejam na faixa de 0,75 a 0,85, enquanto que o limite superior seja de 1,05 (CRESESB, 2014). Porém, segundo Zilles, a maior produtividade do inversor estaria na faixa de 0,6 a 0,9, sendo o limite superior também em 1,05 (ZILLES et al., 2012). **Este trabalho considerará o FDI com base nos conceitos de Zilles.**

Outros dois componentes do sistema importantes de serem citados são a *string box* e o medidor de energia. A *string box*, ou caixa de junção, é o local onde são unidas as *strings* ligadas em paralelo, possuindo também um conjunto de proteção dos painéis fotovoltaicos antes da sua conversão pelo inversor, ou seja, é a proteção da parte de corrente contínua do sistema. Ela é composta por dispositivos de proteção contra surto (DPS), disjuntores de corrente contínua e chaves seccionadoras. Já o medidor, em sistemas onde é injetado energia elétrica na rede da concessionária

local, deve ser do tipo bidirecional, onde realiza a medição tanto da energia injetada na rede quanto da energia consumida proveniente da rede elétrica local.

### 3. ESTUDO DE CASO

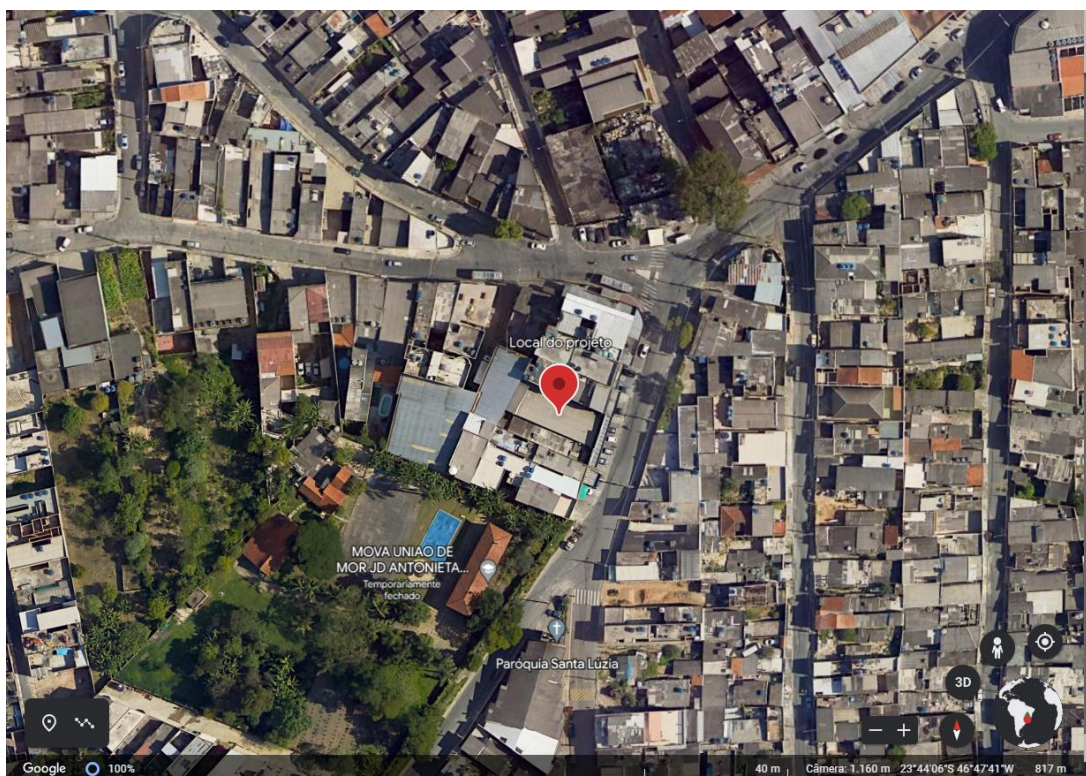
#### 3.1. COORDENADAS DO LOCAL DO ESTUDO

O supermercado está localizado no bairro Chácara Sonho Azul, na cidade de São Paulo. Ele pode ser localizado através do seu posicionamento geográfico:

- Latitude ( $\Phi$ ) = 23°44'06"S;
- Longitude (L) = 46°47'41"O;

Abaixo, na Figura 3.1, é mostrado o local do supermercado através de uma foto por satélite. O local possui cobertura composta na maior parte por laje concretada (28 m x 10 m) e uma pequena parte por telhas (28 m x 5 m). Ao todo, a área disponível para a instalação do sistema fotovoltaico é de 420 m<sup>2</sup>.

Figura 3.1 – Foto por satélite do local do projeto



Fonte: *Google Earth*, 2023

Segundo o Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), para a cidade de São Paulo, a **temperatura média anual é de 20,4°C, sendo a temperatura média máxima de 26,1°C e média mínima anual de 16,4°C**<sup>5</sup>. A Tabela 3.1 mostra as temperaturas médias mensais na cidade de São Paulo.

Tabela 3.1 – Temperaturas médias mensais na cidade de São Paulo

Mês	$T_{a\ min}$ [°C]	$T_{a\ max}$ [°C]	$T_{a\ med}$ [°C]
Janeiro	19,4	28,6	23,1
Fevereiro	19,6	29,0	23,5
Março	18,9	28,0	22,5
Abril	17,5	26,6	21,2
Mai	14,7	23,4	18,4
Junho	13,5	22,9	17,5
Julho	12,8	22,9	17,2
Agosto	13,3	24,5	18,1
Setembro	14,9	25,2	19,1
Outubro	16,5	26,5	20,5
Novembro	17,3	26,9	21,2
Dezembro	18,7	28,3	22,6
<b>Média</b>	<b>16,4</b>	<b>26,1</b>	<b>20,4</b>

Fonte: INMET, 2023

Para este estudo, também será necessário considerar a temperatura mínima recorde. Segundo o INMET (2021), a temperatura mais baixa ocorrida em São Paulo nos últimos 20 anos foi em julho de 1994, onde os termômetros marcaram **4,1°C**.

### 3.2. ESCOLHA DO PAINEL FOTOVOLTAICO E DO INVERSOR

Segundo a Especificação Técnica nº 1398 da Enel, distribuidora de energia da cidade de São Paulo, para solicitar a liberação do funcionamento da geração distribuída é necessário apresentar o catálogo com as especificações técnicas do painel fotovoltaico e do inversor, sendo que os equipamentos escolhidos devem atender as normas brasileiras específicas para o tipo de produto e possuir as certificações necessárias. Para este projeto, foi escolhido o painel da fabricante Canadian Solar, modelo HiKu CS3W-400. Este modelo possui certificação Classe A

<sup>5</sup> Os dados históricos coletados consideraram o período de 1991 a 2020.

do INMETRO. Abaixo, na Figura 3.2, são mostradas as especificações técnicas do modelo, sendo cada painel com dimensões de 2,108 m x 1,048 m:

Figura 3.2 – Especificações técnicas do painel fotovoltaico

**ELECTRICAL DATA | STC\***

CS3W	395P	400P	405P	410P	415P	420P
Nominal Max. Power (Pmax)	395 W	400 W	405 W	410 W	415 W	420 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	38.5 V	38.7 V	38.9 V	39.1 V	39.3 V	39.5 V
Opt. Operating Current (Imp)	10.26 A	10.34 A	10.42 A	10.49 A	10.56 A	10.64 A
Open Circuit Voltage (Voc)	47.0 V	47.2 V	47.4 V	47.6 V	47.8 V	48.0 V
Short Circuit Current (Isc)	10.82 A	10.90 A	10.98 A	11.06 A	11.14 A	11.26 A
Module Efficiency	17.9%	18.1%	18.3%	18.6%	18.8%	19.0%
Operating Temperature	-40°C – +85°C					
Max. System Voltage	1500V (IEC/UL) or 1000V (IEC/UL)					
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)					
Max. Series Fuse Rating	20 A					
Application Classification	Class A					
Power Tolerance	0 – + 10 W					

\* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m<sup>2</sup>, spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

**ELECTRICAL DATA | NMOT\***

CS3W	395P	400P	405P	410P	415P	420P
Nominal Max. Power (Pmax)	294 W	298 W	302 W	305 W	309 W	313 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	35.8 V	36.0 V	36.2 V	36.4 V	36.6 V	36.8 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.21 A	8.27 A	8.33 A	8.39 A	8.45 A	8.51 A
Open Circuit Voltage (Voc)	44.1 V	44.3 V	44.5 V	44.7 V	44.9 V	45.1 V
Short Circuit Current (Isc)	8.73 A	8.79 A	8.86 A	8.92 A	8.99 A	9.08 A

\* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m<sup>2</sup> spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

**TEMPERATURE CHARACTERISTICS**

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.36 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.28 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	42 ± 3°C

Fonte: Canadian Solar, 2023

Para o inversor, o modelo escolhido foi o MID 20KTL3-X, do fabricante Growatt, com potência nominal de 20 kW. Na Figura 3.3 é possível verificar as especificações técnicas do modelo escolhido:

Figura 3.3 - Especificações técnicas do inversor

Ficha de Dados	MID 15KTL3-X	MID 20KTL3-X
<b>Dados de entrada</b>		
Máxima potência fotovoltaica recomendada (para o módulo STC)	22500W	33000W
Máxima tensão CC		1100V
Tensão de partida		250V
Faixa de tensão de MPPT		180V-1000V
Tensão nominal		580V
Número de MPPT independentes / strings por MPPT	2/2+2	2/2+2
Máxima corrente máxima de entrada por string	25A	25A
Máxima corrente de entrada	32A	32A
<b>Saída (CA)</b>		
Potência nominal de saída CA	15000W	20000W
Potência aparente máxima de CA	16600VA	22000VA
Tensão nominal de saída CA (Faixa)		220V/380V(340V-440V)
Frequência de rede CA(Faixa)		50/60Hz (45~55Hz/55-65Hz)
Máxima corrente de Saída	24.2A	31.9A
Fator de potência ajustável		0.8i-0.8c
THDI		<3%
Conexão CA		3W+N+PE
<b>Eficiência</b>		
Máxima eficiência		98.8%
Eficiência europeia		98.10%
Eficiência MPPT		99.9%

Fonte: *Growatt*, 2023

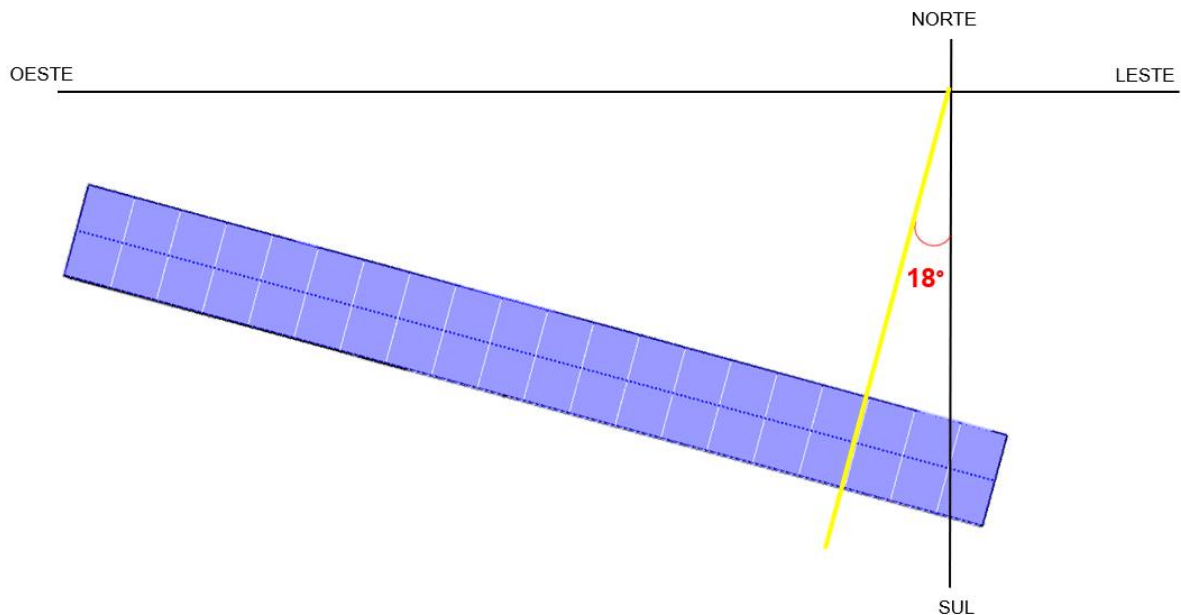
A escolha deste inversor está associada principalmente a sua potência nominal (20 kW), necessária para atender ao FDI do projeto, e pela possibilidade de conexão de até quatro *strings*. Ao longo deste trabalho serão calculadas as tensões e correntes de operação do SFV, sendo que todos estes cálculos demonstrarão que os valores dimensionados estão dentro da faixa de operação especificadas pelo fabricante do inversor.

### 3.3. SIMULAÇÃO DE SOMBREAMENTO

Para a simulação de possíveis pontos de sombreamento nos painéis solares durante o ano foi utilizado o programa PVsyst, um software desenvolvido especificamente para projetos solares, e um dos recursos que ele oferece é a simulação de sombreamentos nos projetos desenvolvidos, com base nas coordenadas do local e o azimute.

Devido as dimensões e a posição do supermercado com relação ao Norte geográfico, não seria possível deixar os painéis fotovoltaicos voltados ao Norte geográfico (azimute dos painéis em  $180^{\circ}\text{N}$ ). Para este estudo, o azimute dos painéis fotovoltaicos na edificação está em  $162^{\circ}\text{N}$  (desvio de  $18^{\circ}$  em relação ao Norte geográfico), conforme mostrada na Figura 3.4:

Figura 3.4 – Defasagem do ângulo do painel em relação ao norte geográfico



Fonte: Próprio autor

O topo do supermercado possui uma altura de 7 metros e está localizado entre duas edificações mais altas do que ele, porém apenas uma das edificações, a que está mais ao norte, para onde estão voltados os painéis solares, podem causar sombreamento nos painéis. Este edifício mais ao norte possui um cume de 4 metros de comprimento e 10 metros de altura (três a mais do que o supermercado) que pode causar sombreamento aos painéis. A área restante desta edificação possui uma altura de 8 metros (um a mais do que o supermercado). Por estes motivos, os painéis foram dispostos de uma forma que não houvesse módulos na área onde o edifício causa sombreamento no supermercado, assim, **os painéis mais próximos do cume terão as strings com menos módulos fotovoltaicos**. Na Figura 3.5 é mostrada a fachada do supermercado e do edifício ao lado com as suas respectivas dimensões:

