



Universidade Federal de Uberlândia
FEELT – Faculdade de Engenharia Elétrica



MARCOS PAULO ARRUDA FREITAS

**ESTUDO COMPARATIVO TÉCNICO E ECONÔMICO PARA OTIMIZAÇÃO DA
ESCOLHA DA CONFIGURAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS VOLTADOS
PARA UTILIZAÇÃO EM SUPERMERCADOS DE MÉDIO PORTE,
CONSIDERANDO AS MUDANÇAS IMPOSTAS PELA LEI 14.300/2022.**

Uberlândia – MG

2024

MARCOS PAULO ARRUDA FREITAS

**ESTUDO COMPARATIVO TÉCNICO E ECONÔMICO PARA OTIMIZAÇÃO DA
ESCOLHA DA CONFIGURAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS VOLTADOS
PARA UTILIZAÇÃO EM SUPERMERCADOS DE MÉDIO PORTE,
CONSIDERANDO AS MUDANÇAS IMPOSTAS PELA LEI 14.300/2022.**

Trabalho apresentado à Faculdade de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia como requisito parcial para conclusão do curso.

Orientador: Prof. Dr. Augusto Wohlgemuth Fleury Veloso da Silveira.

Área de estudo: Geração Distribuída, com foco em Energia Fotovoltaica.

Uberlândia – MG

2024

Ficha Catalográfica Online do Sistema de Bibliotecas da UFU
com dados informados pelo(a) próprio(a) autor(a).

F866
2024

Freitas, Marcos Paulo Arruda, 2000-
Estudo comparativo técnico e econômico para otimização da escolha da configuração de sistemas fotovoltaicos voltados para utilização em supermercados de médio porte, considerando as mudanças impostas pela Lei 14.300 /2022. [recurso eletrônico] / Marcos Paulo Arruda Freitas. - 2024.

Orientador: Augusto Wohlgemuth Fleury Veloso da Silveira.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) - Universidade Federal de Uberlândia, Graduação em Engenharia Elétrica.

Modo de acesso: Internet.

Inclui bibliografia.

Inclui ilustrações.

1. Engenharia elétrica. I. Silveira, Augusto Wohlgemuth Fleury Veloso da, 1981-, (Orient.). II. Universidade Federal de Uberlândia. Graduação em Engenharia Elétrica. III. Título.

CDU: 621.3

Bibliotecários responsáveis pela estrutura de acordo com o AACR2:

Gizele Cristine Nunes do Couto - CRB6/2091
Nelson Marcos Ferreira - CRB6/3074

MARCOS PAULO ARRUDA FREITAS

**ESTUDO COMPARATIVO TÉCNICO E ECONÔMICO PARA OTIMIZAÇÃO DA
ESCOLHA DA CONFIGURAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS VOLTADOS
PARA UTILIZAÇÃO EM SUPERMERCADOS DE MÉDIO PORTE
CONSIDERANDO AS MUDANÇAS IMPOSTAS PELA LEI 14.300/2022.**

Trabalho apresentado à Faculdade de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia como requisito parcial para conclusão do curso.

Orientador: Prof. Dr. Augusto Wohlgemuth Fleury Veloso da Silveira.

Área de estudo: Geração Distribuída, com foco em Energia Fotovoltaica.

Uberlândia, 14 de abril de 2024.

Banca Examinadora:

Augusto Wohlgemuth Fleury Veloso da Silveira –
Prof. Dr. (UFU)

Carlos Eduardo Tavares – Prof. Dr. (UFU)

Luciano Coutinho Gomes – Prof. Dr. (UFU)

Este trabalho é dedicado à minha mãe, Ana Lucia, e ao meu pai, Paulo, que acreditaram nos meus objetivos e sempre me deram o suporte necessário para que eu chegasse até aqui.

AGRADECIMENTOS

Agradeço, primeiramente, aos meus pais que sempre me incentivaram e deram todo o apoio necessário para que eu pudesse concluir meus objetivos.

Agradeço aos grandes amigos que fiz durante a minha graduação que foram de suma importância para que eu pudesse concluí-la, pois, sempre que precisei, eles faziam o possível para me ajudar.

Agradeço à minha parceira, Juliana, que esteve comigo me apoiando em momentos de tensão que enfrentei na vida e na graduação.

Agradeço ao professor Augusto Wohlgemuth Fleury Veloso da Silveira, cuja orientação foi fundamental para a conclusão deste trabalho, além dos conhecimentos que obtive durante a graduação por meio de suas aulas.

Agradeço aos docentes do curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia pela boa formação que obtive através dos conteúdos ensinados em cada disciplina.

“Vencer sem riscos, é triunfar sem glórias.”

(Senna, Ayrton)

Resumo

Este documento visa realizar um estudo comparativo entre os três tipos de usinas solares fotovoltaicas para concluir qual deles se mostra mais vantajoso para ser empregado em um supermercado de médio porte situado em uma cidade de Minas Gerais, considerando as mudanças nas normas instituídas pelo Marco da Geração Distribuída no Brasil. Para tal, foi feita uma coleta de dados advindos de um sistema de monitoramento referente a um gerador já instalado em um supermercado de médio porte na cidade de Ibiá. Também foram coletados dados presentes nas faturas desta unidade consumidora, referentes ao período de outubro de 2023 a fevereiro de 2024. Após isso, foi dimensionado um sistema de cada tipo para suprir as demandas do consumidor e pesquisados os valores necessários para a montagem destas usinas. Por fim, após o cálculo do tempo de retorno do capital necessário para cada tipo de sistema, chegou-se à conclusão de que o gerador conectado à rede se mostra mais vantajoso.

Palavras-chave: Sistema solar fotovoltaico, inversor, módulo fotovoltaico, bateria, supermercado, marco da geração distribuída.

Abstract

This document aims to carry out a comparative study between the three types of photovoltaic solar power plants in order to conclude which one is the most advantageous to be used in a médium-sized supermarket located in a city in Minas gerais, taking into account the changes in standards instituted by the Distributed Generation Framework in Brazil. To this end, data was collected from a monitoring system for a generator already installed in a médium-sized supermarket in the city of Ibiá. Data was also collected from the bills of this consumer unit for the period from October 2023 to February 2024. After this, a system of each type was sized to meet the consumer's demands and the amounts needed to set up these plants were researched. Finally, after calculating the return on capital required for each type of system, it was concluded that the grid-connected generator is more advantageous.

Keywords: *Solar photovoltaic system, inverter, photovoltaic module, Battery, supermarket, distributed generation framework.*

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Geração de eletricidade mundial entre os anos de 2014 e 2024.....	16
Figura 2 – Aumento percentual de consumo energético no Brasil no mês de fevereiro de 2023 em relação a 2022.	17
Figura 3 – Média de aumento da taxa de consumo energético mensal no Brasil, entre os anos de 2022 e 2023.	18
Figura 4 – Variação do consumo de energia elétrica no Brasil entre 2022 e 2023.	18
Figura 5 – Matriz Elétrica Mundial 2021	20
Figura 6 – Matriz Elétrica Brasileira 2022.	21
Figura 7 – Diferença entre a geração tradicional e a geração distribuída.....	22
Figura 8 – Esquemático de um sistema solar fotovoltaico <i>on grid</i>	27
Figura 9 – Estrutura de uma célula fotovoltaica.	28
Figura 10 – Ocorrência do efeito fotovoltaico.....	29
Figura 11 – Conexão entre as células fotovoltaicas constituintes de um módulo fotovoltaico.	30
Figura 12 – Estrutura de um painel fotovoltaico.	31
Figura 13 – Curva Característica I – V de um módulo fotovoltaico.....	32
Figura 14 – Curva característica P – V de um módulo fotovoltaico.	32
Figura 15 – Topologia simplificada de um inversor de onda quadrada.	33
Figura 16 – Transistores T1 e T4 ligados, fornecendo uma tensão positiva nos terminais de saída do inversor de onda quadrada.	34
Figura 17 – Transistores T3 e T2 ligados, fornecendo uma tensão negativa nos terminais de saída do inversor de onda quadrada.	35
Figura 18 – Tensão de saída do inversor de onda quadrada.	35
Figura 19 – Funcionamento do inversor PWM de onda senoidal pura.	37
Figura 20 – Esquema representativo de um sistema solar fotovoltaico com a função <i>Grid Zero</i>	39
Figura 21 – Composição média da tarifa de energia elétrica cobrada no Brasil.	41
Figura 22 – Tarifação para consumidores do Grupo B.....	43
Figura 23 – <i>Datasheet</i> do módulo fotovoltaico Trina TSM – DE18M(II).	52
Figura 24 – <i>Datasheet</i> do inversor fotovoltaico WEG SIW500H ST060.	53
Figura 25 – <i>Datasheet</i> do inversor fotovoltaico WEG SIW400 ST075.	53
Figura 26 – Usina solar fotovoltaica instalada sobre o telhado da unidade consumidora analisada.	54