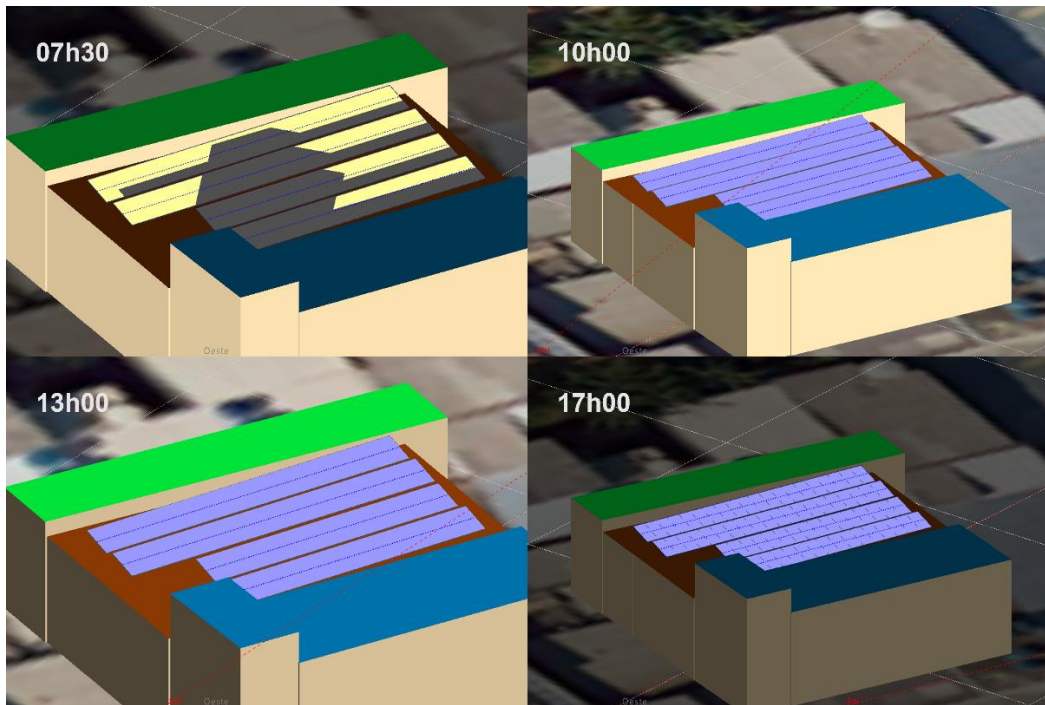
Figura 3.5 – Fachada do supermercado



Fonte: *Google Street*, 2023

Foram realizadas duas simulações, uma no solstício de inverno no hemisfério Sul (21/06), quando este hemisfério recebe menor incidência de radiação solar em comparação ao hemisfério Norte, e uma no solstício de verão (21/12), onde ocorre o oposto, o hemisfério Sul recebe maior incidência de radiação solar em comparação ao hemisfério Norte. Observou-se no resultado da simulação no solstício de inverno (pior caso), que ocorre o sombreamento nos painéis devido ao cume do edifício ao lado das 06h até as 08h45. Neste horário a radiação solar ainda é baixa e causa poucas perdas na geração fotovoltaica, porém estas perdas serão consideradas para a geração de energia do SFV. **A partir das 09h já não há pontos de sombreamento e assim permanece durante todo o dia, sendo que este sombreamento ocorre entre os meses de abril e setembro.** Os painéis foram dispostos a uma distância de 0,6 metros entre cada fileira, não havendo assim sombreamento entre eles. Esta simulação é mostrada na Figura 3.6:

Figura 3.6 – Simulação de sombreamento no solstício de inverno



Fonte: Próprio autor, utilizando o PVSyst

Os percentuais de perdas na geração de energia do sistema fotovoltaico no ponto de conexão à rede causados pelo sombreamento e seus respectivos meses de ocorrência são mostradas na Tabela 3.2:

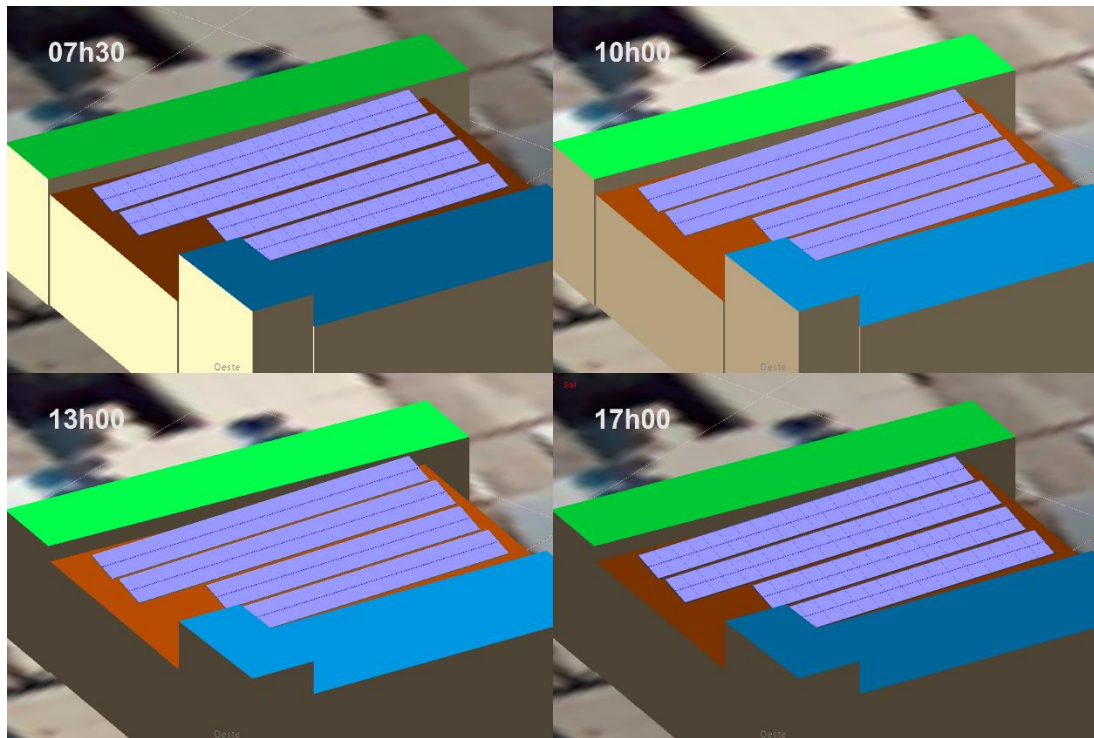
Tabela 3.2 – Percentuais de perdas por sombreamento

Mês	Perdas [%]
Abril	0,8
Mai	1,9
Junho	2,8
Julho	2,1
Agosto	1,5
Setembro	0,7

Fonte: Próprio autor

Já no solstício de verão, não houve nenhum ponto de sombreamento em nenhum período do dia, conforme é mostrado na Figura 3.7:

Figura 3.7 - Simulação de sombreamento no solstício de verão



Fonte: Próprio autor, utilizando o PVsyst

### 3.4. DIMENSIONAMENTO DO GERADOR FOTOVOLTAICO

O dimensionamento de um sistema de geração fotovoltaica envolve em determinar o tamanho apropriado do sistema para atender às necessidades de energia de um local específico. Com base nas equações já apresentadas anteriormente, é determinada a capacidade de radiação solar média do local.

Conforme visto na Equação (2.2), o cálculo da declinação solar é baseado no dia do ano desejado, sendo comumente utilizado o dia médio do mês<sup>6</sup>. Porém, Klein (1977) já apresenta a tabela com os valores de declinação solar recomendados para cada mês, usando como base o dia médio de cada mês. Contudo, para que estes dados possam ser utilizados, a latitude do local estudado não pode ser maior do que 66.5° (KLEIN, 1977). Como a latitude do local deste estudo é menor do que o limite estabelecido (-23.73°), a declinação solar com base no dia médio do mês será utilizada, conforme mostrado na Tabela 3.3:

<sup>6</sup> Dia em que a irradiação extraterrestre diária representa a média das irradiações extraterrestres diárias do mês.

Tabela 3.3 – Declinação solar com base no dia médio do mês

Mês	n para o i-ésimo dia do mês	Para dia médio do mês		
		Dia	n	$\delta$ (°)
Janeiro	i	17	17	-20.9
Fevereiro	31 + i	16	47	-13.0
Março	59 + i	16	75	-2.4
Abril	90 + i	15	105	9.4
Maio	120 + i	15	135	18.8
Junho	151 + i	11	162	23.1
Julho	181 + i	17	198	21.2
Agosto	212 + i	16	228	13.5
Setembro	243 + i	15	258	2.2
Outubro	273 + i	15	288	-9.6
Novembro	304 + i	14	318	-18.9
Dezembro	334 + i	10	344	-23.0

Fonte: Klein, 1977

Com a latitude determinada e a declinação solar calculada, é possível calcular o ângulo horário do pôr do sol através da Equação (2.3) para cada mês. Os resultados são mostrados na Tabela 3.4:

Tabela 3.4 – Resultados da declinação solar

Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
$\omega_s$ (°)	99,7	95,8	91,1	85,8	81,4	79,2	80,2	83,9	89,0	94,3	98,7	100,8

Fonte: Próprio autor

Com o ângulo do pôr do sol calculado, é determinada a duração da insolação conforme Equação (2.4). Os resultados são mostrados na Tabela 3.5 e pode-se observar que a média da duração de insolação é de **12h**:

Tabela 3.5 - Resultados da duração da insolação

Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
N	13,3	12,8	12,1	11,4	10,9	10,6	10,7	11,2	11,9	12,6	13,2	13,4

Fonte: Próprio autor

Com todos estes cálculos concluídos, é possível determinar a irradiação extraterrestre integrada diária sobre a superfície horizontal, conforme Equação (2.11). Com os cálculos realizados, teremos os valores na Tabela 3.6:

Tabela 3.6 – Resultados da irradiação extraterrestre integrada diária média mensal sobre a superfície horizontal

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
$\bar{H}_0$ (MJ/m <sup>2</sup> .dia)	42,4	40,0	35,8	30,0	24,8	22,3	23,3	27,6	33,3	38,3	41,5	42,8
$\bar{H}_0$ (kWh/m <sup>2</sup> .dia)	11,8	11,1	9,9	8,3	6,9	6,2	6,5	7,7	9,2	10,6	11,5	11,9

Fonte: Próprio autor

Para a obtenção dos valores de irradiação integrada média diária sobre a superfície horizontal da região onde o sistema será instalado, serão utilizados os dados do Centro de Ciência do Sistema Terrestre (CCST), produzido pelo Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE) através do seu Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia (LABREN). A Tabela 3.7 apresenta os valores de irradiação integrada diária média colhidos no banco de dados do Altas em um ponto próximo ao do gerador fotovoltaico:

Tabela 3.7 - Irradiação Solar Diária Média Mensal da Cidade São Paulo

Estação: São Paulo		
Município: São Paulo , SP - BRASIL		
Latitude: 23,4005° S		
Longitude: 46,4490° O		
Distância do ponto de referência ( 23°44'06"S; 46°47'41"O): 8,0 km		
	H (MJ/m <sup>2</sup> .dia)	H (kWh/m <sup>2</sup> .dia)
Janeiro	18,78	5,22
Fevereiro	19,84	5,51
Março	16,98	4,72
Abril	15,13	4,20
Mai	12,27	3,41
Junho	11,56	3,21
Julho	11,90	3,31
Agosto	15,29	4,25
Setembro	15,24	4,23
Outubro	17,00	4,72
Novembro	18,15	5,04
Dezembro	20,27	5,63

Fonte: CCST/LABREN/INPE, 2017

Conhecendo a irradiação extraterrestre integrada diária sobre a superfície horizontal ( $\bar{H}_0$ ) e a irradiação integrada média diária sobre a superfície horizontal ( $\bar{H}$ ). É possível determinar o índice de claridade médio diário, conforme Equação (2.12). Os valores são mostrados na Tabela 3.8:

Tabela 3.8 - índice de claridade médio diário

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
$\bar{K}_T$	0,44	0,50	0,48	0,51	0,50	0,52	0,51	0,56	0,46	0,44	0,44	0,47

Fonte: Próprio autor

Com o índice de claridade calculado, é possível estimar a radiação difusa média mensal no plano horizontal ( $\frac{\bar{H}_d}{\bar{H}}$ ), a razão entre a radiação extraterrestre incidente no plano inclinado e na horizontal média mensal ( $\bar{R}_b$ ), razão ( $\bar{R}$ ) entre a radiação diária média mensal sobre uma superfície inclinada, onde foi considerado a refletividade do solo ( $\rho$ ) em 0,2<sup>7</sup>, e a radiação diária média mensal sobre uma superfície horizontal, e a radiação diária média mensal sobre uma superfície inclinada ( $\bar{H}_T$ ), conforme Equações (2.13), (2.14), (2.17), (2.18) e (2.19). Para os cálculos, foram simulados vários ângulos de inclinação ( $\beta$ ) a fim de verificar qual a inclinação que resultaria no maior índice de radiação diária média mensal, chegou-se então no ângulo em **16°**, utilizado nos cálculos mostrados na Tabela 3.9 abaixo:

Tabela 3.9 – Resultados dos cálculos até a radiação diária média mensal sobre uma superfície inclinada

	$\frac{\bar{H}_d}{\bar{H}}$	$\omega'_s$ (°)	$\bar{R}_b$	$\bar{R}$	$\bar{H}_T$ (MJ/m <sup>2</sup> .dia)	$\bar{H}_T$ (kWh/m <sup>2</sup> .dia)
Jan	0,50	99,664	1,0765	1,03	19,35	5,38
Fev	0,43	95,825	1,0765	1,04	20,63	5,73
Mar	0,42	91,056	1,0765	1,04	17,66	4,91
Abr	0,36	85,827	1,0764	1,05	15,88	4,41
Mai	0,34	81,393	1,0764	1,05	12,88	3,58
Jun	0,30	79,193	1,0764	1,05	12,14	3,37
Jul	0,32	80,183	1,0764	1,05	12,50	3,47
Ago	0,31	83,942	1,0764	1,05	16,05	4,46

<sup>7</sup> Valor padrão para projetos sem preparação do solo segundo Liu e Jordan (1962)

Set	0,42	89,032	1,0764	1,04	15,85	4,40
Out	0,46	94,264	1,0765	1,04	17,68	4,91
Nov	0,50	98,656	1,0765	1,03	18,69	5,19
Dez	0,48	100,754	1,0765	1,03	20,88	5,80
<b>Média</b>					<b>16,68</b>	<b>4,63</b>

Fonte: Próprio autor

Utilizando a radiação diária média mensal ( $\overline{H_T}$ ) e a duração média de insolação (N), da Equação (2.4), pode-se então obter o valor médio correspondente da radiação solar média no plano da célula ( $G_T$ ), conforme Equação (2.22):

$$G_T = \frac{4,63 * 1000}{12} = 385,83 [W/m^2]$$

Também é possível determinar o HSP, através da Equação (2.20):

$$HSP = \frac{4,63}{1} = 4,63 [horas/dia]$$

O cálculo da temperatura média anual de operação da célula fotovoltaica será estimado utilizando a Equação (2.21):

$$T_c = 26,1 + \frac{1000}{800} (42 - 20) * 0,9 = 50,85 [^{\circ}C]$$

Na Figura 3.2, com as especificações técnicas do painel fotovoltaico, é informado que a faixa de operação do módulo é entre  $-40^{\circ}C$  e  $+85^{\circ}C$ . Portanto, a temperatura de operação calculada está dentro desta faixa de operação, estando conforme com o equipamento.

Com a temperatura média de operação determinada, é possível então calcular a potência média utilizando as especificações do painel disponibilizada pelo fabricante, conforme Equação (2.25):

$$P_{mp} = 400 * \frac{1000}{1000} * (1 - 0,0036 * (50,85 - 25)) = 362,78 [W]$$

O supermercado onde o sistema fotovoltaico será instalado possui um consumo anual de energia elétrica de 282,13 MWh/ano, segundo o histórico de consumo disponibilizado pela distribuidora de energia local, sendo então o consumo médio diário de 772,95 kWh/dia. Esta seria a energia elétrica diária que os painéis fotovoltaicos precisariam gerar para suprir 100% das necessidades de consumo do supermercado. Utilizando a Equação (2.26), é possível determinar o número de módulos fotovoltaicos necessário para o sistema:

$$N = \frac{772.950}{400 * 4,63 * 0,75} \cong 556 \text{ módulos}$$

Uma outra forma de escrever a Equação (2.26) é com base no TD\*, que corresponde ao TD excluindo o rendimento do inversor, a eficiência MPPT e a influência da temperatura nos módulos fotovoltaicos (PACHECO, 2021). Com isso a TD\* passará a representar as diferenças entre módulos de um mesmo modelo, perdas no cabeamento, sujeira na superfície do PF e outros de mesma natureza. Conforme mostrada na Equação (3.1) abaixo:

$$TD^* = TD * \frac{P_{mp}^0}{P_{mp}} * \frac{1}{\eta_{spmp}} * \frac{1}{\eta_{inv}} \quad (3.1)$$

Como todos os valores são conhecidos, é possível então calcular a taxa de desempenho corrigida:

$$TD^* = 0,75 * \frac{400}{362,78} * \frac{1}{0,999} * \frac{1}{0,988} = 0,8378$$

Portanto, podemos afirmar que as diferenças entre módulos de um mesmo modelo, perdas no cabeamento, sujeira na superfície do painel fotovoltaico e outros de mesma natureza, correspondem a aproximadamente 16,2% das perdas estimadas.