Figura 27 – Gráfico da variação de potência de saída ao longo do dia 20 de março de 2024 do inversor fotovoltaico WEG SIW500H ST060 – Plataforma <i>Solarview</i>	55
Figura 28 – Gráfico da variação de potência de saída ao longo do dia 20 de março de 2024 do inversor fotovoltaico WEG SIW400 ST075 – Plataforma <i>Goodwe</i>	55
Figura 29 – Gráfico da energia gerada no período de outubro de 2023 a fevereiro de 2024.	56
Figura 30 – Gráfico da energia injetada no período de outubro de 2023 a fevereiro de 2024.	56
Figura 31 – Gráfico do consumo não instantâneo no período de outubro de 2023 a fevereiro de 2024.	57
Figura 32 – Gráfico de consumo simultâneo no período de outubro de 2023 a fevereiro de 2024.	57
Figura 33 – Gráfico do consumo energético total no período de outubro de 2023 a fevereiro de 2024.	58
Figura 34 – Bateria Estacionária Moura Solar 12MS234.	65
Figura 35 – Capacidade de armazenamento das baterias estacionárias solares Moura para cada regime de descarga.	65
Figura 36 – Corrente nominal das baterias estacionárias solares Moura para cada regime de descarga.	66
Figura 37 – Dados técnicos do inversor que será empregado no sistema isolado.	67
Figura 38 – Principais dados técnicos referentes ao módulo escolhido para compor o sistema autônomo.	68
Figura 39 – Ficha de dados do inversor Enphase IQ7AM-72-2 – US.	73
Figura 40 – Ficha técnico do módulo dimensionado.	75

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Exemplo fictício que demonstra a cobrança do custo de disponibilidade para uma UC GD1.	48
Tabela 2 – Exemplo fictício que demonstra como é o cálculo do Fio B para uma UC GD2 em 2024.	49
Tabela 3 – Componentes atuais do sistema estudado.	51
Tabela 4 – VCI e VCSI calculados para a UC analisada, considerando a progressão anual de taxaço com base no Fio B.	60
Tabela 5 – Valor individual dos equipamentos e serviços necessários para instala�o do gerador autônomo.	70
Tabela 6 - Valor individual dos equipamentos e serviços necessários para instala�o do gerado <i>Zero Grid</i>	76

LISTA DE ABREVIATURAS E SILGAS

IEA	<i>International Energy Agency</i> – Agência Internacional de Energia
TWh	Terawatt-hora (unidade de energia)
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
BNEF	<i>Bloomberg Energy Finance</i> (Instituição de divulgação de dados mundiais)
OCDE	Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico
CO ₂	Dióxido de Carbono
BEN	Balanço Energético Nacional
NEO	<i>New Energy Outlook</i> (Novo Panorama de Energia)
ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
UC	Unidade Consumidora
I	Corrente Elétrica
V	Tensão Elétrica
P	Potência Elétrica Ativa
CC	Corrente Contínua
CA	Corrente Alternada
PWM	<i>Pulse Width Modulation</i> (Modulação por Largura de Pulso)
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i> (Rastreamento do Ponto de Máxima Potência)
MLPE	<i>Module-Level Power Electronics</i> (Eletrônica de potência a nível de módulo)
TE	Tarifa de Energia
TUSD	Tarifa sobre o Uso do Sistema de Distribuição
kWh	Quilowatt-hora (unidade de energia)
CPF	Cadastro de Pessoa Física
CNPJ	Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica
MWh	Megawatt-hora (unidade de energia)
REN	Resolução Normativa
GD	Geração Distribuída
MG	Minas Gerais
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
IG	Índice de Geração
kW	Quilowatt (Unidade de potência elétrica ativa)
Wh	Watt-hora (Unidade de energia)

LISTA DE SÍMBOLOS

VPF	Valor Parcial da Fatura
CF	Consumo de Energia Elétrica
TC	Tarifa de Consumo
ICMS	Índice de imposto sobre circulação de mercadorias
VTF	Valor Total da Fatura
VFB	Valor do Fio B
VCI	Valor cobrado por cada unidade de energia compensada pela energia injetada
VCSI	Valor médio mensal cobrado pelo consumo não simultâneo compensado
VMF	Valor médio mensal da fatura de energia
ECOM	Economia Mensal
TRC	Tempo de Retorno Capitalizado
ΔC	Valor do investimento
il	Taxa de Juros Líquida
i	Taxa de juros média mensal
ie	Taxa de aumento mensal médio do custo da energia
ECD	Máxima energia consumida diariamente
CETM	Consumo energético total mensal
DEMNS	Demanda energética máxima não simultânea
PD	Profundidade de descarga
EA	Energia armazenada
NS	Número de baterias conectadas em série
VT	Tensão total do banco de baterias
VB	Tensão nominal de cada bateria
CBB	Capacidade de armazenamento de energia do banco de baterias
CB	Capacidade de armazenamento de energia individual de cada bateria
NP	Número de baterias conectadas em paralelo
PP	Potência de pico
GMM	Geração média mensal do gerador
QM	Quantidade de módulos
EMM0	Economia média mensal do sistema <i>Grid Zero</i>
IT	Corrente elétrica total do banco de baterias

VMF0

Valor médio mensal da fatura de energia com sistema *Grid Zero* instalado

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	16
1.1	Aumento da Demanda Energética	16
1.2	Matriz Elétrica no Brasil e no Mundo	19
1.3	Geração Distribuída e Energia Fotovoltaica	21
1.4	Histórico da Energia Solar Fotovoltaica no Brasil	22
2	OBJETIVO.....	24
3	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	25
3.1	Classificação de Usinas Solares Fotovoltaicas.....	25
3.2	Funcionamento de um Sistema Solar Fotovoltaico	26
3.3	Sistema Tarifário Brasileiro	39
3.4	Alterações Instituídas pela Lei 14.300/2022	44
4	METODOLOGIA.....	49
5	ESTUDO DE CASO	50
5.1	Descrição do Sistema Estudado.....	51
5.2	Geração, Autoconsumo e Consumo Não Simultâneo	54
5.3	Comparação Entre <i>On Grid</i> , <i>Off Grid</i> e <i>Grid Zero</i>	58
6	DISCUSSÃO DOS RESULTADOS	77
7	CONCLUSÃO.....	78
8	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	79

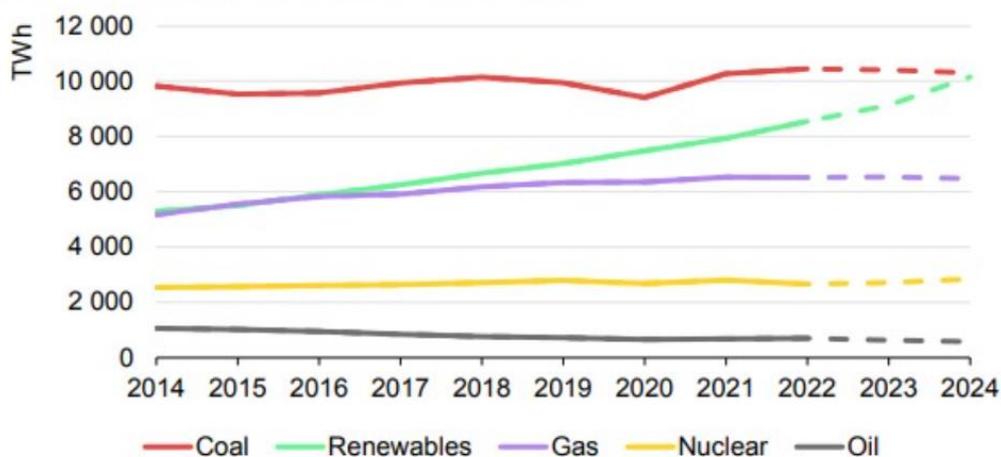
1 INTRODUÇÃO

1.1 Aumento da Demanda Energética

O avanço tecnológico das últimas décadas, impulsionado pelo desenvolvimento científico, tem melhorado significativamente a qualidade de vida humana. Este progresso se reflete no aumento do conforto, na expectativa de vida, na segurança em diversos outros aspectos. No entanto, esse avanço está intimamente ligado ao consumo de energia, especificamente à eletricidade, que se tornou essencial em praticamente todas as esferas da vida, seja em residências, locais de trabalho ou atividades de lazer. À medida em que a sociedade se torna mais complexa tecnologicamente, a demanda por energia elétrica cresce exponencialmente.

Segundo a Agência Internacional de Energia (IEA), em 1980, o consumo mundial de energia elétrica era de aproximadamente 7.000 TWh (terawatt-hora). Estima-se que, até 2030, esse número aumente para cerca de 30.000 TWh. De acordo com o Panorama Mundial de Energia, publicado pela IEA em 2019, o mundo consumia naquela época, cerca de 21.371 TWh de energia, sendo o setor industrial o maior consumidor, com uma demanda de aproximadamente 41,85% deste total. O gráfico a seguir mostra a geração elétrica mundial, dividido pelas fontes utilizadas, entre os anos de 2014 e 2024.

Figura 1 – Geração de eletricidade mundial entre os anos de 2014 e 2024.
Global electricity generation by source, 2014-2024



Fonte 1: Agência Internacional de Energia.

Vale ressaltar que, ainda segundo a IEA, os hábitos de consumo de eletricidade em países desenvolvidos são bem diferentes do que aqueles de países em desenvolvimento. Estima-

se que, nos primeiros, as residências consomem em média dez vezes mais energia elétrica do que as unidades consumidoras dos segundos.

O recente Relatório de Mercado de Eletricidade, publicado em janeiro de 2022 pela IEA, evidenciou que, a nível global, entre os anos de 2020 e 2021, houve um aumento de 6% na demanda por eletricidade, situação impulsionada pela rápida recuperação econômica, após uma amenização da pandemia de Covid-19, assim como pelo agravamento das condições climáticas nos países de clima temperado, nos quais o inverno é mais rigoroso.

O Brasil segue o caminho do mundo em relação ao aumento da demanda por eletricidade: segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) – Órgão vinculado ao Ministério de Minas e Energia, em janeiro de 2023, houve um aumento de 0,6% no consumo de energia elétrica brasileiro em relação ao mesmo mês no ano de 2022. Já em fevereiro, este crescimento foi de 2,2% sobre o ano anterior. Tal fato se deve principalmente à ampliação do uso de aparelhos condicionadores de ar nas residências brasileiras. O setor comercial fica em segundo lugar na responsabilidade por este crescimento da demanda por energia elétrica no Brasil, enquanto o setor industrial vem na terceira posição.