Realizando novamente o cálculo do número de painéis fotovoltaicos do sistema, porém agora considerando os dados do inversor, temos:

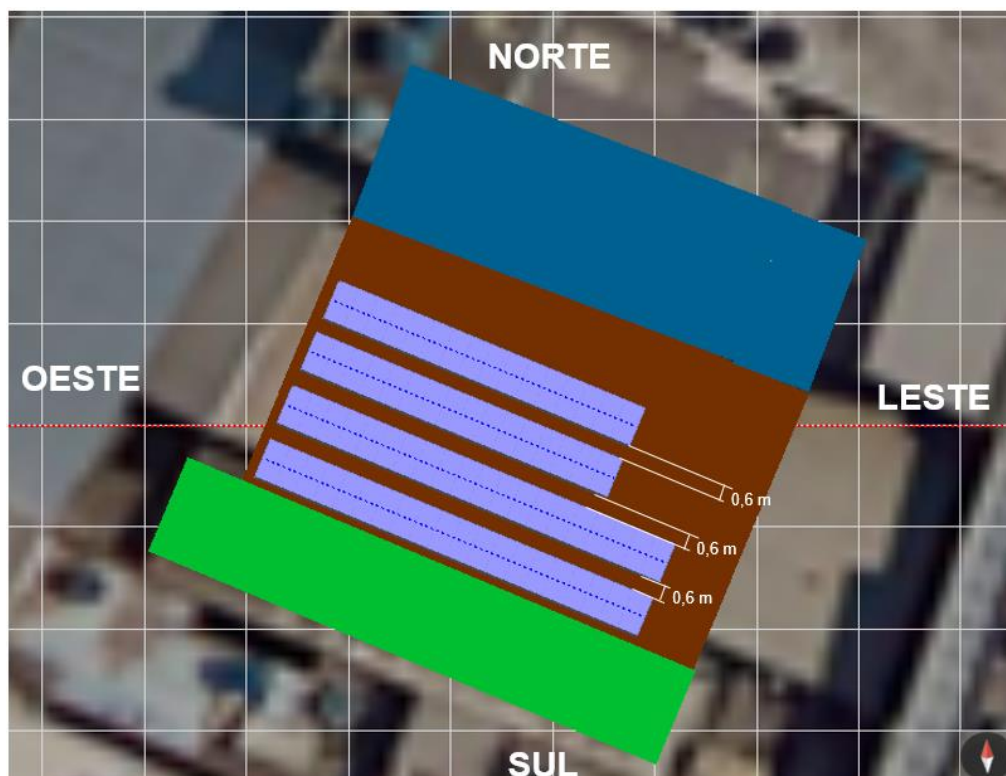
$$N = \frac{772.950/0,988}{362,78 * 0,999 * 4,63 * 0,8378} \cong 556 \text{ módulos}$$

Devido as restrições de área disponível do local, não é possível atender a esta demanda. Por este motivo, **este estudo propõe injetar 26% do consumo anual do supermercado**, o que representa em 73,35 MWh/ano e 200,96 kWh/dia. Com os cálculos realizados acima e sabendo que a energia gerada pelo sistema deverá ser de 200,96 kWh/dia, é possível determinar o número de módulos fotovoltaicos necessários para o sistema, com base na Equação (2.26):

$$N = \frac{200.960/0,988}{362,78 * 0,999 * 4,63 * 0,8378} \cong 144 \text{ módulos}$$

A área de 420 m<sup>2</sup> do supermercado suporta esta quantidade de módulos fotovoltaicos. Por este motivo, este projeto ficou limitado à **144 módulos**, conforme mostrado na Figura 3.8 abaixo:

Figura 3.8 – Disposição dos painéis fotovoltaicos



Fonte: Próprio autor, utilizando o PVsyst

O percentual de perdas por sombreamento será aplicado posteriormente, no cálculo da energia gerada pelo SFV.

### 3.5. DIMENSIONAMENTO DO INVERSOR

Para determinar a potência nominal do inversor, é necessário multiplicar o número de módulos calculado anteriormente com a potência nominal do painel fotovoltaico e pelo FDI. Para este estudo, o FDI será considerado em 70%. Abaixo, na Equação (3.2), o cálculo para determinar a potência nominal do inversor:

$$P_{inv} = N * P_{mp}^{\circ} * FDI = 144 * 400 * 0,70 = 40320 [W] \quad (3.2)$$

Com esta potência nominal, este estudo utilizará **dois inversores do modelo MID 20KTL3-X**.

Utilizando a Equação (2.25), é definido o FDI operacional do sistema fotovoltaico, sendo a potência de pico do gerador fotovoltaico a multiplicação entre a quantidade de módulos pela potência nominal do módulo:

$$FDI = \frac{P_{INCA}}{P_{pGFV}} = \frac{40.000}{144 * 400} = \frac{40.000}{57.600} = 0,69$$

### 3.6. CONFIGURAÇÃO DO ARRANJO FOTOVOLTAICO

Para a configuração do arranjo fotovoltaico, primeiramente é necessário calcular os valores de tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ) e os de tensão de máxima potência ( $V_{mp}$ ) do sistema, ou seja, a mínima e máxima tensão que o arranjo fotovoltaico produzirá ao longo de todo o ano. Para isso, será utilizada a Equação (2.21), utilizando os valores de temperatura média mínima e máxima da cidade do projeto.

Para a máxima temperatura de operação da célula, serão utilizadas a máxima temperatura média mensal do local, **29°C**, que ocorre em fevereiro, e o pior caso de irradiação instantânea ( $G_T=1000 \text{ W/m}^2$ ). Pela Equação (2.21):

$$T_{c \max} = 29 + \frac{1000}{800} (42 - 20) \times 0,9 = \mathbf{53,75 \text{ [}^\circ\text{C]}}$$

Para a mínima temperatura de operação da célula, necessária para o cálculo de  $V_{MP \max}$ , serão utilizadas a temperatura mínima média mensal do local durante o dia, 12,8°C (julho), e a radiação solar no plano da célula mínima do ano ( $G_T$ ), sendo ela calculada utilizando a radiação diária média mensal mínima sobre uma superfície inclinada ( $\overline{H_T}$ ), calculada na Tabela 3.9, e a média da duração de insolação do mesmo mês (N), calculada na Tabela 3.5. A temperatura mínima recorde (4,1°C) é utilizada para o cálculo do  $V_{oc \max}$ , onde a radiação solar será zero. Pelas Equações (2.21) e (2.22) temos:

$$G_{T \text{ (min)}} = \frac{3,37 * 1000}{10,6} = \mathbf{317,92 \text{ [W/m}^2\text{]}}$$

$$T_{c \text{ min}(V_{mp \max})} = 12,8 + \frac{317,92}{800} (42 - 20) \times 0,9 = \mathbf{20,66 \text{ [}^\circ\text{C]}}$$

$$T_{c \text{ min}(V_{oc \max})} = 4,1 + \frac{0}{800} (42 - 20) \times 0,9 = \mathbf{4,1 \text{ [}^\circ\text{C]}}$$

Com isso, utilizando a Equação (2.23) e a tensão de circuito aberto informado pelo fabricante nas especificações técnicas do produto, para a tensão mínima e máxima de circuito aberto temos:

$$V_{oc \min} = 47,2 * [1 - 0,0028 * (53,75 - 25)] = \mathbf{43,40 \text{ [V]}}$$

$$V_{oc \max} = 47,2 * [1 - 0,0028 * (4,1 - 25)] = \mathbf{49,96 \text{ [V]}}$$

Para as tensões mínima e máxima de operação do módulo, também será utilizada a Equação (2.23), porém desta vez será utilizada a tensão de operação, informada pelo fabricante:

$$V_{MP \min} = 38,7 * [1 - 0,0028 * (53,75 - 25)] = \mathbf{35,58 \text{ [V]}}$$

$$V_{MP\ max} = 38,7 * [1 - 0,0028 * (20,66 - 25)] = \mathbf{39,17 [V]}$$

Para a definição do número de painéis fotovoltaicos que podem ser associados em série é expressa pela Equação (3.3) abaixo:

$$\frac{V_{SPMP}(mínima)}{V_{MP}(T_C\ máxima)} < N_{PF}(série) < \frac{V_{SPMP}(máxima)}{V_{MP}(T_C\ mínima)} \quad (3.3)$$

Onde:

$V_{SPMP}(mínima)$  é a tensão mínima da faixa de operação do inversor, em V;

$V_{SPMP}(máxima)$  é a tensão máxima da faixa de operação do inversor, em V;

$N_{PF}(série)$  número de painéis fotovoltaicos que podem ser conectados em série, respeitando o intervalo dado pela equação.

Desta forma, utilizando os dados calculados e as tensões fornecidas pelo fabricante do inversor, temos:

$$\frac{180}{35,58} < N_{PF}(série) < \frac{1000}{39,17} = 5,06 < N_{PF}(série) < 25,53$$

Portanto, foi definido a utilização de **4 strings com 20 módulos e 4 strings com 16 módulos** conectados em série.

Uma vez determinada a tensão máxima do circuito, é determinada também a corrente de curto-circuito do sistema, através da Equação (2.24):

$$I_{sc\ max} = 10,9 * (1 + 0,0005 * (53,75 - 25)) = \mathbf{11,06 [A]}$$

Com esta corrente de curto-circuito, é verificado quantos conjuntos de módulos podem ser associados em paralelo, por meio da Equação (3.4):

$$N_{fileiras(paralelo)} \leq \frac{I_{SPMP}}{I_{SC}} \quad (3.4)$$

Onde:

$I_{SPMP}$  é a corrente máxima por *string* do inversor, em A;

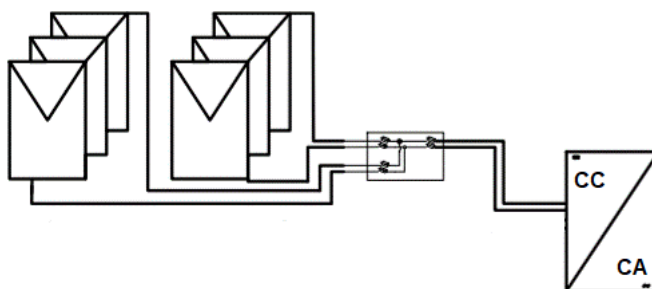
$I_{SC}$  corrente de curto-circuito do módulo fotovoltaico ou das *strings* ligadas em paralelo, em A.

Deste modo, sabendo que a corrente máxima por *string* determinada pelo fabricante é de 25 A, temos:

$$N_{fileiras(paralelo)} \leq \frac{25}{11,06} = 2,26$$

Como o número máximo de *strings* em paralelo é de 2,26, **serão utilizados conjuntos com duas *strings***, conforme mostrado na Figura 3.9:

Figura 3.9 – *Strings* em paralelo conectadas ao inversor



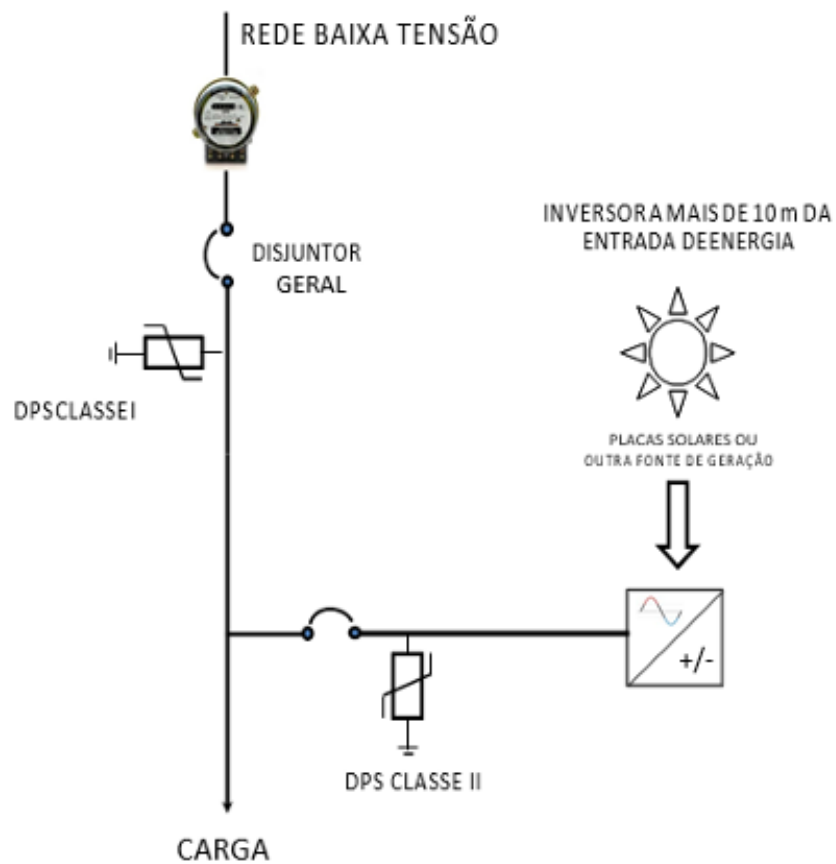
Fonte: Próprio autor

Além de calcular a corrente curto-circuito, pode-se calcular também a corrente de operação de cada módulo do sistema:

$$I_{mp\ max} = 10,34 * (1 + 0,0005 * (53,75 - 25)) = \mathbf{10,48 [A]}$$

Na Especificação Técnica n° 1398 da distribuidora local de São Paulo, Enel, é mostrado o diagrama unifilar simplificado para conexão em baixa tensão para microgeração, conforme mostrado na Figura 3.10:

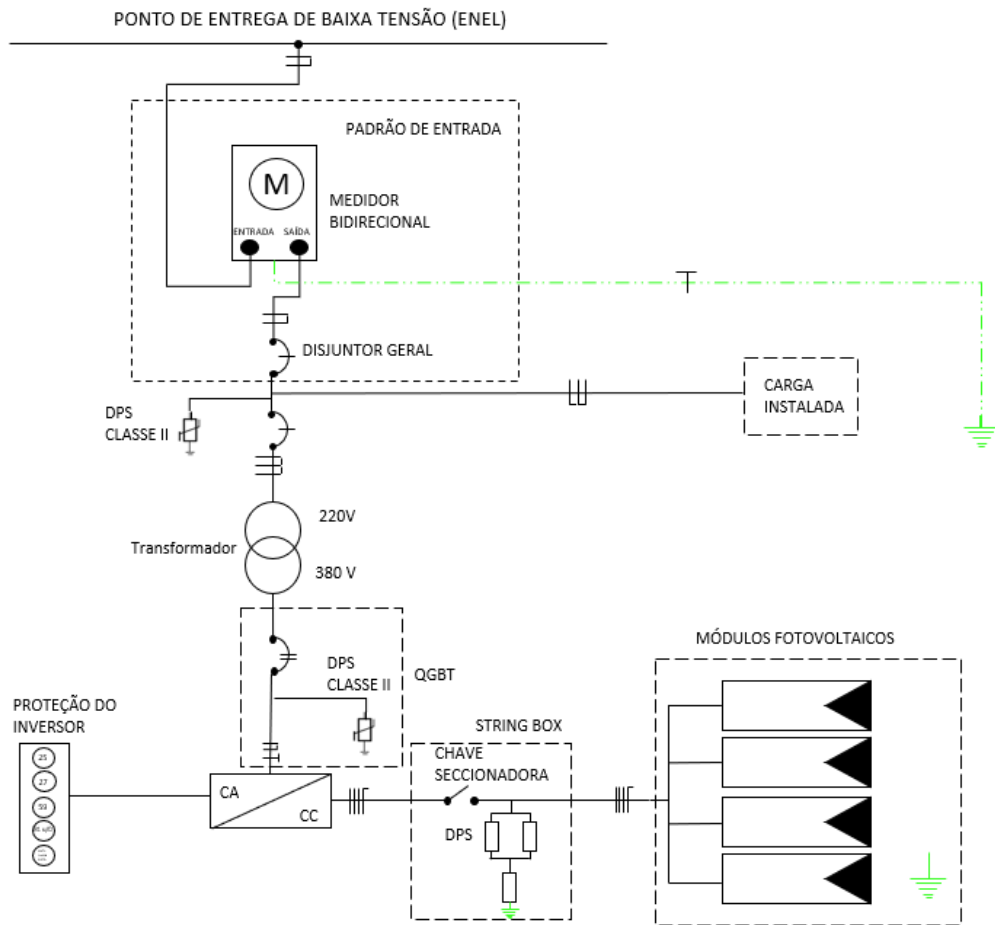
Figura 3.10 - Diagrama Unifilar para conexão em baixa tensão para microgeração