Figura 2 – Aumento percentual de consumo energético no Brasil no mês de fevereiro de 2023 em relação a 2022.



Fonte 2: Empresa de Pesquisa Energética.

É considerável salientar que o consumo energético nacional é variável entre as Unidades Federativas, uma vez que o Brasil é um país de dimensões continentais, portanto cada região possui particularidades quanto à demanda de eletricidade necessária para suprir suas necessidades. O mapa a seguir evidencia a média do aumento da taxa de consumo energético mensal entre os anos de 2022 e 2023 para cada região brasileira.

Figura 3 – Média de aumento da taxa de consumo energético mensal no Brasil, entre os anos de 2022 e 2023.



Fonte 3: Empresa de Pesquisa Energética.

A partir da Figura 3, é possível notar que a região norte do Brasil foi a que apresentou o aumento mais significativo na taxa de consumo energético entre os dois anos em questão. A figura a seguir mostra com mais detalhes a contribuição de cada setor brasileiro no aumento pela demanda energética no país, ocorrido entre os mesmos anos:

Figura 4 – Variação do consumo de energia elétrica no Brasil entre 2022 e 2023.

Consumo (GWh)	EM FEVEREIRO			ATÉ FEVEREIRO			12 MESES		
	2023	2022	%	2023	2022	%	2023	2022	%
SETORES									
BRASIL	42.897	41.977	2,2	85.710	84.569	1,4	509.850	502.534	1,5
RESIDENCIAL	13.681	13.025	5,0	26.992	26.095	3,4	153.851	150.818	2,0
INDUSTRIAL	14.596	14.386	1,5	29.538	29.154	1,3	183.348	182.121	0,7
COMERCIAL	8.173	7.986	2,3	16.252	15.951	1,9	92.792	88.554	4,8
OUTROS	6.447	6.580	-2,0	12.929	13.368	-3,3	79.858	81.041	-1,5

Fonte 4: Empresa de Pesquisa Energética.

A Figura 4 permite observar um crescimento constante dos principais setores da economia nacional, o que, por sua vez, acarreta no aumento da demanda por energia elétrica no país, fator que evidencia a necessidade de expansão do sistema elétrico brasileiro.

De acordo com o *New Energy Outlook 2019* (Novo Panorama de Energia de 2019) publicado pela *Bloomberg Energy Finance* (BNEF), estima-se que até o ano de 2050, a demanda global por energia elétrica deva crescer em 62% e que o aumento pela adesão de

veículos elétricos nas economias integrantes da OCDE (Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico) terá grande responsabilidade por este crescimento. A projeção é que tais automóveis adicionem cerca de 3.950 TWh de energia à demanda global, o que representará 9% da necessidade mundial por eletricidade. Já nos países emergentes, como o Brasil, a BNEF estimou que o grande causador do aumento da demanda energética serão os aparelhos condicionadores de ar, os quais representarão 12,7% da necessidade mundial em 2050, que, em número absolutos, equivale a 5.376 TWh de energia elétrica.

1.2 Matriz Elétrica no Brasil e no Mundo

Antes de se adentrar sobre a composição da matriz elétrica, tanto do Brasil quanto do mundo, é crucial esclarecer a distinção entre os termos “matriz energética” e “matriz elétrica”. O primeiro abrange todas as fontes de energia necessárias para atender às demandas humanas, como o aquecimento de alimentos, o transporte por veículos automotores e a geração de eletricidade; enquanto o segundo termo se concentra nas fontes usadas especificamente para gerar energia elétrica. Este estudo se restringe exclusivamente a esta última definição.

Entre os recursos empregados na geração de energia elétrica, encontram-se as fontes renováveis e as não renováveis de energia. As fontes renováveis são os recursos naturais do planeta usados para gerar eletricidade, os quais são inesgotáveis, permitindo seu uso contínuo devido à sua capacidade de renovação constante. Um exemplo comum de usina que utiliza esse tipo de recurso são as hidrelétricas, que se beneficiam do ciclo da água para manter suas reservas abastecidas. Outros exemplos incluem o vento, capturado pelas turbinas das usinas eólicas, e a luz solar, aproveitada pelas usinas fotovoltaicas. Esses recursos são considerados fontes limpas de geração de energia elétrica, pois não emitem gases de efeito estufa, contribuindo para mitigar as mudanças climáticas globais. Por outro lado, as fontes não renováveis de geração elétrica, como os combustíveis fósseis (petróleo, gás natural e carvão mineral), estão sujeitas ao esgotamento à medida em que são utilizadas, além de liberarem gases poluentes, como o dióxido de carbono (CO₂), que agravam o efeito estufa e as mudanças climáticas.

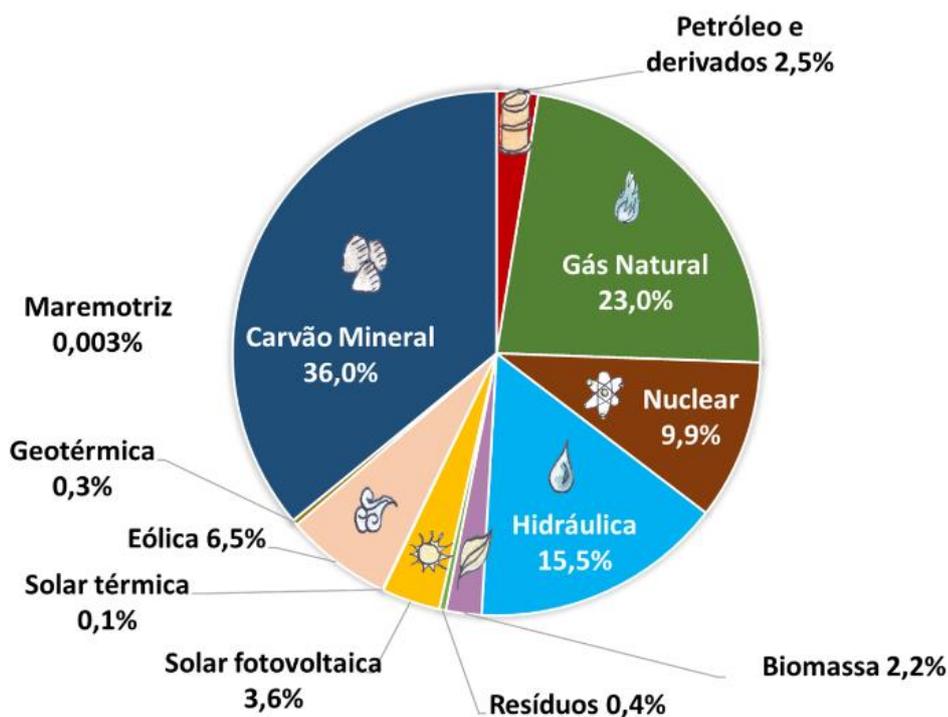
É importante observar que, dentro do grupo das fontes renováveis de geração de eletricidade, a luz solar e o vento são considerados fontes alternativas de energia, uma vez que ainda não são tão amplamente utilizados quanto o recurso hídrico.

Quanto à composição da matriz elétrica, o Brasil destaca-se globalmente por sua ênfase em fontes renováveis, com destaque para a hidrelétrica. Em contraste, muitos outros países,

especialmente os mais desenvolvidos, dependem predominantemente de combustíveis fósseis para sua geração de eletricidade.

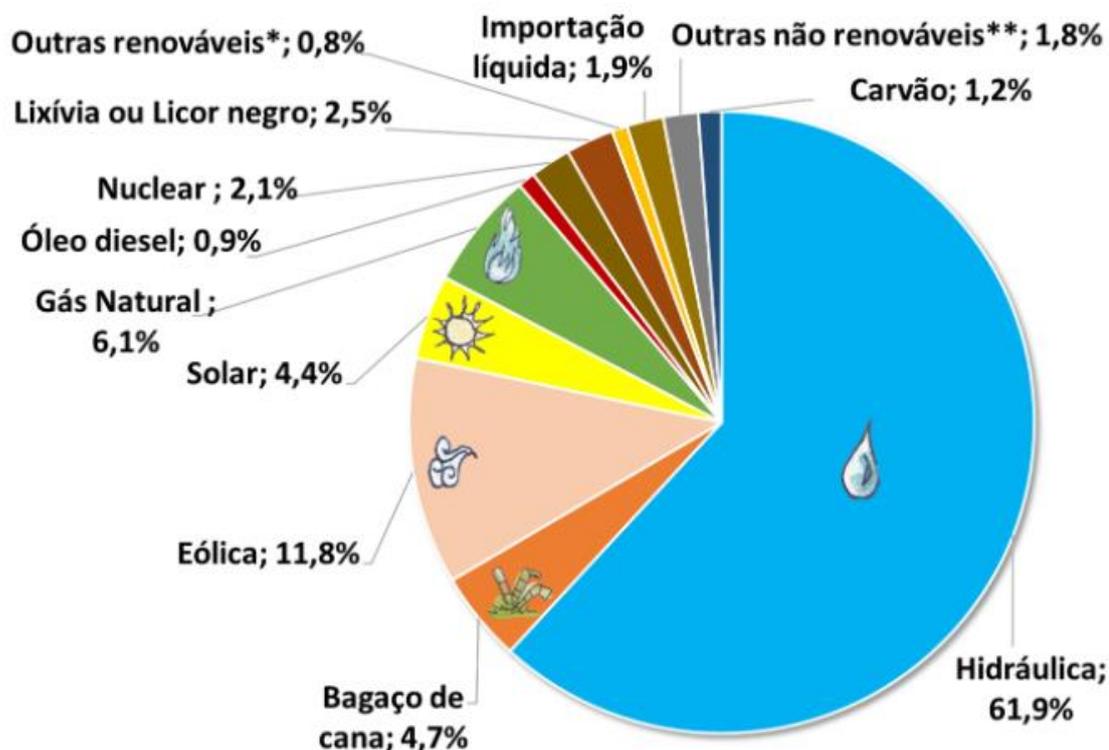
De acordo com o mais recente balanço da Agência Internacional de Energia (IEA), realizado em 2023, as fontes não limpas representavam 61,5% da matriz elétrica mundial em 2021. Já o Balanço Energético Nacional (BEN) de 2023 constatou que, em 2022, a matriz elétrica brasileira era composta por 85,4% de fontes renováveis, incluindo hidráulica, eólica, solar e de biomassa. Esses dados podem ser verificados no site da Empresa de Pesquisa Energética e são evidenciados nos gráficos abaixo:

Figura 5 – Matriz Elétrica Mundial 2021



Fonte 5: *International Energy Agency.*

Figura 6 – Matriz Elétrica Brasileira 2022.



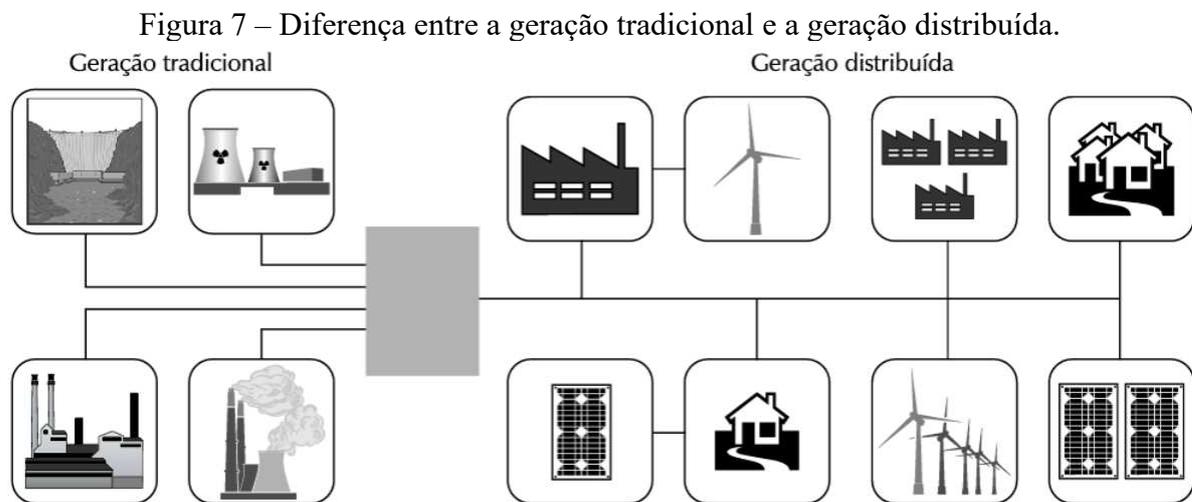
Fonte 6: BEN 2023.

O aumento da preocupação global em relação às mudanças climáticas que ocorrem em nosso planeta atualmente, além do contínuo crescimento da demanda por eletricidade evidenciados neste documento fazem com que cada vez mais as principais economias do mundo se preocupem em gerar energia elétrica a partir de fontes alternativas de energia. O NEO de 2019 da BNEF também projetou que, até o ano de 2050, a geração elétrica advinda do vento e da luz solar corresponderá a 50% da matriz elétrica mundial. O estudo presente neste documento terá foco na energia produzida a partir das usinas fotovoltaicas.

1.3 Geração Distribuída e Energia Fotovoltaica

Quando se pensa em geração distribuída, o senso comum confunde este conceito com a geração de eletricidade por meio de usinas fotovoltaicas. Entretanto há uma distinção entre estes dois termos, que deve ser evidenciada: a geração distribuída consiste na utilização de geradores de forma descentralizada, localizados próximos às unidades de consumo. Além disso, tais geradores também são caracterizados por possuírem uma capacidade de geração bem menor em relação às usinas tradicionais. Já as usinas fotovoltaicas nada mais são do que um tipo específico

de geração distribuída que faz uso da luz solar como fonte para a produção de eletricidade. As usinas de geração distribuída podem utilizar diversos recursos para cumprir sua função, até mesmo fontes não renováveis, como é o caso dos geradores à diesel, os quais são alimentados por um combustível fóssil. Os parques eólicos são outro exemplo de categoria de geração elétrica que está dentro do conceito de geração distribuída. Tais usinas fazem uso da energia cinética dos ventos para a produção de eletricidade. A figura a seguir ilustra a diferença entre as usinas tradicionais e a geração distribuída:



Fonte 7: VILLALVA, Marcelo Gradella; GAZOLI, Jonas Rafael. Energia solar fotovoltaica: Conceitos e aplicações. São Paulo: Érica, 2012. Figura 1.28, p. 30.

1.4 Histórico da Energia Solar Fotovoltaica no Brasil

Foi no ano de 2011 quando a primeira usina fotovoltaica foi instalada no Brasil. Localizada no município de Tauá, no sertão do Ceará, ela representa um marco significativo como a pioneira na geração de eletricidade a partir da luz do sol tanto no Brasil quanto na América Latina. Segundo o Ministério de Minas e Energia, em 2014, ocorreu a primeira contratação de energia solar para geração pública centralizada, ou seja, para a construção de uma usina fotovoltaica de grande porte que não está localizada em centros residenciais.

Segundo um levantamento da Empresa de Pesquisa Energética, apesar da energia solar fotovoltaica corresponder à apenas 2% da matriz elétrica brasileira, ela praticamente dobrou sua participação entre os anos de 2019 e 2020, crescendo de 1% para 1,7%. Além disso, ainda segundo a EPE, entre os anos de 2019 e 2022, houve um crescimento de 200% das usinas solares fotovoltaicas centralizadas e um crescimento de 2000% daquelas que fazem parte da

geração distribuída, as quais estão instaladas principalmente em residências e comércios dos centros urbanos. Segundo o Ministério de Minas e Energia, apenas no ano de 2020, a capacidade instalada em energia solar fotovoltaica obteve um crescimento de 66% no Brasil.

O levantamento realizado pela ABSOLAR (Associação Brasileira de Energia Solar), no ano de 2023, aponta que, no Brasil, naquele ano havia cerca de 2 milhões de sistemas fotovoltaicos instalados no país que são constituintes do sistema de geração distribuída, ou seja, sistemas instalados em telhados de residências, comércios, fábricas, propriedades rurais ou pequenas plantas conectadas diretamente no sistema de distribuição das concessionárias.

Os dados explanados acima demonstram que há uma grande adesão por parte da população brasileira pelo uso da energia solar fotovoltaica. Tal situação se deve principalmente a dois fatores: grande potencial energético que o país possui na utilização desta fonte renovável, uma vez que a irradiação solar global horizontal média do Brasil é em torno de 5,153 Wh/m², segundo dados do Atlas Brasileiro de Energia Solar, e à grande economia recorrente na fatura de energia, quando se faz uso de um sistema solar fotovoltaico.

Visto isso, em 2012, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) reconheceu a necessidade de regular o setor, o que levou à criação da Resolução Normativa 482, como primeiro conjunto de regras a respeito da energia solar fotovoltaica no país. Em 2015, houveram algumas mudanças, o que acarretou na Resolução Normativa 687, a qual ficou em vigor até o ano de 2022. Entretanto, é importante salientar que resoluções normativas são dispositivos legais muito frágeis que podem sofrer alterações a qualquer momento, o que faz com que o setor não tenha projeções futuras muito seguras. Logo, em 2019, começaram a surgir as primeiras discussões a respeito da criação de um marco legal sobre a geração distribuída no Brasil, até que, em 2021, houve a aprovação do PL5829 tanto na Câmara dos Deputados, quanto no Senado. Em 05/01/2022, o presidente em exercício sancionou o projeto de lei, fato que culminou na criação da Lei 14.300/2022, a qual estabeleceu regras sólidas sobre a geração distribuída no Brasil, o que instituiu uma segurança jurídica ao setor para aqueles que querem investir neste tipo de sistema, uma vez que, para mudar uma lei, são necessários muitos processos burocráticos. As diferenças entre as regras vigentes antes e depois do Marco Legal da Geração Distribuída serão explanadas mais à frente neste documento.

2 OBJETIVO

Os sistemas solares fotovoltaicos podem ser classificados de acordo com o tipo de armazenamento da energia excedente que eles possuem. Existem basicamente três classificações: sistemas solares fotovoltaicos *On Grid* (conectado à rede), sistemas solares fotovoltaicos *Off Grid* (utilização de baterias) e sistemas solares fotovoltaicos híbridos (conectados à rede com a utilização de baterias). Antes do marco legal da micro e minigeração distribuída instituído pela criação da Lei 14.300/2022, quando se pensava em instalar uma usina solar, seja em uma unidade consumidora residencial ou comercial, raramente era considerada a possibilidade de se investir em um sistema solar fotovoltaico *off grid* ou híbrido, pois as regras vigentes na época faziam com que o sistema *on grid* fosse bem mais vantajoso economicamente, uma vez que o custo para se instalar uma usina solar dos outros dois tipos é relativamente elevado quando comparado a um sistema conectado à rede.