Fonte: Enel, 2023

Com base neste diagrama, este trabalho montou um modelo do diagrama unifilar com os principais componentes do sistema fotovoltaico estudado, conforme mostrado na Figura 3.11 abaixo:

Figura 3.11 – Diagrama Unifilar do sistema fotovoltaico



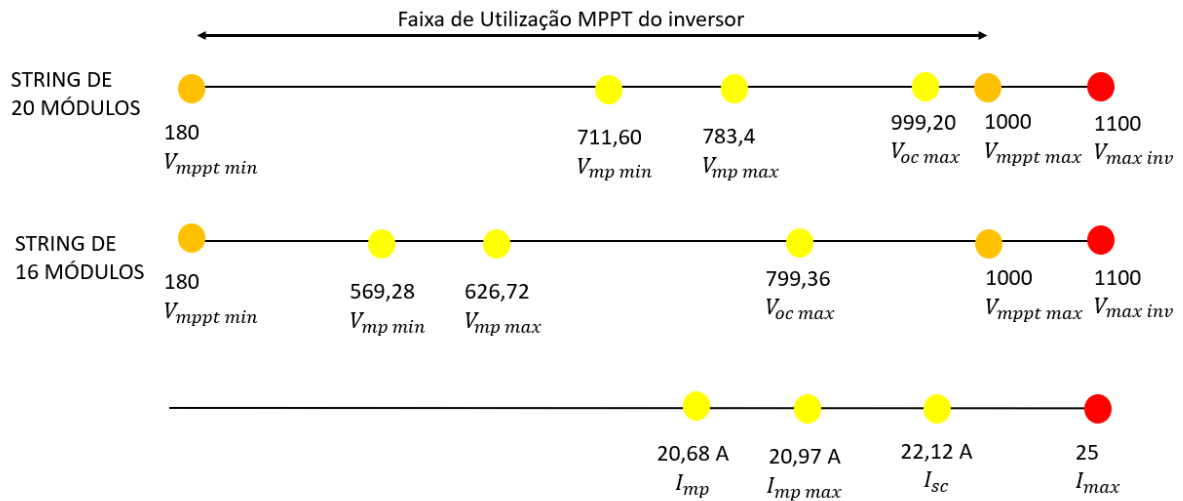
Fonte: Próprio autor

Desta forma, a especificação técnica do sistema fotovoltaico deste estudo ficou configurada em 144 módulos policristalinos de 400Wp, com 4 *strings* principais, sendo que duas dessas *strings* possuem dois conjuntos em paralelo com 20 módulos e as outras duas possuem dois conjuntos em paralelo com 16 módulos.

Serão utilizados dois inversores com potência nominal em CA de 20 kW cada, com tensão de saída de 380V (fase-fase) / 220V (fase-neutro) trifásico e com FDI em 0,69. Devido a tensão do inversor ser em 380V, será utilizado também um transformador rebaixador 380 V / 220 V de 50 kVA.

Com todos os cálculos dos painéis fotovoltaicos e do inversor feitos, é possível verificar que suas tensões e correntes apresentam seus valores mínimos e máximos dentro da faixa de MPPT suportada pelo inversor através de um gráfico, conforme mostrado na Figura 3.12:

Figura 3.12 – Gráfico de tensão e corrente em cada entrada MPPT e faixa de utilização do inversor



Fonte: Próprio autor

### 3.7. ESPECIFICAÇÕES DAS INSTALAÇÕES ELÉTRICAS DO SISTEMA

O dimensionamento dos cabos para sistemas fotovoltaicos é uma parte crítica do projeto de um sistema de energia solar, pois os cabos desempenham um papel fundamental na eficiência e na segurança do sistema. Por este motivo, o dimensionamento deles é regido seguindo as metodologias estabelecidas pela Norma Técnica Brasileira (NBR) 16612/2020, sobre o dimensionamento dos cabos para arranjos fotovoltaicos (CC) e a NBR 5410/2008, sobre instalações elétricas de baixa tensão (CA). O procedimento da norma para o dimensionamento dos cabos consiste em calcular as perdas elétricas que haverá em cada trecho de circuito e aplicar fatores de correção nos valores nominais da capacidade de condução dos cabos. Para este estudo, serão utilizados o Fator de Agrupamento de Circuitos (FCA) e o Fator da Temperatura Ambiente (FCT). O estudo para o SFV do supermercado está dividido em três circuitos: O circuito entre os painéis fotovoltaicos e a caixa de junção (*string box*), ao ar livre exposto ao Sol (circuito 1); o circuito entre a *string box* e o inversor, em eletroduto fechado (circuito 2); entre o inversor e o transformador, em eletroduto fechado (circuito 3); e entre o transformador e o ponto de conexão com a rede elétrica, também em eletroduto fechado (circuito 4).

A primeira etapa do processo é estabelecer os fatores de correção para então realizar a simulação da corrente presumida nominal do sistema e assim dimensionar

a seção transversal (bitola) dos cabos. Realizada esta etapa, é analisada a queda de tensão em cada trecho de circuito e verificado se a seção transversal dos cabos escolhidos está de acordo com a estabelecida anteriormente ou precisará ser alterada.

O FCA consiste em um fator de correção de perdas tanto para os circuitos em CC como para os de CA, para casos em que, em um mesmo eletroduto ou caminhamento, passem condutores de circuitos diferentes ou cabos multipolares. Neste estudo, são utilizados dois circuitos por conduto, o que resulta em um FCA de 0,8 segundo a NBR 5410 (ABNT, 2008). Já o FCT está relacionado com a correção de perdas da corrente em função da temperatura ambiente do local da instalação, porém é aplicado apenas para circuitos CA. Na Equação (3.5) é apresentado o cálculo para a simulação da corrente presumida (somente para efeito de dimensionamento dos cabos):

$$I_c = \frac{I_n}{FCA * FCT} \quad (3.5)$$

Onde:

$I_n$  é a corrente nominal, em A.

Aplicando esta fórmula nos circuitos em CC (circuitos 1 e 2), temos:

$$I_{c1} = \frac{11,06}{0,8} = 13,83 [A]$$

$$I_{c2} = \frac{22,12}{0,8} = 27,65 [A]$$

Seguindo a NBR 16612 (ABNT, 2020), para o circuito 1, a seção transversal do cabo deverá ser de 4,0 mm<sup>2</sup>, considerando a temperatura ambiente em 70°C, como recomendado pela NBR 16690 (2019) onde, para circuitos próximos aos painéis fotovoltaicos, deve-se considerar  $T_{oper\ min} = T_{a\ max} + 40^\circ C$ . Como não há uma especificação de seção transversal para cabos à 70°C na NBR 16690, foi realizada

uma estimativa dos valores nesta temperatura utilizando as Tabelas C.3 (40°C) e C.4 (50°C).

Para o circuito 2, considerando a temperatura ambiente em 40°C, a seção transversal será de 4 mm<sup>2</sup>.

Para o circuito 3, o FCT deve ser considerado no cálculo de simulação da corrente presumida. Como a temperatura ambiente média máxima do local é de 29,1°C, segundo a NBR 5410 (ABNT, 2008), o FCT considerado deverá ser de 0,96, enquanto que o FCA será igual a 1,00. Pela Equação (3.5) temos:

$$I_{c3} = \frac{31,9 * 2}{1,00 * 0,96} = 63,8 [A]$$

Para o circuito 3, a seção transversal do cabo poderia ser de 10 mm<sup>2</sup>, segundo a NBR 5410 (ABNT, 2008), porém objetivando menores perdas elétricas do sistema, será utilizado uma seção transversal de 16 mm<sup>2</sup>.

Para o circuito 4, deve ser acrescido 5°C na temperatura ambiente máxima (29,1°C) devido ao transformador estar em ambiente fechado e ser afetado pelo Efeito Joule<sup>8</sup>. Assim é calculada a temperatura mínima de operação do transformador no local instalado. Abaixo, na Tabela 3.10, são mostrados os dados do transformador:

Tabela 3.10 - Dados do transformador

Potência	50 [kVA]
Tensão de entrada	380 [V]
Tensão de saída	220 [V]
$T_{oper}$	34,1 [°C]
$I_{np}$	110,2 [A]
RT	1 : 1,7273

Fonte: Próprio autor

Assim como nos demais circuitos, o circuito 4 também utilizará a NBR 5410 (ABNT, 2008) para o cálculo do FCA e o FCT. Considerando a norma, o FCA será igual a 1,00 e o FCT considerado deverá ser de 0,96. Pela Equação (3.5) temos:

<sup>8</sup> Fenômeno físico que ocorre quando a energia elétrica é convertida em calor devido à resistência elétrica em um condutor.

$$I_{c4} = \frac{110,2}{1,00 * 0,96} = 114,79 [A]$$

Para o circuito 4, a seção transversal do cabo será de 25 mm<sup>2</sup>, segundo a NBR 5410 (ABNT, 2008).

Realizada a primeira etapa, agora é calculada a queda de tensão (e) em cada um dos circuitos. Para isso, é utilizada a Equação (3.6) abaixo:

$$e = \frac{l * I_n}{\gamma * S} \quad (3.6)$$

Onde:

$l$  é o comprimento do circuito, em m;

$I_n$  é a corrente nominal do circuito, em A;

$\gamma$  é a condutividade do condutor, em m/ $\Omega$ .mm<sup>2</sup>;

$S$  é a seção transversal do condutor, em mm<sup>2</sup>.

Para o circuito 1, foi estimado um cabo com 38 metros de percurso de circuito. Todo o SFV utilizará cabos fotovoltaicos de cobre, adotando um valor de condutividade de 46,82 m/ $\Omega$ .mm<sup>2</sup> para todos os casos. Sabendo os demais valores, temos:

$$e = \frac{(38 * 2) * 11,06}{46,82 * 4,0} = 4,49 [V]$$

A tensão mínima ( $V_{mp \text{ min}}$ ) por *string* é de 735,8 V, com a queda de tensão, será de 731,31 V, representando uma variação de tensão de 0,6%.

Para o circuito 2, foi estimado um cabo com 8 metros de percurso:

$$e = \frac{(8 * 2) * 22,12}{46,82 * 4,0} = 1,89 [V]$$

Com esta queda de tensão, a tensão no circuito 2 será de 729,42 V, o que representa uma variação de tensão de 0,3%.

O total de perdas por queda de tensão no arranjo fotovoltaico foi de 0,9%, dentro dos limites de 3% estabelecidos pela norma NBR 5410 (ABNT, 2008).

Para o circuito 3, o comprimento do cabo foi estimado em 48 m de percurso:

$$e = \frac{48 * (31,9 * 2)}{46,82 * 16} = 4,09 [V]$$

A tensão de saída do inversor é de 380 V, com isso a tensão do circuito depois da queda de tensão será de 375,91 V, o que representa uma variação de tensão de 1,1%.

Com isso, a tensão na saída do transformador, levando em consideração a relação de transformação de 1:1,7273, será de 217,63 V. Considerando que foi estimado o comprimento do cabo em 5 metros de percurso, temos:

$$e = \frac{5 * 110,2}{46,82 * 25} = 0,47 [V]$$

Com a queda de tensão, a tensão do circuito 4 será de 217,16 V, o que representa uma variação de tensão de 0,2%. Somando as porcentagens das quedas de tensão em corrente alternada, teremos uma perda total de 1,3%, abaixo dos 3% exigidos pela NBR 5410 (ABNT, 2008).

### 3.8. DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO E SECCIONAMENTO

A seletividade em circuitos elétricos é um conceito importante relacionado à proteção contra sobrecorrente. Está relacionada à capacidade de um sistema de proteção elétrica (como fusíveis e disjuntores) de isolar seletivamente apenas a parte do circuito que apresenta uma falha ou sobrecorrente, enquanto permite que outras partes do circuito continuem funcionando normalmente.

Seguindo as Regras e Procedimentos de Distribuição (PRODIST) na ANEEL, que entre outras regras determina a proteção contra sobrecorrente instalada nas *strings boxes* e da proteção contra curto-circuito na interface de conexão do circuito CA com a rede local, para a proteção do SFV estudado haverá três dispositivos principais conforme mostrado anteriormente na Figura 3.11: fusíveis removíveis de corrente

contínua para o circuito 1 e 2, disjuntor termomagnético CA para os circuitos 3 e 4. Além destas proteções, haverá um dispositivo de desconexão sob carga de corrente contínua para os painéis fotovoltaicos: chave seccionadora na *string box*. Para o dimensionamento destes dispositivos, são utilizadas as Equações (3.7) e (3.8):

$$I_{sc} \leq I_n \leq I_{cond} \quad (3.7)$$

$$I_2 \leq I_{cond} \quad (3.8)$$

Onde:

$I_{sc}$  é a corrente de projeto do circuito, em A;

$I_n$  é a corrente nominal do dispositivo de proteção, em A;

$I_{cond}$  é a capacidade de condução de corrente dos condutores, em A;

$I_2$  é a corrente convencional de atuação para disjuntores ou de fusão para fusíveis, recomendado entre  $1,5 \cdot I_{sc}$  a  $2,4 \cdot I_{sc}$  para proteção individual das *strings*, em A;

Para o dispositivo de seccionamento, o PRODIST (ANEEL, 2021) determina que a capacidade de curto-circuito não pode ultrapassar 35 kA em baixa tensão. Na Tabela 3.11 são mostrados os dispositivos de proteção escolhidos:

Tabela 3.11 - Proteções do SFV

Condição	Circuito 1	Circuito 2	Circuito 3	Circuito 4
I	$10,99 \leq I_{prot} \leq 27$	$22,12 \leq I_{prot} \leq 41$	$63,8 \leq I_{prot} \leq 88$	$88 \leq I_{prot} \leq 117$
II	$1,5 \cdot 11,06 \leq 27$	$1,6 \cdot 22,12 \leq 41$	64 a 88	88 a 117
III	$I_n \leq I_{mod \max OCPR}$			
	20 ≤ 20 A			
Dispositivos escolhidos	Fusível fotovoltaico 20 A / 1000 Vcc	Fusível fotovoltaico 40 A / 1000 Vcc	Disjuntor Termomagnético Tripolar 80 A	Disjuntor Termomagnético Tripolar 100 A
	Chave seccionadora 50A / 1000 Vcc			

Fonte: Próprio autor

Ao final, o sistema fotovoltaico ficou configurado da seguinte maneira:

- Gerador fotovoltaico composto por 144 painéis policristalinos de 400 Wp, sendo 2 *strings* com 2 conjuntos em paralelo de 20 módulos e 2 *strings* com 2 conjuntos em paralelo de 16 módulos;
- Inversores: Serão utilizados 2 inversores com potência nominal de 20 kW cada um, e tensão de saída em 380V, trifásico;
- Cabos e proteções em CC: Serão 76 metros de cabos unipolares com seção transversal de 2,5 mm<sup>2</sup>, 16 metros de cabos unipolares com seção transversal de 4,0 mm<sup>2</sup>, 16 porta fusível seccionável com fusível fotovoltaico de 20 A, 8 porta fusível seccionável com fusíveis fotovoltaicos de 32 A e uma chave seccionadora de 34 A;
- Cabos e proteções em CA: Serão 144 metros de cabos multipolares com seção transversal de 16 mm<sup>2</sup>, 15 metros de cabos multipolares com seção transversal de 25 mm<sup>2</sup>, um transformador trifásico abaixador de tensão a seco de 50KVA (380V-220V), um disjuntor termomagnético tripolar de 80 A e um disjuntor termomagnético tripolar de 100 A.