Entretanto, a chegada na conclusão sobre qual sistema deve-se instalar para suprir as necessidades de uma unidade consumidora deixou de ser simples após as mudanças nas regras a respeito da mini e microgeração distribuída no Brasil, instituídas pela lei 14.300/2022, a qual entrou em vigor no dia 08 de janeiro de 2023. Portanto, após estas alterações, se fez necessário analisar minuciosamente qual tipo de sistema solar fotovoltaico é mais vantajoso, tanto técnica quanto economicamente para a unidade consumidora analisada. Tal escolha é embasada principalmente no hábito de consumo do estabelecimento em questão, ou seja, se a demanda energética do local é maior durante o dia ou à noite.

O presente trabalho possui o objetivo de analisar de forma criteriosa qual configuração de sistema solar fotovoltaico se mostra mais vantajosa, tanto técnica quanto economicamente, para ser aplicada em um supermercado de médio porte localizado no estado de Minas Gerais, considerando as mudanças nas regras sobre mini e microgeração distribuída instituídas pela Lei 14.300/2022.

3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Para realizar a análise proposta neste trabalho, primeiro é necessário entender, com detalhes, o funcionamento de um sistema solar fotovoltaico, os três tipos de usinas solares, o sistema tarifário de energia elétrica brasileiro e as mudanças sobre as regras referentes à micro e minigeração distribuída no Brasil, instituídas pela Lei 14.300/2022.

3.1 Classificação de Usinas Solares Fotovoltaicas

Quando se instala um gerador solar fotovoltaico para suprir a demanda energética de uma unidade consumidora, a energia gerada durante o dia, na maioria das vezes, não é totalmente consumida no momento da geração, portanto é necessário uma forma de armazená-la para que ela seja utilizada durante à noite ou quando o desempenho da usina está reduzido, o que geralmente ocorre quando o céu está nublado, fazendo com que ela não consiga ofertar a quantidade de energia necessária para manter os equipamentos eletroeletrônicos da UC em pleno funcionamento. Logo, de acordo com o tipo de armazenamento para a energia excedente, os sistemas solares fotovoltaicos são divididos entre as seguintes classificações: *On Grid*, *Off Grid* e Híbridos.

- **Sistemas Solares Fotovoltaicos *On Grid*:** correspondem às usinas conectadas à rede da concessionária responsável pela distribuição. Neste tipo de sistema, a energia gerada não utilizada no momento da geração é injetada, contribuindo para o fornecimento de energia para outros consumidores ligados na mesma rede. Esta energia injetada fica contabilizada como crédito para a unidade consumidora onde o gerador está instalado. Este crédito possui a função de compensar o consumo noturno ou o consumo realizado quando a geração da usina não é suficiente para suprir a demanda energética do local no momento da geração, o que faz com que a unidade consumidora tenha que utilizar a energia disponibilizada pelo sistema de distribuição da concessionária. Portanto, de forma simplificada, é como se as usinas solares fotovoltaicas *On Grid* utilizassem o sistema de distribuição como uma grande bateria;
- **Sistemas Solares Fotovoltaicos *Off Grid*:** também denominados de sistemas autônomos, este tipo de usina corresponde àquelas que não possuem nenhum tipo de conexão com o sistema de distribuição de uma concessionária. Eles fazem uso de baterias para armazenar a energia não utilizada durante o momento de geração. Seu emprego é recomendado para unidades consumidoras que possuem uma baixa demanda

energética, devido ao elevado valor das baterias, e para unidades consumidoras em áreas remotas, onde não há acesso à rede de distribuição.

- **Sistemas Solares Fotovoltaicos Híbridos:** correspondem aos geradores fotovoltaicos que estão conectados à rede de distribuição, mas que também possuem baterias para o armazenamento da energia não utilizada durante o momento de geração. Geralmente, este tipo de usina é instalado em unidades consumidoras que possuem cargas cuja alimentação energética não pode ser interrompida em nenhum momento. Portanto as baterias servem como um *backup* para tais cargas prioritárias quando o fornecimento de energia por parte da rede é pausado. Atualmente, a tecnologia de inversores empregados em sistemas híbridos permite que a usina esteja conectada à rede, mas que não seja dependente dela, mesmo sem a utilização de baterias. Esta função é denominada *Grid Zero*. Ela faz com que a usina esteja conectada ao sistema de distribuição, mas não injete energia na mesma. Este tipo de gerador é uma alternativa para os consumidores que possuem um elevado fator de simultaneidade e um baixo consumo não instantâneo, o que torna desnecessário arcar com os altos custos de baterias. Entretanto, é importante ressaltar que, caso a geração esteja baixa, seja por sombreamento ou céu nublado, a função *Grid Zero* não conseguirá suprir a demanda energética da unidade consumidora naquele momento, o que levará ao consumo da energia disponibilizada pelo sistema de distribuição.

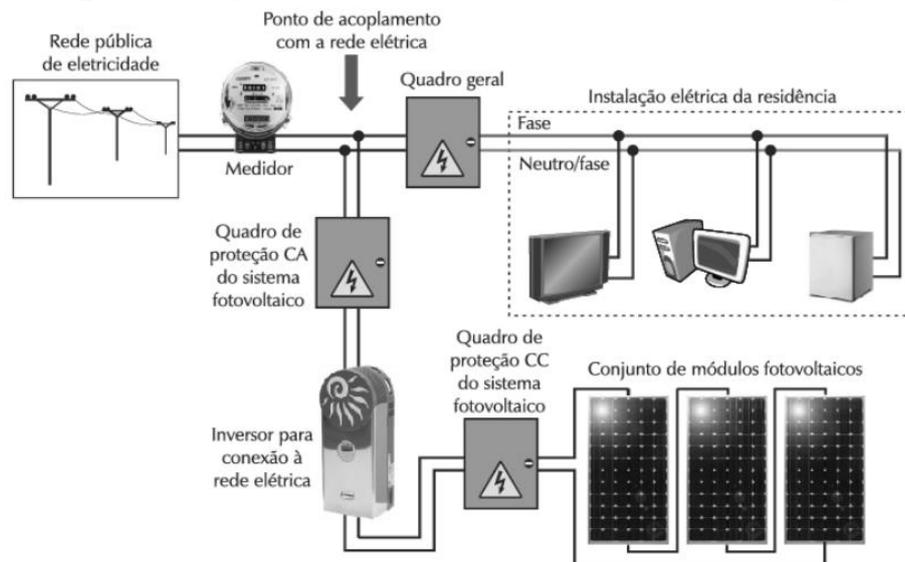
3.2 Funcionamento de um Sistema Solar Fotovoltaico

De forma simplificada, uma usina fotovoltaica, seja ela *on grid*, *off grid* ou híbrida, é composta basicamente por dois equipamentos principais: o módulo fotovoltaico e o inversor solar. O primeiro é responsável pela geração de energia elétrica em corrente contínua, através da captação da luz do sol. Já o segundo possui a função de converter esta energia gerada para corrente alternada, a fim de que ela possa ser consumida pelos equipamentos eletroeletrônicos do local onde a usina está instalada ou injetada na rede do distribuidor de energia, caso este sistema seja do tipo *on grid*.

Os módulos fotovoltaicos, nas usinas de microgeração, geralmente são instalados sobre os telhados das unidades consumidoras para as quais eles devem suprir a energia necessária de acordo com a demanda energética do local. A imagem a seguir contém um esquema que

demonstra o funcionamento de um sistema solar fotovoltaico conectado à rede, o qual é o mais comumente instalado nas unidades consumidoras residenciais e comerciais no Brasil:

Figura 8 – Esquemático de um sistema solar fotovoltaico *on grid*.

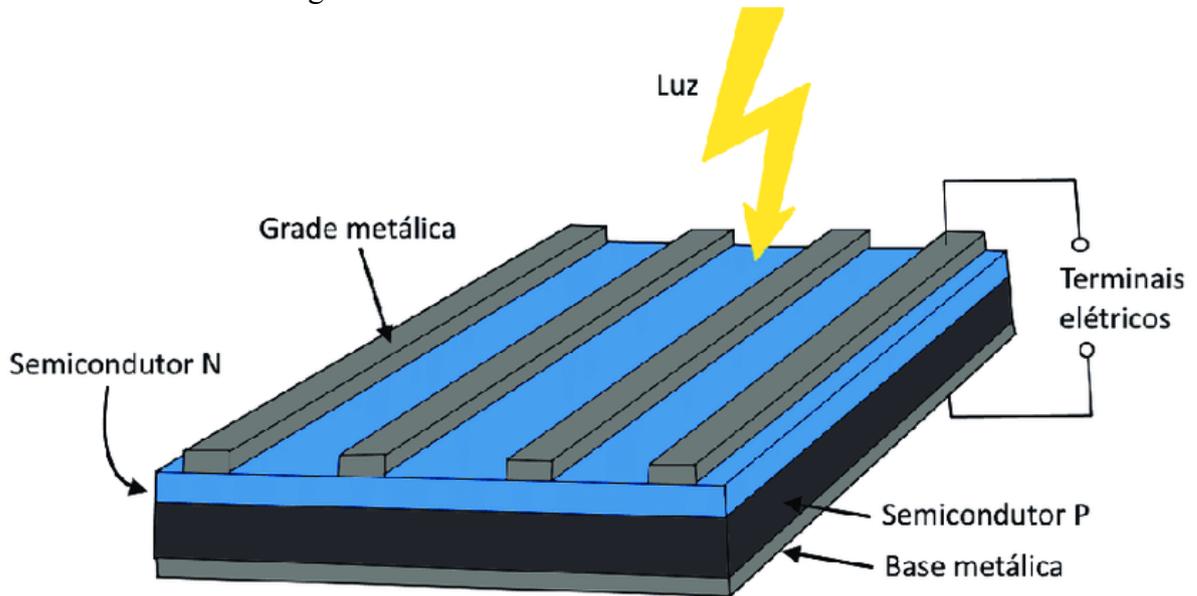


Fonte 8: VILLALVA, Marcelo Gradella; GAZOLI, Jonas Rafael. Energia solar fotovoltaica: Conceitos e aplicações. São Paulo: Érica, 2012. Figura 5.9, p. 153.

- ***Célula Fotovoltaica***

A célula fotovoltaica é o componente primordial de um módulo fotovoltaico. Ela é composta por duas camadas de materiais semicondutores dopados, geralmente por fósforo e boro. A dopagem com a utilização de fósforo acarreta na formação de uma camada de material semicondutor com excesso de elétrons, denominado semicondutor do tipo N. A dopagem por meio do boro gera um material semicondutor com ausência de elétrons, o que leva à formação de lacunas vazias, as quais são carregadas positivamente. Tal material é chamado de semicondutor do tipo P. Além disso, uma célula fotovoltaica também tem em sua constituição uma grade de coletores metálicos e uma base metálica inferior, que fica abaixo da camada de semicondutor do tipo P. O silício é o semicondutor majoritariamente empregado na fabricação de células fotovoltaicas, uma vez que tal elemento é muito abundante no planeta Terra. Ele é obtido a partir da mineração de quartzo, sendo o Brasil um dos grandes produtores mundiais deste minério. A imagem a seguir mostra como é a estrutura de uma célula fotovoltaica:

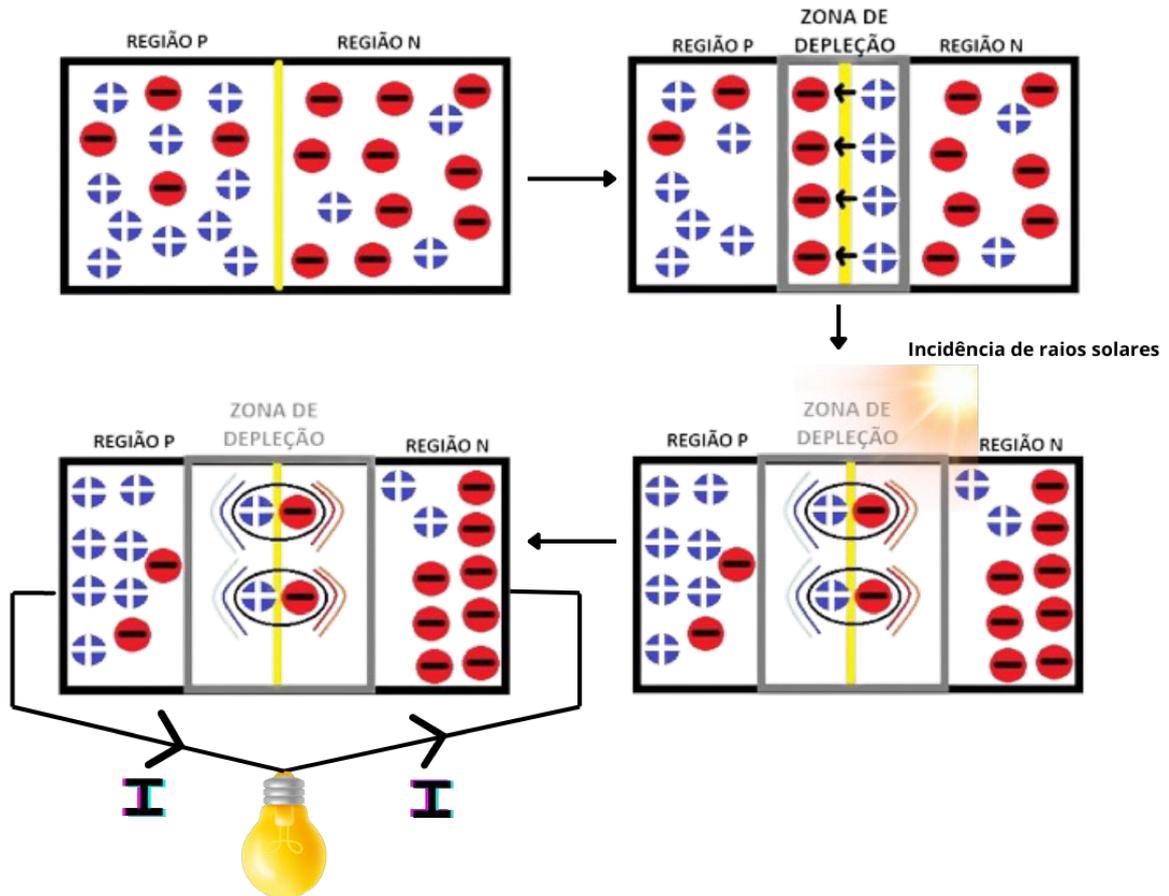
Figura 9 – Estrutura de uma célula fotovoltaica.



Fonte 9: VILLALVA, Marcelo Gradella; GAZOLI, Jonas Rafael. Energia solar fotovoltaica: Conceitos e aplicações. São Paulo: Érica, 2012. Figura 3.1, p. 65.

Quando duas camadas de material semicondutor do tipo N e tipo P são sobrepostas, os elétrons em excesso presentes mais ao centro na camada N migram para as lacunas centrais da camada P, criando uma barreira de potencial, também denominada zona de depleção. Esta barreira é eletronicamente estável, o que impede que os outros elétrons presentes na camada N migrem para a camada P. Quando a radiação eletromagnética advinda da luz solar incide sobre esta célula fotovoltaica, ocorre uma excitação dos elétrons presentes na zona de depleção, os quais passam da banda de valência para a banda de condução. O campo elétrico formado pelos pares elétrons-lacunas na zona de depleção repele os elétrons livres para as extremidades da camada N e as lacunas livres para as extremidades da camada P, gerando assim uma diferença de potencial entre estas duas regiões. Quando estas duas extremidades são conectadas por um material condutor, é gerado um fluxo de elétrons da camada N para a camada P por meio dele, o que configura uma corrente elétrica. A imagem a seguir ilustra a ocorrência do efeito fotovoltaico:

Figura 10 – Ocorrência do efeito fotovoltaico.



Fonte 10: Autor (Marcos Paulo Arruda Freitas).

É importante salientar que a letra “I” presente na Figura 10, representa a corrente elétrica gerada pelo efeito fotovoltaico. Convencionalmente, esta grandeza possui o sentido contrário ao fluxo de elétrons.

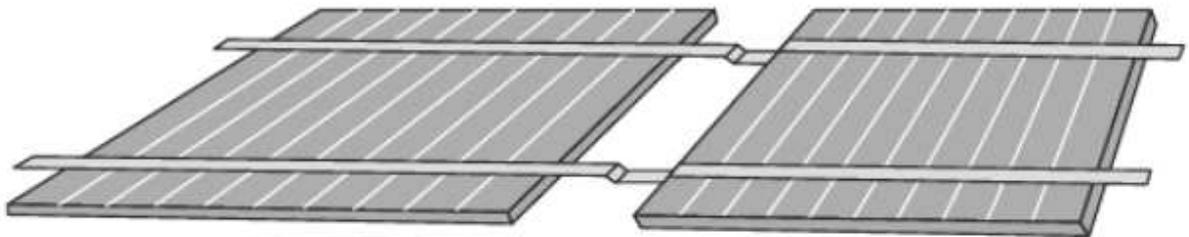
O fenômeno do efeito fotovoltaico foi verificado pela primeira vez pelo físico francês Alexandre Edmon Becquerel, no ano de 1839. Ao iluminar uma bateria com eletrodos de platina e cobre oxidado, imersos em uma solução eletrolítica ácida, o cientista percebeu a geração de uma pequena tensão elétrica. Posterior a este evento, em 1877, dois cientistas ingleses, Day e Adams, conseguiram observar o mesmo tipo de fenômeno ao submeter o selênio, material semiconductor sólido, à luz. O químico polonês, Jan Czochralski, em 1918, desenvolveu um processo para a fabricação de cristais de silício, entretanto, tal descoberta não foi muito empregada na época. Até que, entre as décadas de 1970 e 1990, as pesquisas voltadas para este tipo de tecnologia tiveram um reinício, impulsionadas pela corrida espacial, elas trouxeram

grandes avanços que contribuíram para o desenvolvimento dos módulos fotovoltaicos utilizados hoje em dia nos sistemas de micro e minigeração residenciais e comerciais.