### 3.9. SIMULAÇÃO PARA O MERCADO DESREGULADO

A migração para o mercado livre requer adequações no sistema de medição da unidade consumidora solicitante. Isso porque é exigência da CCEE o total acesso direto aos dados de consumo de energia da unidade, portanto o medidor deve ter a opção e estar conectado à internet para a coleta dos dados de consumo. Até o ano de 2020 a CCEE disponibilizava uma lista dos medidores aceitos por ela, porém a partir de 2021, com a REN 863/19 que posteriormente foi revogada pela REN 1000/2021, o consumidor passou a poder utilizar qualquer medidor desde que aceito pela distribuidora local. Esta é a única mudança física que o consumidor poderá ter que realizar, caso ainda não tenha um medidor padrão da CCEE, em todo o processo de migração para o ACL. Para o supermercado, será necessária a troca do medidor para a possibilidade de leitura inteligente<sup>9</sup>.

---

<sup>9</sup> Também chamada de telemedição. Consiste na leitura remota do valor medido.

O outro custo que o solicitante terá é relacionado com o cadastro na CCEE solicitando ser um agente. Esse cadastro requer o pagamento de uma taxa de emolumento, no valor fixo de R\$ 7.924,00 (CCEE, 2023). Realizado o pagamento, o restante do processo segue um fluxo de adesão do solicitante, sendo o prazo máximo para esta conclusão de 12 meses. Durante o processo é obrigatório que o solicitante abra uma conta no Banco Bradesco – Agência Trianon, pois é nela que ocorre os pagamentos dos encargos com a CCEE.

Uma vez que o fluxo de adesão foi concluído e a migração foi realizada, o agente terá obrigações financeiras com a CCEE. A primeira delas é com relação a contribuição associativa, que visa pagar os custos operacionais da Câmara de Comercialização. Ela é paga mensalmente e o valor a ser pago varia de agente para agente. Para entender como é realizada esta cobrança, é necessário discriminar como a CCEE está estruturada.

A Câmara de Comercialização possui, no primeiro nível hierárquico, uma Assembleia Geral, que conta com 100 mil votos e é composta por todos os agentes da CCEE (CCEE, 2023). Quando há necessidade de uma votação para definições dentro do órgão, estes 100 mil votos são distribuídos entre todos os agentes através de dois processos de rateio: o primeiro rateia 5 mil votos de maneira equânime entre todos os agentes; o segundo processo rateia os 95 mil votos restantes proporcionalmente a energia comercializada por cada agente na CCEE. Desta maneira é possível chegar no número total de votos que cada agente possui e assim calcular o valor da contribuição mensal à CCEE. Vale lembrar que estas condições são aplicadas aos agentes que hoje podem fazer parte do mercado livre de energia (alta tensão), não estando vigente aos consumidores de baixa tensão (Grupo B).

Com isso, é possível estimar qual seria o valor da contribuição associativa pago pelo supermercado, utilizando a memória de cálculo da CCEE. Na Tabela 3.12 é mostrada a memória de cálculo da CCEE para o percentual da contribuição associativa, onde os valores de orçamento mensal (Z), total de agentes com direito a voto no mês (A) e Energia para Rateio Proporcional (D) foram colhidos na plataforma de operação da CCEE considerando o mês de setembro de 2023, já a Energia para Rateio Proporcional do Agente (E) é referente à somatória do consumo dos últimos 12 meses do supermercado:

Tabela 3.12 – Memorial de cálculo para a contribuição associativa

Total de Votos da CCEE	100.000
Total de Votos Proporcionais	95.000
Total de Votos Uniformes	5.000
Z - Valor do Orçamento Mensal à CCEE - R\$	16.642.083,35
<b>APURAÇÃO DOS VOTOS</b>	
A - Total de Agentes com direito a votos no Mês	14.717
B - Votos Uniformes de cada Agente (5.000 / A)	0,33974315
C - Total de Votos Uniformes do Agente	0,33974315
D - Energia para Rateio Proporcional (Total CCEE) (MWh)	2.185.337.956
E - Energia para Rateio Proporcional do Agente (MWh)	282,127
F - Votos Proporcionais do Agente $[(E / D) \times 95.000]$	0,012264494
G - Total de Votos do Agente (C + F)	0,35200765
H - Percentual de Contribuição (G / 100.000) (%)	0,000352008
<b>I - Valor da Contribuição Mensal à CCEE <math>[(H \times Z)/100]</math> (R\$)</b>	<b>58,58</b>

Fonte: Próprio autor, utilizando memória de cálculo da CCEE

Portanto, a estimativa da **contribuição mensal do supermercado será de R\$ 58,58/mês**, podendo este número variar para mais ou para menos dependendo do consumo da unidade.

Os outros encargos com a CCEE são a Liquidação Financeira, Aporte de Garantias e Energia Reserva:

- **Liquidação Financeira:** Realizada mensalmente, a liquidação financeira consiste no pagamento e recebimento dos débitos e créditos apurados na Contabilização (CCEE, 2023). Esse processo envolve a compensação financeira entre compradores e vendedores de energia elétrica, bem como a apuração de penalidades e encargos. Com base nos dados coletados dos agentes, a CCEE calcula a exposição financeira<sup>10</sup> de cada agente. Os agentes que compraram mais energia do que venderam terão que pagar a diferença, enquanto os que venderam mais do que compraram receberão o pagamento correspondente.

<sup>10</sup> Diferença entre o que um agente deveria receber ou pagar com base em seus contratos de energia e o que efetivamente foi consumido ou produzido (CCEE, 2023).

- **Aporte de Garantias:** Visa garantir o cumprimento dos compromissos financeiros dos agentes que participam da comercialização de energia. A CCEE exige que os agentes forneçam garantias financeiras como parte do seu envolvimento no mercado. Essas garantias são usadas para cobrir eventuais descumprimentos de contratos ou outras obrigações financeiras. Para o cálculo do aporte, a CCEE considera se o agente consumiu mais ou menos energia do que o previsto em contrato no mês anterior (liquidação financeira), se o agente possui créditos da Energia de Reserva (ERR) e se possui inadimplências. O valor total deste cálculo resultará no valor do aporte que o agente precisará realizar à Câmara.
- **Energia de Reserva (ERR):** Tem como objetivo garantir a disponibilidade de energia elétrica para atender a demanda em situações de emergência ou escassez de energia. A contratação desta energia é feita através de leilões para usinas que não são despachadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Toda a energia gerada é utilizada no MCP e valoradas pelo PDL. As usinas então são remuneradas por meio de uma receita fixa anual. Em ocasiões em que o PLD está baixo e o montante arrecadado não cobre todas as despesas, é necessário cobrar um encargo para garantir a receita fixa das usinas, esse encargo é a Energia de Reserva (CCEE, 2022). Na Figura 3.13 há o explicativo de como é realizado cada etapa deste encargo:

Figura 3.13 – Processo do encargo da Energia de Reserva



Fonte: CCEE, 2022

Para a liquidação financeira e o aporte de garantias, o agente pode não precisar pagar encargos à CCEE, desde que vendam mais do que comprem (liquidação financeira), já para a ERR, todos os agentes devem pagar, sem exceção. Para este estudo, a **liquidação financeira e o aporte de garantias serão considerados zero**, ou seja, sem a necessidade de pagamento pelo supermercado. Para a ERR, como a CCEE não disponibiliza todos os dados e memorial de cálculo, será utilizado um valor estimado considerando a média de agentes com baixo volume de energia contratado na CCEE, sendo o valor estimado em **R\$ 100,00**.

Apesar da migração, o consumidor continuará com obrigações financeiras com a sua distribuidora local. Isso porque o consumidor continuará utilizando a rede de distribuição dela para o recebimento da energia. Por este motivo mensalmente o consumidor receberá uma fatura onde será cobrado o valor do fio acrescido os custos com encargos. O agente também pagará mensalmente a Contribuição de Serviços de

Iluminação Pública (COSIP), uma taxa municipal para custear despesas no serviço de iluminação pública.

Na Tabela 3.13 é possível verificar o resumo dos aportes fixos que o agente terá que realizar mensalmente. Nestes valores não estão sendo considerados os encargos pagos à distribuidora de energia local e também não está sendo considerada a compra de energia:

Tabela 3.13 – Resumo dos aportes a serem realizados mensalmente

	Contribuição associativa	ERR	COSIP	Fatura
Mês a mês	R\$ 58,58	R\$ 100,00	991,68	R\$ 1.150,26

Fonte: Próprio autor

## 4. RESULTADOS

### 4.1. SISTEMA FOTOVOLTAICO

Uma vez calculada a radiação solar média no plano de célula ( $G_t$ ) utilizando a irradiação sobre a superfície inclinada média mensal ( $H_t$ ), é possível também calcular esta radiação solar mês a mês, conforme mostrado na Tabela 4.1:

Tabela 4.1 - Radiação solar média mensal e temperaturas médias anuais

Mês	$G_t$ [W/m <sup>2</sup> ]	$T_{a\ med}$ [°C]	$T_{a\ max}$ [°C]	$T_{a\ min}$ [°C]
Jan	448,33	23,1	28,6	19,4
Fev	477,50	23,5	29,0	19,6
Mar	409,17	22,5	28,0	18,9
Abr	367,50	21,2	26,6	17,5
Mai	298,33	18,4	23,4	14,7
Jun	280,83	17,5	22,9	13,5
Jul	289,17	17,2	22,9	12,8
Ago	371,67	18,1	24,5	13,3
Set	366,67	19,1	25,2	14,9
Out	409,17	20,5	26,5	16,5
Nov	432,50	21,2	26,9	17,3
Dez	483,33	22,6	28,3	18,7
<b>Média</b>	<b>386,18</b>	<b>20,4</b>	<b>26,1</b>	<b>16,4</b>

Fonte: Próprio autor, utilizando os dados no INMET

Com estes valores, é possível calcular a temperatura de operação mínima e máxima, a potência mensal gerada, a tensão de operação mínima e máxima e a corrente de curto-circuito mensal. Os resultados são mostrados na Tabela 4.2:

Tabela 4.2 – Parâmetros mensais do SFV

Mês	$T_{c\ min}$ [°C]	$T_{c\ med}$ [°C]	$T_{c\ max}$ [°C]	$P_{mp}$ [W]	$V_{mp\ med}$ [V]	$V_{mp\ max}$ [V]	$I_{sc}$ [A]
Jan	19,4	34,20	53,35	173,40	37,51	39,10	11,05
Fev	19,6	35,32	53,75	183,91	37,39	39,08	11,06
Mar	18,9	32,63	52,75	159,17	37,68	39,16	11,05
Abr	17,5	30,30	51,35	144,20	37,93	39,31	11,04
Mai	14,7	25,78	48,15	119,00	38,42	39,61	11,03
Jun	13,5	24,45	47,65	112,56	38,56	39,74	11,02
Jul	12,8	24,36	47,65	115,93	38,57	39,82	11,02
Ago	13,3	27,30	49,25	147,44	38,25	39,76	11,03
Set	14,9	28,18	49,95	144,99	38,16	39,59	11,04
Out	16,5	30,63	51,25	160,35	37,89	39,42	11,04
Nov	17,3	31,90	51,65	168,70	37,76	39,33	11,05
Dez	18,7	34,56	53,05	186,68	37,47	39,18	11,05

Fonte: Próprio autor

Utilizando a Equação (2.26), é calculada a energia gerada diariamente pelo SFV, considerando o dia médio de cada mês, e conseqüentemente, a geração mensal, **descontando as perdas descritas na Tabela 3.2**. Com estes dados é possível comparar com o consumo mensal do supermercado, utilizando o histórico de consumo da unidade obtida através de faturas de energia da distribuidora local, e verificar o que a energia gerada pelo SFV representa neste consumo mensalmente e anualmente. Os dados são apresentados na Tabela 4.3:

Tabela 4.3 – Energia Gerada x Representação do consumo da unidade

Mês	Energia Gerada [kWh/dia]	Energia Gerada [kWh/mês]	Consumo médio [kWh/mês]	Representação no consumo
Jan	232,42	7204,90	23.280,00	31%
Fev	247,54	6931,01	24.000,00	29%
Mar	212,11	6575,47	26.400,00	25%
Abr	190,51	5669,64	24.720,00	23%
Mai	154,66	4785,23	23.520,00	20%
Jun	145,58	4245,23	25.560,00	17%
Jul	149,90	4549,44	21.902,00	21%
Ago	192,67	5963,87	20.818,00	29%
Set	190,08	5662,48	22.699,00	25%
Out	212,11	6575,47	22.176,00	30%
Nov	224,21	6726,24	20.851,00	32%
Dez	250,56	7767,36	4.800,00	162%
<b>Média anual</b>	<b>200,20</b>	<b>6.054,69</b>	<b>21.727,2</b>	<b>28%</b>

Fonte: Próprio autor

**A representação no consumo é de 28% anualmente**, 2% a mais do que o previsto no início do projeto. Isso deve-se a aproximação realizada no cálculo do número de painéis fotovoltaicos do sistema, onde, com o objetivo de obter um número inteiro e par, o resultado do número de painéis (N) foi arredondado para 144.

Como somente no mês de dezembro haveria a possibilidade de o supermercado injetar energia na rede elétrica da distribuidora, **este estudo não considerará os créditos que a unidade receberia do SCEE, como também não considerará, na análise financeira, a tarifa diferenciada do Fio B para a Geração Distribuída, visto que o cálculo desta tarifa diferenciada leva em consideração a energia injetada na rede.**

Por fim, é realizada a análise se todos os parâmetros estão de acordo com os módulos fotovoltaicos e os inversores escolhidos. Os parâmetros são mostrados na Tabela 4.4:

Tabela 4.4 – Parâmetros do projeto

Parâmetros	Unitário	Arranjo	Avaliação
$V_{oc\ min}$	43,40	868,00 [V]	Inferior a tensão máxima do inversor (1100 V)
$V_{oc\ max}$	49,96	999,20 [V]	
$V_{mp\ min}$	35,58	711,60 [V]	Entre os limites de operação MPPT do inversor (180V - 1000V)
$V_{mp\ max}$	40,02	783,40 [V]	
$I_{SC\ max}$	11,06	22,12 [A]	Inferior a corrente máxima do inversor (25 A)
$I_{mp\ max}$	10,48	20,97 [A]	
$P_{mp\ med}$	363,78	52.384,32 [W]	
$P_{GFV}$	400	57.600 [Wp]	Potência do gerador fotovoltaico ( $P_{GFV}$ ) acima da potência nominal do inversor, porém dentro do FDI estabelecido (0,69)

Fonte: Próprio autor

#### 4.1.1. Análise econômica

Segundo Parente (2021), as decisões de investimentos impactam muitos projetos e devem ser examinados com antecedência antes de serem implementados ou descartados. A análise econômica permite avaliar a viabilidade econômica e financeira de um investimento, ajudando a determinar se o projeto é uma escolha sensata em termos de retorno sobre o investimento e geração de valor.

Para a análise econômica do SFV, serão utilizados os métodos de *payback* simples e o Valor Presente Líquido (VPL).

Na Tabela 4.5 constam o orçamento para a implementação do SFV. Os dados com os preços dos materiais e o serviço foram calculados utilizando as informações da empresa Greener, que entrevistou mais de três mil empresas que atuam no mercado solar fotovoltaico:

Tabela 4.5 – Investimento inicial

	Descrição	Quantidade	Preço unitário	Preço total
Materiais	Placas fotovoltaicas	144	R\$ 995,00	R\$ 143.280,00
	Inversores	2	R\$ 12.900,00	R\$ 25.800,00
	Cabos e materiais	1	R\$ 18.563,00	R\$ 18.563,00
	Transformador	1	R\$ 6.080,00	R\$ 6.080,00
Serviço	Mão de obra e comissionamento	1	R\$ 64.574,33	R\$ 64.574,33
			<b>Total</b>	<b>R\$ 258.297,33</b>

Fonte: Próprio autor, utilizando dados da Greener

A tarifa de energia da Enel é de R\$ 0,85042 / kWh, já com o PIS (1,05%), COFINS (4,81%) e ICMS (18%) inclusos. Com os dados de consumo da Tabela 4.3, é possível calcular a fatura de energia do supermercado, já com o valor de R\$ 991,68 do COSIP incluso. Conhecendo a produção de energia mensal pelo SFV, calculada na Tabela 4.3, é possível a redução desta energia produzida na fatura de eletricidade mensal. Assim, é calculado o valor da parcela de consumo de eletricidade evitado mensalmente, já considerando a estimativa no valor de R\$ 50,00/mês para a manutenção do inversor e R\$ 40,00/mês para a manutenção das placas fotovoltaicas. Os valores são mostrados na Tabela 4.6:

Tabela 4.6 – Consumo evitado na fatura de energia com o SFV

Mês	ACR sem SFV	ACR com SFV	Redução
Janeiro	R\$ 20.789,46	R\$ 13.760,59	R\$ 7.028,87
Fevereiro	R\$ 21.401,76	R\$ 14.605,81	R\$ 6.795,95
Março	R\$ 23.442,77	R\$ 16.949,18	R\$ 6.493,59
Abril	R\$ 22.014,06	R\$ 16.290,81	R\$ 5.723,25
Maio	R\$ 20.993,56	R\$ 16.022,43	R\$ 4.971,13
Junho	R\$ 22.728,42	R\$ 18.216,51	R\$ 4.511,91
Julho	R\$ 19.617,58	R\$ 14.846,97	R\$ 4.770,61
Agosto	R\$ 18.695,72	R\$ 12.722,25	R\$ 5.973,48
Setembro	R\$ 20.295,36	R\$ 14.578,19	R\$ 5.717,17
Outubro	R\$ 19.850,59	R\$ 13.357,00	R\$ 6.493,59
Novembro	R\$ 18.723,79	R\$ 12.101,98	R\$ 6.621,81
Dezembro	R\$ 5.073,70	R\$ 0,00	R\$ 5.073,70
<b>Anual</b>	<b>R\$ 233.626,76</b>	<b>R\$ 163.451,71</b>	<b>R\$ 70.175,06</b>

Fonte: Próprio autor

O valor de **R\$ 70.175,06** será utilizado como fluxo de caixa na análise financeira.

### **Método *payback* simples**

O *payback* é um método simplificado de análise econômica que mostra o tempo de retorno em anos para a recuperação do investimento (BRIGHAM; GAPENSKI; EHRHARDT, 2001). Em outras palavras, este método avalia quanto tempo será necessário para que o investimento seja pago através do fluxo de caixa da empresa.

O método do cálculo é bem simples e é apresentado na Equação (4.1) abaixo:

$$Payback = \frac{\textit{Investimento inicial}}{\textit{Fluxo de caixa}} \quad (4.1)$$

Como já é conhecido tanto o investimento inicial quanto o fluxo de caixa, é possível verificar qual será o tempo de retorno para que o investimento seja pago:

$$Payback = \frac{\text{R\$ 258.297,33}}{\text{R\$ 70.175,06}} = 3,7 \text{ anos}$$

Como 3,7 é um número fracionado, basta aplicarmos a regra de três para descobrir a indicação de meses:

$$\begin{array}{l} 1 \quad \textit{está para} \quad 365 \\ 0,7 \quad \textit{está para} \quad x \end{array}$$

Assim, descobrimos que  $x = 256$  dias, o que equivale a 9 meses e 13 dias.

Neste caso, o **projeto seria pago em 3 anos e 9 meses**. Levando em consideração que um gerador fotovoltaico possui vida útil em média de 25 anos, a implementação dele neste estudo seria viável. Porém, este método não representa exatamente o que acontece na realidade, pois o método desconsidera o valor do dinheiro no tempo, não reconhece os fluxos de caixa que acontecem após o período de retorno (lucro), além de não se basear em fluxos descontados para os cálculos.

### **Método do valor presente líquido (VPL)**

Em comparação com o *payback* simples, o método do VLP já é uma técnica de análise mais sofisticada e comumente utilizada para avaliações de projetos (PARENTE, 2021). Este método se baseia no princípio financeiro de que o valor de dinheiro no tempo tem um impacto significativo sobre o valor dos fluxos de caixa futuros. Em outras palavras, o dinheiro recebido ou gasto no futuro vale menos do que o mesmo valor em mãos hoje.

Para o cálculo do VLP, é utilizada a Equação (4.2) abaixo:

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+r)^t} - II_0 \quad (4.2)$$

Onde:

FC é o fluxo de caixa do instante inicial (t), em R\$;

$II_0$  é o investimento inicial, em R\$;

r é a taxa de desconto, em %;

t é o tempo utilizado.

Se o VLP for negativo, significa que a empresa não terá o retorno financeiro do projeto atingido, e, portanto, não deve ser realizado. Se o VPL for igual a zero, significa que a empresa terá uma taxa de retorno exatamente igual ao que foi investido inicialmente. E finalmente, se o VPL for positivo, significa que a taxa de retorno será maior do que o investido inicialmente, ou seja, haverá lucro (PARENTE, 2021).

Para a taxa de desconto, será utilizada a taxa Selic que, para o mês de setembro de 2023, está em 12,75% ao ano, segundo o Banco Central do Brasil. Como já é conhecido o fluxo de caixa inicial e também o investimento inicial, do qual será descontado o fluxo de caixa, é possível calcular o VLP no período de 25 anos. Os resultados são mostrados na Tabela 4.7, sendo que também foi considerado as manutenções:

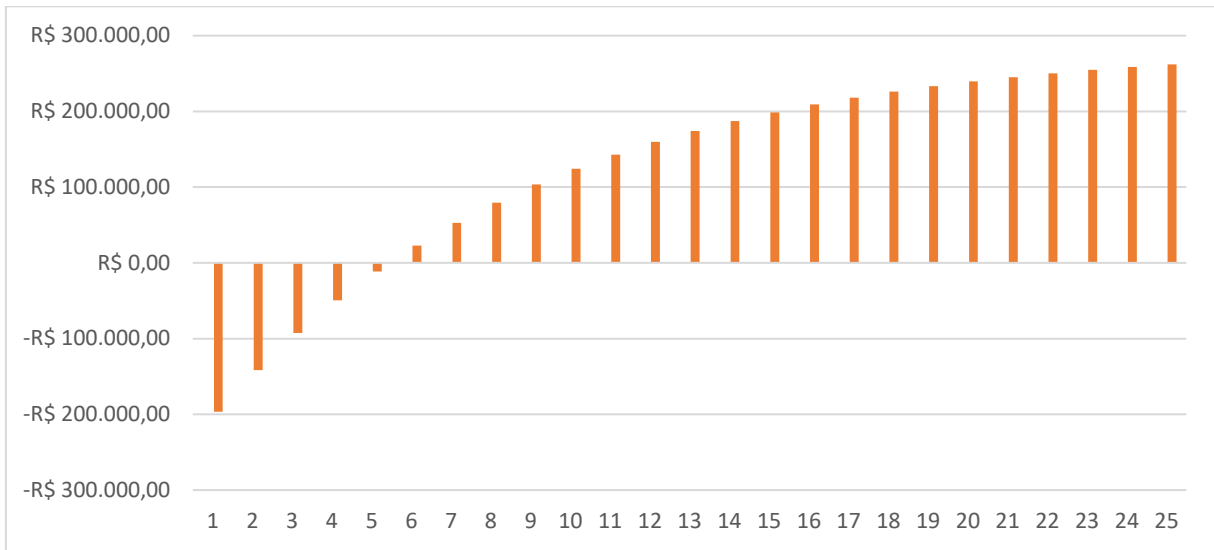
Tabela 4.7 – Fluxo de caixa descontado

t	Fluxo de caixa descontado (R\$)
1	-R\$ 196.057,81
2	-R\$ 140.856,47
3	-R\$ 91.897,40
4	-R\$ 48.474,73
5	-R\$ 9.962,38
6	R\$ 24.194,92
7	R\$ 54.489,64
8	R\$ 81.358,57
9	R\$ 105.189,10
10	R\$ 126.324,83
11	R\$ 145.070,49
12	R\$ 161.696,35
13	R\$ 176.442,13
14	R\$ 189.520,42
15	R\$ 201.119,80
16	R\$ 211.407,49
17	R\$ 220.531,83
18	R\$ 228.624,37
19	R\$ 235.801,79
20	R\$ 242.167,57
21	R\$ 247.813,50
22	R\$ 252.820,97
23	R\$ 257.262,19
24	R\$ 261.201,18
25	R\$ 264.694,75

Fonte: Próprio autor

Neste caso, o VPL do projeto ficou positivo, ou seja, o projeto seria pago no prazo de 25 anos e, portanto, deveria ser aceito. Na Figura 4.1 é mostrado o resultado financeiro ao longo de 25 anos:

Figura 4.1 – Resultado financeiro do SFV



Fonte: Próprio autor

### Método *payback* descontado

Diferentemente do método do *payback* simples, o *payback* descontado leva em consideração o valor do dinheiro no tempo. Este método calcula o tempo de *payback* por meio de ajustes dos fluxos de caixa por uma taxa de desconto (PARENTE, 2021).

Utilizando o investimento inicial, o fluxo de caixa e a taxa de desconto já conhecidos, é calculado o tempo de retorno do investimento, mostrado na Tabela 4.8 abaixo:

Tabela 4.8 – Payback descontado

t	Fluxo de caixa ajustado anual	Fluxo de caixa	Fluxo ajustado acumulado
0	-R\$ 258.297,33	-	-R\$ 258.297,33
1	R\$ 70.175,06	R\$ 62.239,52	-R\$ 196.057,81
2	R\$ 70.175,06	R\$ 55.201,35	-R\$ 140.856,47
3	R\$ 70.175,06	R\$ 48.959,07	-R\$ 91.897,40
4	R\$ 70.175,06	R\$ 43.422,67	-R\$ 48.474,73
5	R\$ 70.175,06	R\$ 38.512,35	-R\$ 9.962,38
6	R\$ 70.175,06	R\$ 34.157,30	R\$ 24.194,92
7	R\$ 70.175,06	R\$ 30.294,72	R\$ 54.489,64
8	R\$ 70.175,06	R\$ 26.868,93	R\$ 81.358,57
9	R\$ 70.175,06	R\$ 23.830,54	R\$ 105.189,10
10	R\$ 70.175,06	R\$ 21.135,73	R\$ 126.324,83

Fonte: Próprio autor

O retorno do investimento ocorre quando o fluxo de caixa acumulado se torna positivo. Neste caso, o retorno do investimento deste estudo ocorre entre 5 e 6 anos. Para precisar a data, é possível aplicar o cálculo abaixo:

$$\text{Payback descontado} = 5 + \frac{\text{R\$ } 9.962,38}{\text{R\$ } 34.157,30} = 5,3 \text{ anos}$$

Da mesma forma que realizado para o *payback* simples, para um número fracionado, aplicaremos a regra de três para descobrir a indicação de meses:

$$\begin{array}{l} 1 \text{ está para } 365 \\ 0,3 \text{ está para } x \end{array}$$

Assim, descobrimos que  $x = 110$  dias, o que equivale a 4 meses e 20 dias.

Neste caso, o **projeto seria pago em 5 anos e 4 meses.**

#### 4.2. MERCADO LIVRE DE ENERGIA

Assim como foi realizado para o sistema fotovoltaico, será necessário calcular qual será o custo inicial para a migração ao mercado livre de energia. Para o supermercado, haverá dois custos iniciais: o valor de emolumento no momento em que é realizada a solicitação para fazer parte do mercado livre de energia, no valor de R\$ 7.924,00, e a troca do medidor, devendo o novo ter a possibilidade de medição inteligente. Para o medidor, será utilizado o modelo Cronos 7023-NG, da fabricante Eletra, no valor de R\$ 220,00. Portanto, o valor investido será de **R\$ 8.144,00**, conforme mostrada na Tabela 4.9:

Tabela 4.9 - Investimento inicial para entrar no ACL

	Descrição	Quantidade	Preço unitário	Preço total
Material	Medidor de energia	1	R\$ 220,00	R\$ 220,00
CCEE	Emolumento		R\$ 7.924,00	R\$ 7.924,00
			<b>Total</b>	<b>R\$ 8.144,00</b>

Fonte: Próprio autor

Uma vez que o supermercado se torne agente da CCEE, ele terá a obrigação de contratar energia elétrica de alguma comercializadora de energia. Pode-se optar em realizar um contrato de longo prazo (a partir de um ano) com uma comercializadora, que fornecerá mensalmente o volume de energia mediante ao pagamento previamente acordado em contrato. A outra opção é, no mercado de curto prazo, cotar com as comercializadoras e verificar qual apresenta o menor preço para o volume e tipo de energia desejado. Para este estudo, **será considerado esta segunda opção, onde o tipo de energia adquirida será a convencional, proveniente de fontes não renováveis, porém mais baratas no mercado de energia.** Com base nos valores fornecidos por 66 comercializadoras, o preço da energia convencional está em **R\$ 72,00 / MWh**, estando este valor em valor presente (setembro de 2023).

O preço final que o supermercado pagará mensalmente com relação a energia elétrica pode ser dividido em três componentes:

- **Commodity:** Compreende o volume da energia contratado multiplicado pelo seu preço, acrescido com o PIS/COFINS (5,86%) e ICMS (18%);
- **Encargos:** Valor pago à concessionária de energia referente ao valor do fio acrescidos de despesas pela manutenção do sistema de distribuição, este valor final será a TUSD e também será acrescido pelo PIS/COFINS (5,86%) e ICMS (18%). As distribuidoras fornecem os valores da TUSD e também suas projeções futuras;
- **Outros custos:** Nessa seção entram os custos como a contribuição associativa, ERR e o COSIP (R\$ 991,68), podendo ser considerada a somatória dela como um valor fixo mensal, visto que não haverá variações.