- ***Módulo Fotovoltaico***

Os módulos fotovoltaicos são equipamentos compostos por um conjunto de células fotovoltaicas conectadas em série, a fim de que a tensão gerada seja suficiente para ser fornecida a dispositivos eletroeletrônicos. Tal arranjo é realizado conectando o terminal negativo de uma célula ao positivo de outra, assim, a tensão gerada por cada uma delas é somada. Este tipo de conexão é mostrado na figura a seguir:

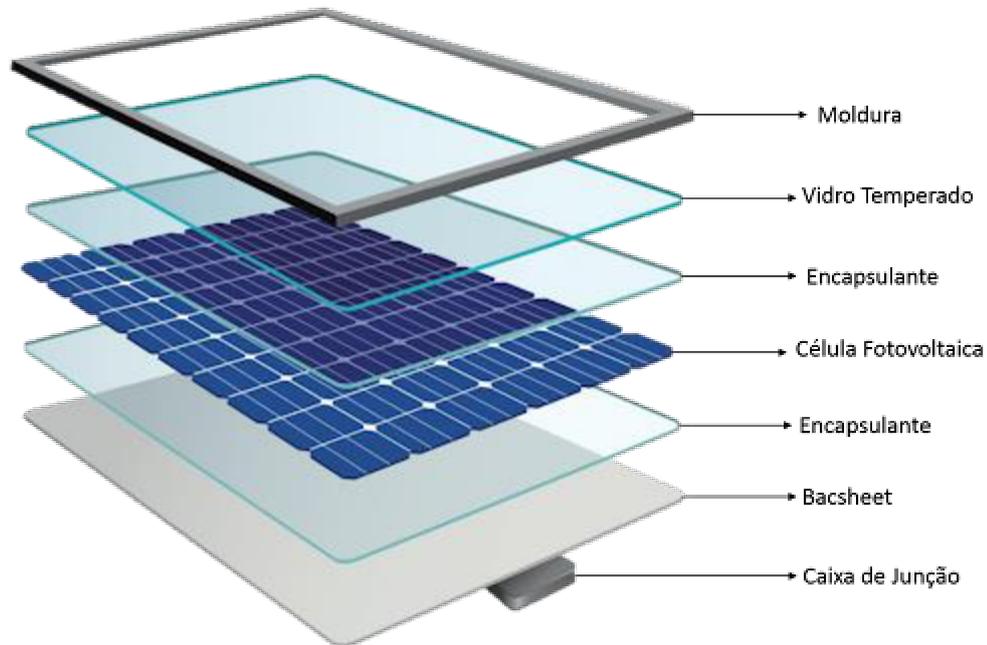
Figura 11 – Conexão entre as células fotovoltaicas constituintes de um módulo fotovoltaico.



Fonte 11: VILLALVA, Marcelo Gradella; GAZOLI, Jonas Rafael. Energia solar fotovoltaica: Conceitos e aplicações. São Paulo: Érica, 2012. Figura 3.12, p. 74.

Um painel fotovoltaico, popularmente conhecido como placa solar, é fabricado da seguinte forma: as células fotovoltaicas, as quais estão conectadas entre si, são prensadas por dentro de lâminas de plástico, compondo o módulo fotovoltaico. Este módulo é sobreposto por uma lâmina de vidro, a qual é envolta por uma moldura de alumínio. A imagem a seguir mostra a composição desta estrutura:

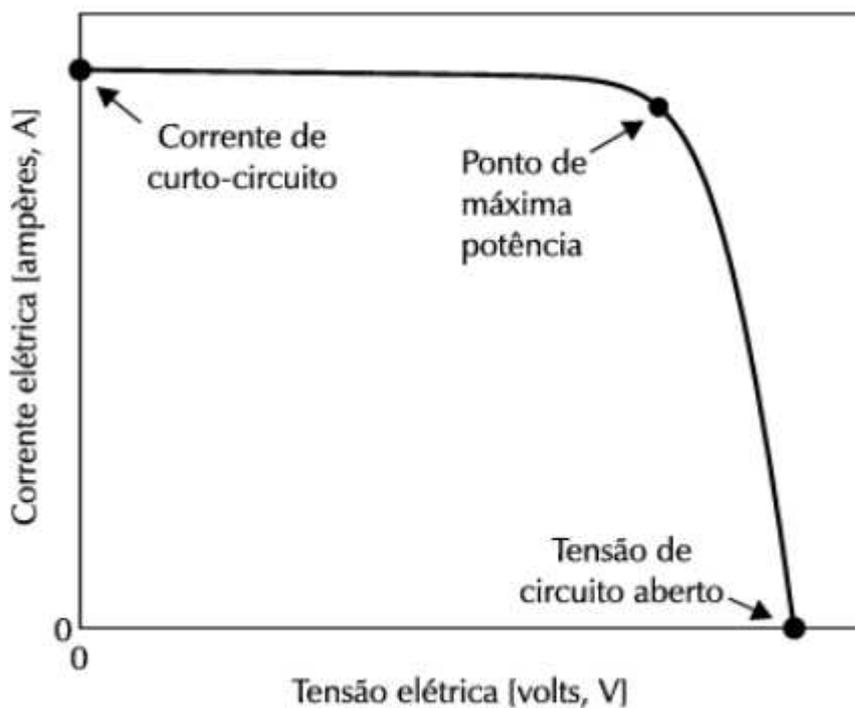
Figura 12 – Estrutura de um painel fotovoltaico.



Fonte 12: Minha Casa Solar.

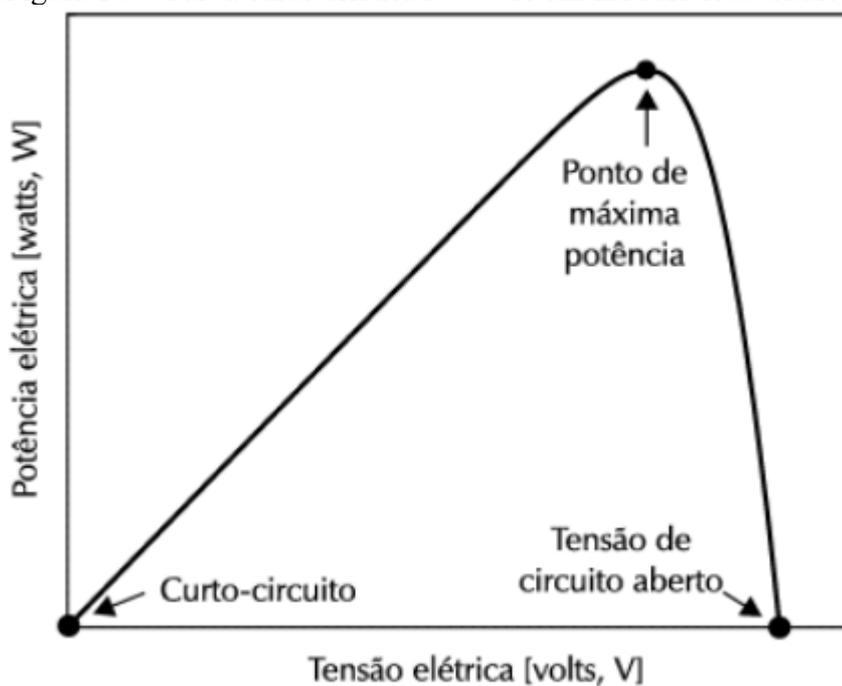
É importante salientar que os painéis fotovoltaicos não se comportam como uma fonte de eletricidade convencional, uma vez que a corrente elétrica fornecida por este equipamento varia de acordo com a irradiação solar incidente sobre ele. Portanto, existe uma curva característica que relaciona a tensão e a corrente de saída do módulo fotovoltaico, denominada curva $I - V$, a qual varia de acordo com as condições de irradiação sobre as quais o módulo se encontra. A partir dela, é possível traçar outra curva característica que relaciona a potência com a tensão fornecida pelo painel, denominada curva $P - V$. Estes gráficos são de suma importância para entender o funcionamento de um sistema fotovoltaico, uma vez que, a partir deles, é retirado o ponto de máxima potência fornecida pelo módulo para a condição de irradiância na qual ele se encontra, sendo este o ponto no qual o módulo fotovoltaico deve sempre operar, para que a geração de energia elétrica através da captação da luz solar seja a mais eficiente possível.

Figura 13 – Curva Característica I – V de um módulo fotovoltaico.



Fonte 13: VILLALVA, Marcelo Gradella; GAZOLI, Jonas Rafael. Energia solar fotovoltaica: Conceitos e aplicações. São Paulo: Érica, 2012. Figura 3.16, p. 77.

Figura 14 – Curva característica P – V de um módulo fotovoltaico.



Fonte 14: VILLALVA, Marcelo Gradella; GAZOLI, Jonas Rafael. Energia solar fotovoltaica: Conceitos e aplicações. São Paulo: Érica, 2012. Figura 3.17, p. 77.

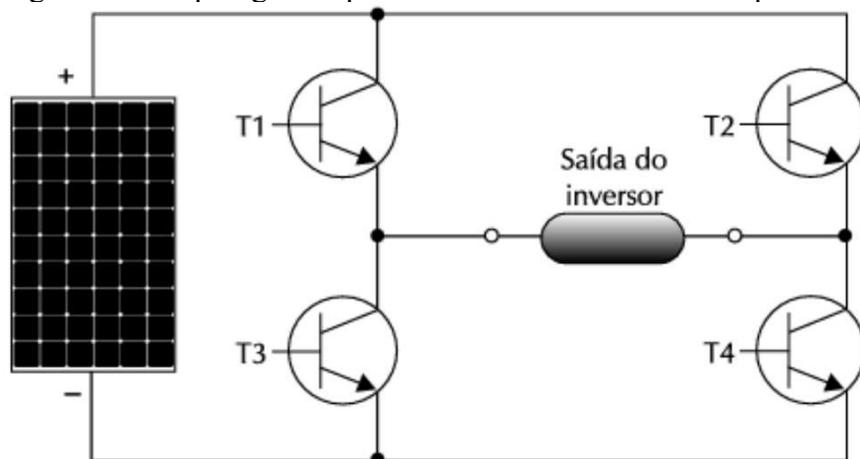
Nas figuras 13 e 14, existem alguns pontos importantes nas curvas características de um módulo fotovoltaico. O ponto denominado corrente de curto-circuito, refere-se ao valor de maior corrente elétrica fornecida pelo módulo, o qual ocorre quando seus terminais estão curto-circuitados, ou seja, a resistência é praticamente nula. Já o ponto de tensão de circuito aberto refere-se ao valor de maior tensão elétrica fornecida pelo módulo, o qual ocorre quando não há nada ligado em seus terminais, ou seja, o circuito encontra-se aberto. Estes pontos são parâmetros importantes a serem considerados para o dimensionamento de uma usina fotovoltaica.