Na Tabela 4.10 são mostrados os preços mensais de cada componente, sendo a sua somatória a fatura mensal do supermercado:

Tabela 4.10 – Fatura mensal no ACL

Mês	Consumo [kWh/mês]	Commodity [R\$]	Encargos [R\$]	Outros custos [R\$]	Fatura [R\$]
Jan	23.280	2.044,10	11.215,92	1150,26	14.410,28
Fev	24.000	2.107,32	11.562,81	1150,26	14.820,38
Mar	26.400	2.318,05	12.719,09	1150,26	16.187,39
Abr	24.720	2.170,54	11.909,69	1150,26	15.230,49
Mai	23.520	2.065,17	11.331,55	1150,26	14.546,98
Jun	25.560	2.244,29	12.314,39	1150,26	15.708,94
Jul	21.902	1.923,10	10.552,02	1150,26	13.625,39
Ago	20.818	1.827,92	10.870,80	1150,26	13.848,98
Set	22.699	1.993,08	11.853,03	1150,26	14.996,37
Out	22.176	1.947,16	11.579,93	1150,26	14.677,35
Nov	20.851	1.830,82	10.888,03	1150,26	13.869,11
Dez	4.800	421,46	2.506,48	1150,26	4.078,20

Fonte: Próprio autor

Atualmente, conforme mencionado anteriormente, a tarifa cobrada pela distribuidora Enel para o supermercado é de R\$ 0,85042 / kWh acrescido de R\$ 991,68 do COSIP. A fatura anual pode ser visualizada na Tabela 4.11:

Tabela 4.11 – Fatura anual no ACR

Mês	Consumo [kWh / mês]	Tarifa [R\$ / kWh]	COSIP [R\$]	Fatura [R\$]
Janeiro	23280	0,85042	991,68	R\$ 20.789,46
Fevereiro	24000	0,85042	991,68	R\$ 21.401,76
Março	26400	0,85042	991,68	R\$ 23.442,77
Abril	24720	0,85042	991,68	R\$ 22.014,06
Maio	23520	0,85042	991,68	R\$ 20.993,56
Junho	25560	0,85042	991,68	R\$ 22.728,42
Julho	21902	0,85042	991,68	R\$ 19.617,58
Agosto	20818	0,85042	991,68	R\$ 18.695,72
Setembro	22699	0,85042	991,68	R\$ 20.295,36
Outubro	22176	0,85042	991,68	R\$ 19.850,59
Novembro	20851	0,85042	991,68	R\$ 18.723,79
Dezembro	4800	0,85042	991,68	R\$ 5.073,70

Fonte: Próprio autor, utilizando dados da fatura de energia da Enel

#### 4.2.1 Análise econômica

Utilizando as Tabelas Tabela 4.10 e Tabela 4.11, é possível comparar as faturas nas duas situações. Esta comparação é mostrada na Tabela 4.12:

Tabela 4.12 – Comparação de preço no ACR e ACL

Mês	Fatura ACR [R\$]	Fatura ACL [R\$]	Redução [R\$]	Representação do desconto
Jan	20.789,46	14.410,28	6.379,18	30,68%
Fev	21.401,76	14.820,38	6.581,38	30,75%
Mar	23.442,77	16.187,39	7.255,37	30,95%
Abr	22.014,06	15.230,49	6.783,58	30,81%
Mai	20.993,56	14.546,98	6.446,58	30,71%
Jun	22.728,42	15.708,94	7.019,47	30,88%
Jul	19.617,58	13.625,39	5.992,19	30,55%
Ago	18.695,72	13.848,98	4.846,74	25,92%
Set	20.295,36	14.996,37	5.298,99	26,11%
Out	19.850,59	14.677,35	5.173,25	26,06%
Nov	18.723,79	13.869,11	4.854,67	25,93%
Dez	5.073,70	4.078,20	995,50	19,62%
<b>Total</b>			<b>67.626,90</b>	<b>28,25%</b>

Fonte: Próprio autor

Entretanto, é necessário considerar o investimento inicial do supermercado ao ingressar no mercado livre. Considerando o valor anual da redução da fatura como o fluxo de caixa, pela Equação (4.1) temos:

$$Payback = \frac{8.144}{67.626,90} = 0,1 \text{ ano}$$

Desta forma, o *payback* simples seria de 2 meses e 6 dias.

Como o retorno do investimento foi menor do que 1 ano, não é necessário aplicar o VLP para a análise.

### 4.3 ANÁLISE COMPARATIVA

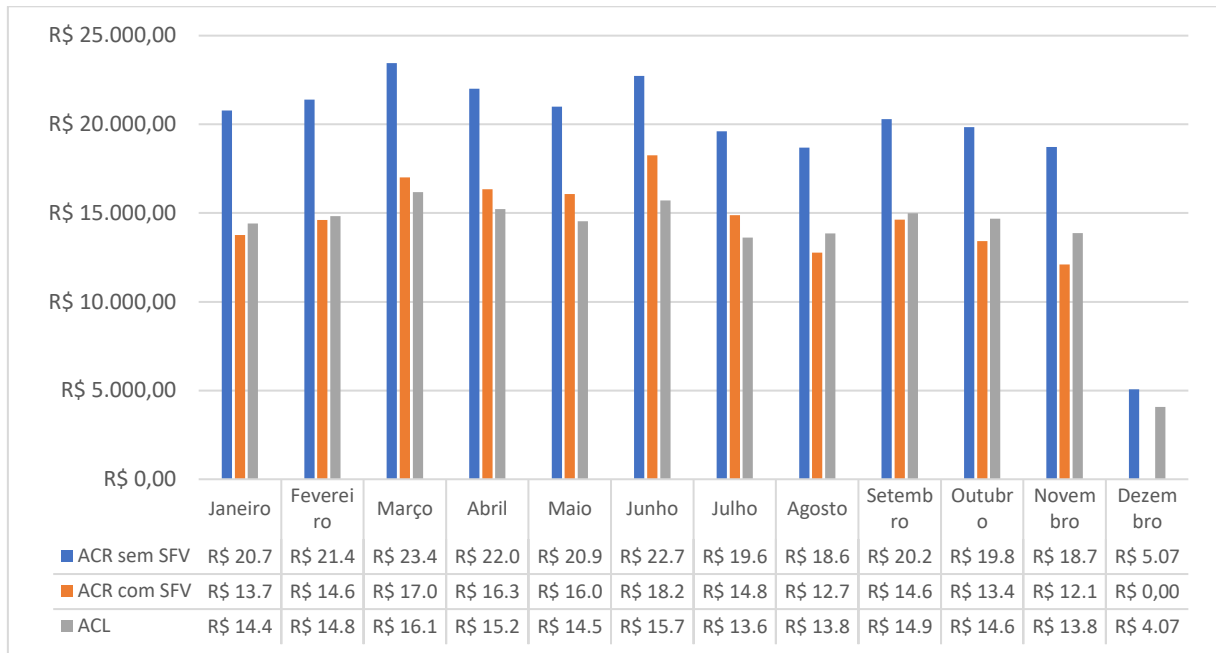
Com base nos valores calculados ao longo deste estudo, é possível realizar uma análise comparativa ao longo dos meses entre uma fatura de energia elétrica do supermercado no ACR, ACR com SFV e ACL. Tais valores levam em consideração a tarifa atual de energia elétrica da distribuidora de energia (ACR), a redução da fatura de energia devido o consumo de eletricidade evitado pelo projeto fotovoltaico (SFV), e o preço atual do PLD, para o ACL. Esta análise não leva em consideração o investimento inicial para o SFV e tampouco para o ACL, também não é levado em consideração os custos com a manutenção do projeto fotovoltaico, sendo o objetivo desta análise comparativa apenas mostrar os valores mensais da fatura de energia elétrica do supermercado. Os valores são mostrados na Tabela 4.13 e podem ser visualizados na Figura 4.2:

Tabela 4.13 – Análise comparativa entre ACR x ACR com SFV x ACL

Mês	ACR sem SFV	ACR com SFV	ACL
Janeiro	R\$ 20.789,46	R\$ 13.760,59	R\$ 14.410,28
Fevereiro	R\$ 21.401,76	R\$ 14.605,81	R\$ 14.820,38
Março	R\$ 23.442,77	R\$ 16.949,18	R\$ 16.187,39
Abril	R\$ 22.014,06	R\$ 16.290,81	R\$ 15.230,49
Maiο	R\$ 20.993,56	R\$ 16.022,43	R\$ 14.546,98
Junho	R\$ 22.728,42	R\$ 18.216,51	R\$ 15.708,94
Julho	R\$ 19.617,58	R\$ 14.846,97	R\$ 13.625,39
Agosto	R\$ 18.695,72	R\$ 12.722,25	R\$ 13.848,98
Setembro	R\$ 20.295,36	R\$ 14.578,19	R\$ 14.996,37
Outubro	R\$ 19.850,59	R\$ 13.357,00	R\$ 14.677,35
Novembro	R\$ 18.723,79	R\$ 12.101,98	R\$ 13.869,11
Dezembro	R\$ 5.073,70	R\$ 0,00	R\$ 4.078,20
<b>Total</b>	<b>R\$ 233.626,76</b>	<b>R\$ 163.451,71</b>	<b>R\$ 165.999,86</b>
Redução	ACR x SFV	<b>30%</b>	
	ACR X ACL		<b>28,95%</b>

Fonte: Próprio autor

Figura 4.2 - Análise comparativa entre ACR x ACR com SFV x ACL



Fonte: Próprio autor

Com base nesta análise é possível verificar que tanto para o sistema fotovoltaico quando no ambiente livre de contratação de energia, o custo mensal com a fatura de energia do supermercado seria reduzido significativamente, sendo, em ambos os projetos, vantajosos para o local. Em especial, o sistema fotovoltaico, com a maior redução no pagamento de energia elétrica mensal, seria o aconselhável entre todos os cenários, porém é necessário considerar o alto custo do investimento inicial do projeto, o que pode inviabilizá-lo.

Vale lembrar que o projeto de lei para abrir o mercado de energia para os consumidores do grupo B ainda está em discussão na Câmara dos Deputados em Brasília, onde será submetido a revisão das normas e a aprovações. Sendo assim, este grupo, caso deseje fazer parte do mercado desregulado, pode estar sujeito a encargos diferenciados da distribuidora, impostos específicos do governo e demais taxas para a migração.

## 5. CONCLUSÃO

O Brasil vivenciou em 2021 a pior crise hídrica no país em 91 anos, segundo o Ministério de Minas e Energia (ENGIE, 2022). Esta crise fez com que a população temesse a volta do racionamento de energia, como o ocorrido em 2001, que ficou popularmente conhecido como “apagão”. A diferença entre a crise de 2001 com a de 2021 foi que nesta segunda o Brasil já possuía, em sua matriz elétrica, uma maior participação de fontes renováveis, como a solar e eólica. Isso fez com que a dependência da geração elétrica proveniente de usinas hidroelétricas diminuísse de 86% para 61%, segundo a EPE (2023). O presente trabalho teve como objetivo utilizar dois dos fatores que contribuíram para essa descentralização no setor de energia: a geração distribuída e o mercado livre de energia.

Inicialmente, foram apresentados os conceitos do mercado regulado, da geração distribuída, com foco na geração fotovoltaica, e do mercado desregulado. Foi possível compreender como, nos últimos anos, a GD e o ACL tiveram um crescimento exponencial no Brasil, devido as várias leis e resoluções que regulamentaram estes setores. Na revisão bibliográfica, foram apresentadas as normas e regulamentações do mercado regulado, da geração distribuída e do mercado livre de energia. Além disso, também foi apresentada a base tecnológica da energia solar fotovoltaica.

Em normas e regulamentações, vimos como é composta a estrutura, os postos e as modalidades tarifárias do mercado regulado no Brasil. Para a geração distribuída, através da REN 482 da ANEEL, foi estabelecida as regras para este setor no país e, devido a ele, os consumidores puderam instalar sistemas de micro e minigeração de energia elétrica em suas instalações. Essa Resolução Normativa sofreu alterações através da REN 687/2015 e REN 786/2017 e posteriormente foi substituída pelo marco legal, com a Lei 14.300/2022. Para o mercado de energia, foram apresentados os requisitos mínimos para o consumidor realizar a migração, como também os tipos de consumidores que fazem parte do mercado, os livres e especiais. Além disso, foi explicado o que é e como funciona o mercado de curto prazo que ocorre todo mês, como também foi explicado o que é o PLD e o que são os submercados de energia.

Na base conceitual da tecnologia, foram mostrados os princípios da energia fotovoltaica, desde o seu descobrimento, seu funcionamento, sua evolução com a utilização do silício como semicondutor, até as tecnologias empregadas atualmente, com diversas gerações de painéis fotovoltaicos. Foram apresentadas também as

equações da geometria solar utilizadas neste trabalho, com base na metodologia de Duffie & Beckman (1962). Neste capítulo foram abordados também o dimensionamento fotovoltaico, com as equações para o cálculo de tensão, corrente e potência do arranjo fotovoltaico e para o inversor solar, considerando os conceitos de Zilles (2012).

No estudo de caso, foram apresentados os dados do supermercado, objeto deste estudo. Devido suas dimensões e sua posição com relação ao Norte geográfico, não foi possível posicionar os painéis fotovoltaicos voltados para o Norte geográfico, não sendo assim possível considerar os dados de irradiação sobre superfície inclinada disponibilizada pelo CRESESB, sendo necessário que esta irradiação fosse calculada com base na orientação dos painéis. Utilizando o software PVsyst, foram realizadas simulações de possíveis pontos de sombreamento nos painéis fotovoltaicos. Foi verificado que haveria sombreamento no início da manhã entre os meses de abril e setembro, devido a uma edificação ao lado do supermercado. Tais perdas foram consideradas nos cálculos de geração de energia do SFV no ponto de conexão à rede.

Para o dimensionamento do número de painéis, foi verificado que a quantidade de módulos necessários para atender a todo o consumo de energia elétrica do local era maior do que a área disponível do supermercado, não sendo assim possível que o SFV atendesse a toda a demanda da unidade. Por isso, o projeto dimensionou a quantidade máxima de painéis considerando a área disponível e evitando os pontos onde haveria sombreamento na maior parte do dia. Com isso, chegou-se ao número de 144 painéis, o que atenderia a 26% do consumo médio anual do supermercado. Ao final, a representação do consumo foi maior, ficando em 28%, isso ocorreu devido ao arredondamento no cálculo do número de painéis que serão utilizados no sistema fotovoltaico, a fim de obter um valor inteiro e par.

Atualmente, consumidores do Grupo B não podem fazer parte do mercado livre de energia. Por isso, para a simulação de migração do supermercado para o ambiente de contratação livre, foram consideradas as mesmas regras que hoje são aplicadas para os consumidores do Grupo A. Em 2023, está em tramitação no Congresso Nacional o PL 414/2021, que visa expandir o mercado livre para o Grupo B. Porém, este projeto de lei passará possivelmente por revisões das normas e por um novo regime de cobranças. Isso porque, caso fossem válidas as mesmas regras que hoje são aplicadas ao Grupo A, haveria uma grande migração dos consumidores para o

mercado de energia, fazendo que os custos do mercado cativo recaíssem nos consumidores que optassem em não realizar a migração. Além disso, o papel das distribuidoras de energia também deve ser discutido, para que não haja prejuízos a elas. Por estes motivos, os valores utilizados para os cálculos da análise financeira para o mercado de energia deste estudo possivelmente sofrerão mudanças, podendo haver maiores encargos das distribuidoras, aportes para a CCEE e impostos específicos do setor.

Ao final da análise econômica avaliou-se que ambos os projetos apresentados, mercado regulado com um sistema fotovoltaico e a migração para o mercado livre, mostraram-se vantajosos, com o retorno do investimento em curto prazo em ambos os casos. Para o sistema fotovoltaico, apesar do grande investimento inicial que o supermercado precisaria realizar, haveria uma grande margem de lucro ao final da vida útil dos painéis fotovoltaicos. Este quadro mantém-se até mesmo se comparado com o mercado livre de energia, onde o investimento inicial consideravelmente menor. Vale ressaltar que neste estudo não foi considerada a tarifação diferenciada para o Fio B para micro e minigeração distribuída do SCEE, definida pela Lei 14.300/2022, uma vez que apenas no mês de dezembro haveria a possibilidade de injeção de energia na rede da distribuidora.

Por fim, este estudo mostrou que há opções no setor elétrico para que o consumidor pague menos pela sua energia elétrica consumida, aumentando assim a matriz de energia nacional, descentralizando a geração de energia das usinas hidroelétricas e diminuindo a necessidade do uso de fontes fósseis para a geração elétrica nacional. Em um cenário onde a população brasileira tem aumentado a cada ano, com essa diversificação de geração elétrica renovável, o país diminui as chances no futuro de novos riscos de racionamento devido as crises hídricas e dará continuidade no desenvolvimento e expansão de energias sustentáveis.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

**Adesão.** CCEE. Disponível em: < <https://www.ccee.org.br/mercado/adesao> >. Acesso em: 01 set. 2023.

**Brasil ultrapassa marca de 10 GW em micro e minigeração distribuída.** ANEEL. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2022/brasil-ultrapassa-marca-de-10-gw-em-micro-e-minigeracao-distribuida#:~:text=Em%20todo%20o%20pa%C3%ADs%2C%20s%C3%A3o>>. Acesso em: 10 ago. 2023.

BRIGHAM, Eugene F.; GAPENSKI, Louis C.; EHRHARDT, Michael C. **Administração Financeira Teoria e Prática.** São Paulo: Atlas, 2001.

**Cálculo de linhas para uma instalação fotovoltaica de 5 kW para autoconsumo.** Prysmian Club . Disponível em: < <https://www.prysmianclub.pt/calculo-de-linhas-para-uma-instalacao-fotovoltaica-de-5-kw-para-autoconsumo>>. Acesso em: 16 set. 2023.

Campos, Mayara & Alcantara, Licinius. (2016). **Interpretação dos Efeitos de Tempo Nublado e Chuvoso Sobre a Radiação Solar em Belém/PA Para Uso em Sistemas Fotovoltaicos.** Revista Brasileira de Meteorologia. 31. 570-579. 10.1590/0102-7786312314b20150065.

**CCEE divulga Relatório de Sustentabilidade 2022.** Disponível em: <https://www.ccee.org.br/pt/web/guest/-/ccee-divulga-relatorio-de-sustentabilidade-2022>. Acesso em: 9 jul. 2023.

CHODOS, A. **This Month in Physics History.** Disponível em: <<https://www.aps.org/publications/apsnews/200904/physicshistory.cfm>>. Acesso em: 5 set. 2023.

COLLARES-PEREIRA, M., RABL, A. **The average distribution of solar radiation - correlations between diffuse and hemispherical and between daily and hourly insolation values.** Solar Energy, v.22, p.155-164, 1979.

**Como funciona o Mercado de Energia?.** Disponível em: <<https://www.mercadolivredeenergia.com.br/consumidores-livres-e-especiais/conceito/>>. Acesso em: 26 set. 2023.

**Conceitos de Preços.** CCEE. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/precos/conceitos-precos#:~:text=O%20Pre%C3%A7o%20de%20Liquida%C3%A7%C3%A3o%20das>>. Acesso em: 26 set. 2023.

**De 2010 a 2022, população brasileira cresce 6,5% e chega a 203,1 milhões.** Agência de Notícias. Disponível em: <<https://agenciadenoticias.ibge.gov.br/agencia-noticias/2012-agencia-de-noticias/noticias/37237-de-2010-a-2022-populacao-brasileira-cresce-6-5-e-chega-a-203-1-milhoes>>. Acesso em: 09 jul. 2023.

**Energia de Reserva: entenda sobre o encargo que será arrecadado nesta quarta (19).** CCEE. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/pt/web/guest/-/energia-de-reserva-entenda-sobre-o-encargo-que-sera-arrecadado-nesta-quarta-19->>. Acesso em: 26 set. 2023.

**Especificação Técnica no.1398 CNC-OMBR-MAT-22-1398-EDSP.** Enel Brasil. Disponível em: <<https://www.enel.com.br/content/dam/enel-br/one-hub-brasil---2018/normas-t%C3%A9cnicas-sp/CNC-OMBR-MAT-22-1398-EDSP-Interligacao-de-Micro-e-Minigeracao-Distribu%C3%ADa-a-rede-de-Distribuicao.pdf>>. Acesso em: 20 set. 2023.

**Estudo Estratégico: Geração Distribuída 2023 | Dados do 1o semestre 2023 / Setembro 2023.** Greener. Disponível em: <<https://www.greener.com.br/estudo/estudo-estrategico-geracao-distribuida-setembro-2023-dados-do-1o-semester-2023/>>. Acesso em: 27 set. 2023.

**Geração Distribuída.** ANEEL. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/geracao-distribuida>>. Acesso em: 10 ago. 2023.

**HiKu SUPER HIGH POWER POLY PERC MODULE.** TECHNOLOGIES, G. Disponível em: <[https://www.canadiansolar.com/wp-content/uploads/2019/12/Canadian\\_Solar-Datasheet-HiKu\\_CS3W-P\\_EN.pdf](https://www.canadiansolar.com/wp-content/uploads/2019/12/Canadian_Solar-Datasheet-HiKu_CS3W-P_EN.pdf)>. Acesso em: 16 set. 2023.

**Inversor solar fotovoltaico trifásico PHB.** PHB Solar. Disponível em: <<https://www.energiasolarphb.com.br/wp-content/uploads/2021/07/Inversor-PHB14K-DT-datasheet-v2.1.pdf>>. Acesso em: 16 set. 2023.

**LABREN** - Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia. Disponível em: <[http://labren.ccst.inpe.br/atlas\\_2017.html](http://labren.ccst.inpe.br/atlas_2017.html)>. Acesso em: 21 set. 2023.

**Lei nº 5.177, de 12 de agosto de 2004.** Brasil. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2004-2006/2004/decreto/d5177.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5177.htm). Acesso em: 9 jul. 2023.

**Lei nº 9.074, de 07 de julho de 1995.** BRASIL. Disponível em: <[https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/leis/l9074cons.htm](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9074cons.htm)>. Acesso em: 09 jul. 2023.

**Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.** BRASIL. Disponível em: <[https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2004-2006/2004/lei/l10.848.htm](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/l10.848.htm)>. Acesso em: 10 ago. 2023.

**LEI No 14.299, DE 5 DE JANEIRO DE 2022.** Brasil. Disponível em: <<https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/lei-n-14.299-de-5-de-janeiro-de-2022-372226134>>. Acesso em: 6 ago. 2023.

LEME, A. A. **A reforma do setor elétrico no Brasil, Argentina e México: contrastes e perspectivas em debate.** Revista de Sociologia e Política, v. 17, n. 33, p. 97–121, jun. 2009

**Lista de Medidores.** CCEE. Disponível em: <[https://www.ccee.org.br/documents/80415/919488/Fabricantes\\_Modelos\\_Firmware](https://www.ccee.org.br/documents/80415/919488/Fabricantes_Modelos_Firmware)>

\_Medidores%20mar%C3%A7o%202021.pdf/6fd6c511-42e1-bfbf-5efa-1e35155deb7c>. Acesso em: 26 set. 2023.

Luque, António and Hegedus, Steven. **Handbook of photovoltaic, science and engineering**. England: Wiley, 2003.

MANGILI, A. I. **Heinrich Rudolph Hertz e o efeito fotoelétrico**. repositorio.pucsp.br, 18 maio 2011. Disponível em: <<https://repositorio.pucsp.br/handle/handle/13244>> Acesso em: 25 ago. 2023.

MATEUS, T. P. **Optimização do processo de fabrico de painéis fotovoltaicos de silício amorfo**. Disponível em: <<https://run.unl.pt/handle/10362/5178>>. Acesso em: 31 ago. 2023.

**MATRIZ ENERGÉTICA**. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>>.

**Mercado Livre de Energia Elétrica**. Megawhat. Disponível em: <<https://megawhat.energy/verbetes/69742/mercado-livre-de-energia-eletrica>>. Acesso em: 08 ago. 2023.

**Mini e Micro-geração**. Enel Brasil. Disponível em: <<https://www.enel.com.br/pt-saopaulo/normas-tecnicas/mini-e-micro-geracao.html>>. Acesso em: 20 set. 2023.

**Ministro de Minas e Energia exalta robustez do setor elétrico e minimiza risco de apagões**. Engie. Disponível em: <<https://www.alemdaenergia.engie.com.br/ministro-de-minas-e-energia-exalta-avanco-do-setor-eletrico-e-minimiza-risco-de-apagoes/>>. Acesso em: 21 out. 2023.

**Modalidades Tarifárias**. ANEEL Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/entenda-a-tarifa/modalidades-tarifarias>>. Acesso em: 10 ago. 2023.

NAKANO, A.; PACHECO, C. R. F.; GRIMONI, J.A.B. Princípios dos geradores fotovoltaicos conectados à rede elétrica (GFVCR). *In*: SIMÕES, J. R. (org.). **Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética**. 2. Ed. São Paulo: LTC, 2021, p. 277-302. ISBN 9788521630258

**Normais.** Instituto Nacional de Meteorologia - INMET. Disponível em: <<https://portal.inmet.gov.br/normais>>. Acesso em: 19 set. 2023.

OLIVATI, C. DE A. **Efeito fotovoltaico e fotocondutividade em dispositivos poliméricos.** Disponível em: <<https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/76/76132/tde-02092010-083031/pt-br.php>>. Acesso em: 25 ago. 2023.

**O que são submercados de energia e por que podemos ter diferentes PLDs para cada submercado?** Nova Energia. Disponível em: <<https://www.novaenergia.com.br/blog/o-que-sao-submercados-de-energia-e-diferentes-plds>>. Acesso em: 26 set. 2023.

**Painéis Solares fotovoltaicos atingem novo recorde de eficiência de 29,2%.** ABSolar, Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/noticia/paineis-solares-fotovoltaicos-atingem-novo-recorde-de-eficiencia-de-292/>>. Acesso em: 5 set. 2023.

PARENTE, V. Análise de investimentos aplicada a projetos de energia. *In*: SIMÕES, J. R. (org.). **Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética**. 2. Ed. São Paulo: LTC, 2021, p. 428-447. ISBN 9788521630258

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; GONÇALVES, A. R.; COSTA, R. S.; LIMA, F. L.; RÜTHER, R.; ABREU, S. L.; TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, S. V.; SOUZA, J. G. **Atlas brasileiro de energia solar**. 2.ed. São José dos Campos: INPE, 2017. 80p. Disponível em: <<http://doi.org/10.34024/978851700089>>. Acesso em: 21 set. 2023.

**PL 414/2021 (Nº Anterior: PLS 232/2016).** Portal da Câmara dos Deputados. Disponível em:

<<https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=2270036>>. Acesso em: 5 set. 2023.

**PORTARIA NORMATIVA No 004, DE 04 DE JANEIRO DE 2011 - DOU - Imprensa Nacional.** BRASIL. Disponível em: <<http://www.inmetro.gov.br/legislacao/rtac/pdf/rtac001652.pdf>>. Acesso em: 5 set. 2023

**PORTARIA NORMATIVA No 50/GM/MME, DE 27 DE SETEMBRO DE 2022 - DOU - Imprensa Nacional.** BRASIL. Disponível em: <<https://in.gov.br/en/web/dou/-/portaria-normativa-n-50/gm/mme-de-27-de-setembro-de-2022-432279937>>.

**PORTARIA NORMATIVA No 140, DE 21 DE MARÇO DE 2022 - DOU - Imprensa Nacional.** Brasil. Disponível em: <<https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/portaria-n-140-de-21-de-marco-de-2022-389587680>>.

**Postos Tarifários.** ANEEL. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/entenda-a-tarifa/postos-tarifarios>>. Acesso em: 10 ago. 2023.

**Resenha Mensal: O consumo nacional de energia elétrica foi de 42.837 GWh em janeiro de 2023, crescimento de 0,6% em comparação com mesmo mês de 2022.** EPE. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/resenha-mensal-o-consumo-nacional-de-energia-eletrica-foi-de-42-837-gwh-em-janeiro-de-2023-crescimento-de-0-6-em-comparacao-com-mesmo-mes-de-2022>>. Acesso em: 09 jul. 2023.

**RESOLUÇÃO N° 018, DE 28 DE JANEIRO DE 1999.** ANEEL. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/RES1999018.PDF>>.

SA Klein, **Calculation of monthly average insolation on tilted surfaces** - Solar energy, 1977 - Elsevier

**Submercados de energia: o que são, divisão e para que servem.** Blog.Esfera Disponível em: <<https://blog.esferaenergia.com.br/mercado-livre-de-energia/submercados-energia>>. Acesso em: 26 set. 2023.

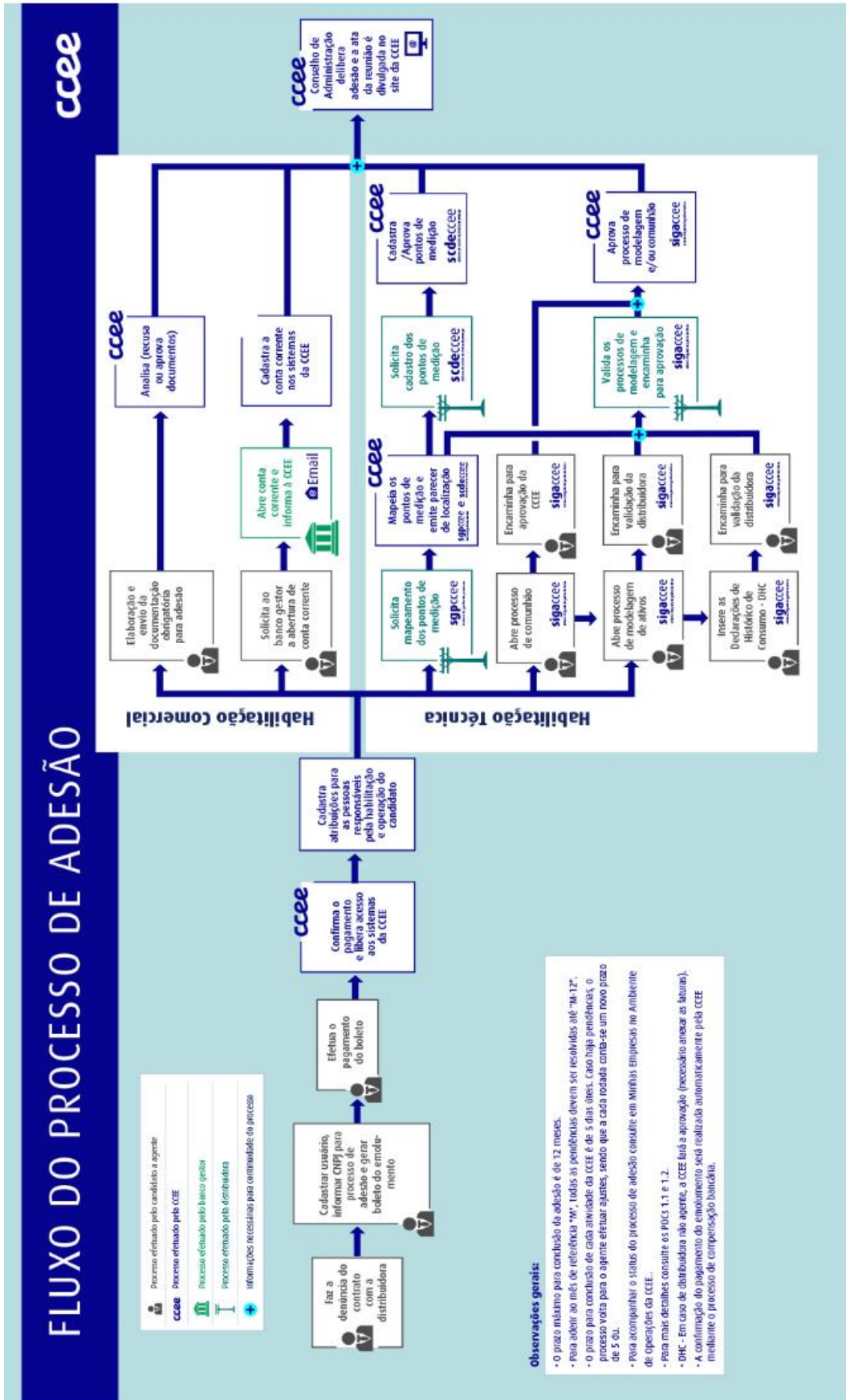
TANCINI, G. R. **Itens regulatórios: um estudo aplicado à regulamentação tarifária da energia elétrica no Brasil.** Disponível em: <<https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/12/12136/tde-22102013-155609/en.php>>. Acesso em: 5 ago. 2023.

**Taxa Selic.** Banco Central do Brasil. Disponível em: <<https://www.bcb.gov.br/controleinflacao/taxaselic>>. Acesso em: 27 set. 2023.

**Tutorial de energia solar fotovoltaica (2006).** CRESESB/CEPEL. Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito/Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. Energia Solar – Disponível em: <[http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com\\_content&cid=tutorial\\_solar](http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&cid=tutorial_solar)>. Acesso em: 25 ago. 2023.

ZILLES, R.; MACÊDO, W. N.; GALHARDO, M. A. B.; OLIVEIRA, S. H. F. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica.** São Paulo: Oficina de texto. Acesso em: 08 set. 2023. , 2012

# ANEXO A – Fluxo do processo de adesão à CCEE



Fonte: CCEE, 2023