- **Inversores Fotovoltaicos**

Dentro de um sistema solar fotovoltaico, os inversores são os equipamentos eletrônicos responsáveis por converter a eletricidade em corrente contínua gerada pelos módulos fotovoltaicos para corrente alternada, permitindo que esta energia seja consumida pelos dispositivos eletroeletrônicos presentes na unidade consumidora onde o gerador está instalado. Os inversores fazem parte da família de conversores estáticos, pois realizam a conversão CC-CA sem haver movimento rotativo, como é o caso das máquinas elétricas.

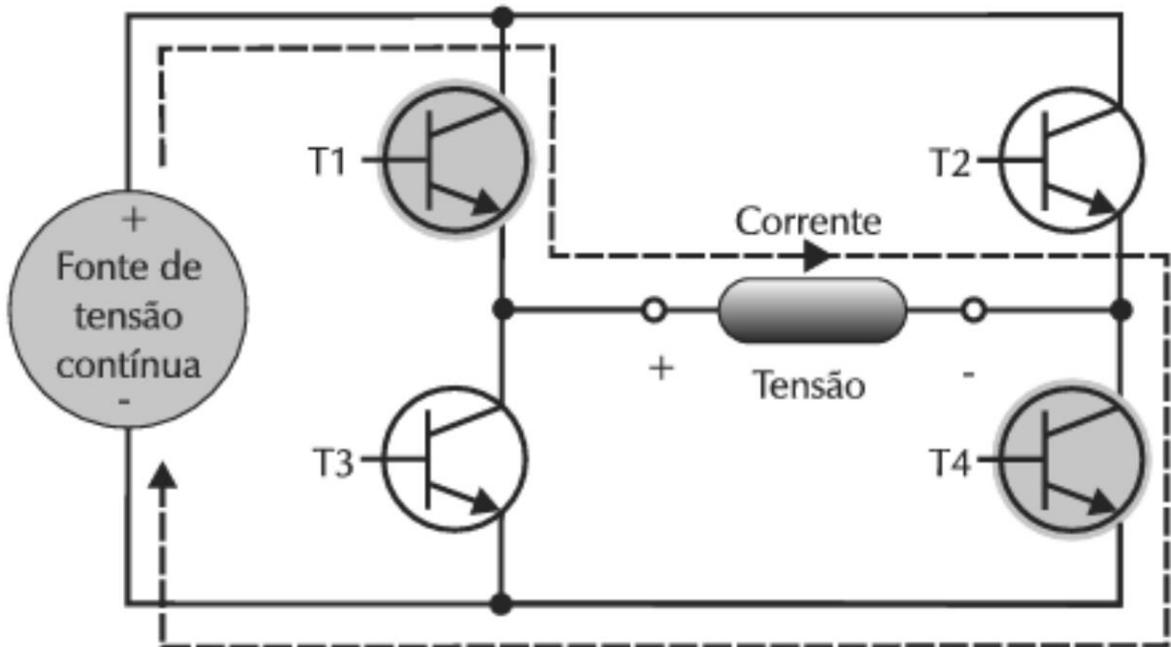
A topologia básica de um inversor é composta por quatro chaves eletrônicas, denominadas transistores os quais permitem ou interrompem a passagem de corrente elétrica dependendo do seu estado momentâneo, que pode ser ligado ou desligado. A figura a seguir ilustra o circuito de um inversor de onda quadrada, o qual é o tipo mais simples:

Figura 15 – Topologia simplificada de um inversor de onda quadrada.



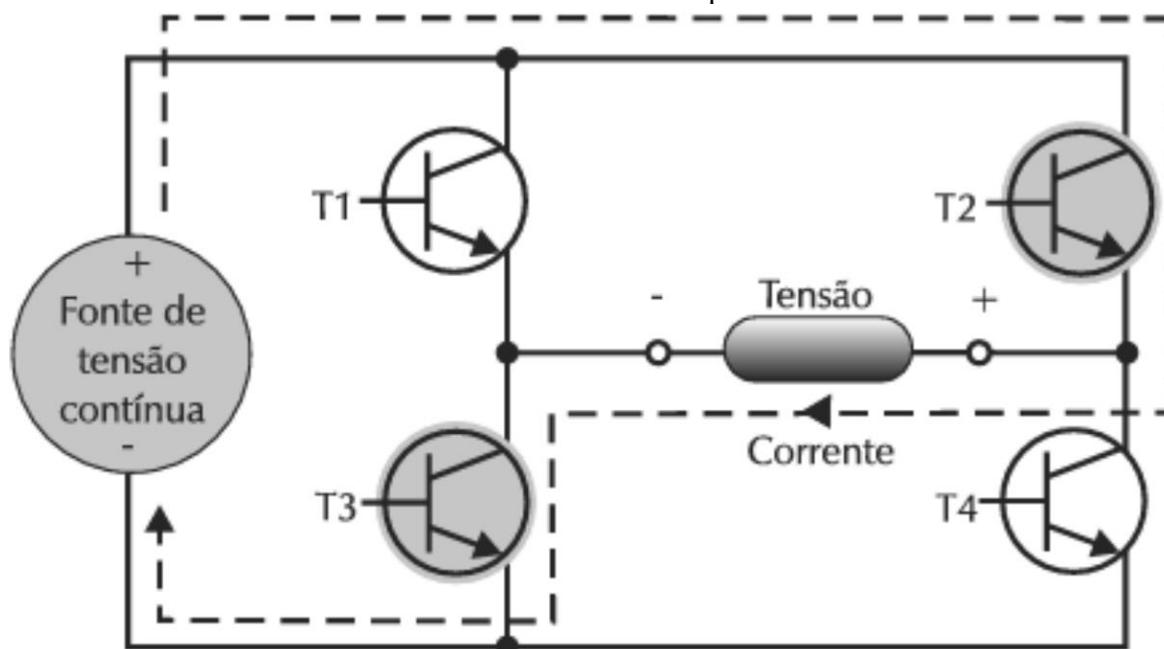
Em um primeiro momento os transistores T1 e T4 estão ligados, permitindo a passagem de corrente elétrica por eles. Ao mesmo tempo, os transistores T3 e T2 permanecem desligados, o que interrompe a passagem de corrente elétrica por estas duas chaves. Assim, este inversor fornece uma tensão positiva nos seus terminais de saída. Em um segundo momento, ocorre o contrário: os transistores T1 e T4 permanecessem desligados, enquanto T3 e T2 ficam ligados, fornecendo uma tensão de saída com o mesmo valor absoluto, porém negativa. Assim, estas chaves eletrônicas alternam-se entre ligadas e desligadas, fornecendo uma forma de tensão de saída quadrada e alternada, a partir de uma fonte de tensão de entrada contínua. As figuras abaixo ilustram estas etapas descritas:

Figura 16 – Transistores T1 e T4 ligados, fornecendo uma tensão positiva nos terminais de saída do inversor de onda quadrada.



Fonte 16: VILLALVA, Marcelo Gradella; GAZOLI, Jonas Rafael. Energia solar fotovoltaica: Conceitos e aplicações. São Paulo: Érica, 2012. Figura 4.31, p. 120.

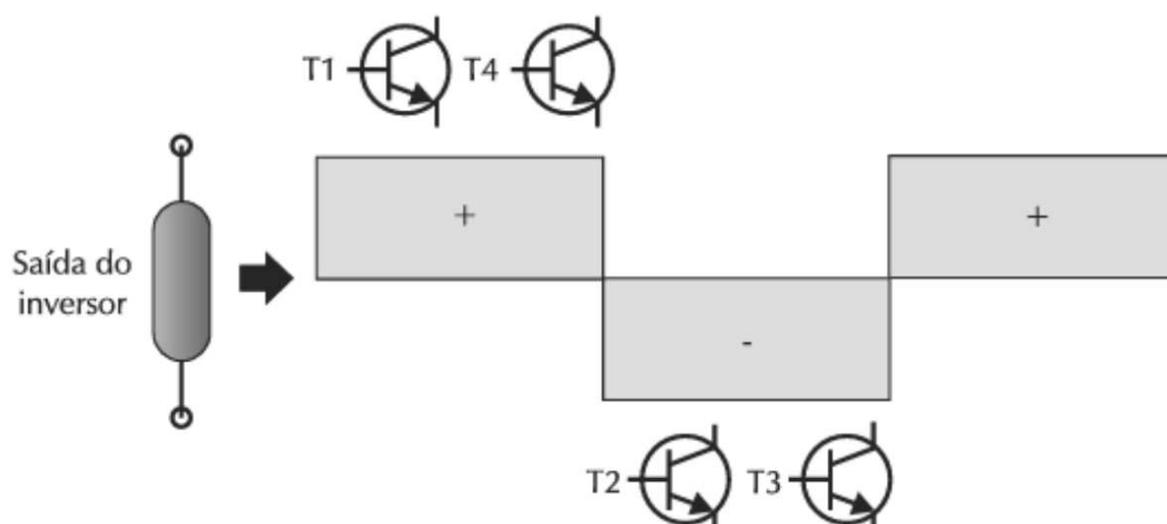
Figura 17 – Transistores T3 e T2 ligados, fornecendo uma tensão negativa nos terminais de saída do inversor de onda quadrada.



Fonte 17: VILLALVA, Marcelo Gradella; GAZOLI, Jonas Rafael. Energia solar fotovoltaica: Conceitos e aplicações. São Paulo: Érica, 2012. Figura 4.31, p. 120

A Figura 18 ilustra a onda de tensão de saída do inversor de onda quadrada:

Figura 18 – Tensão de saída do inversor de onda quadrada.

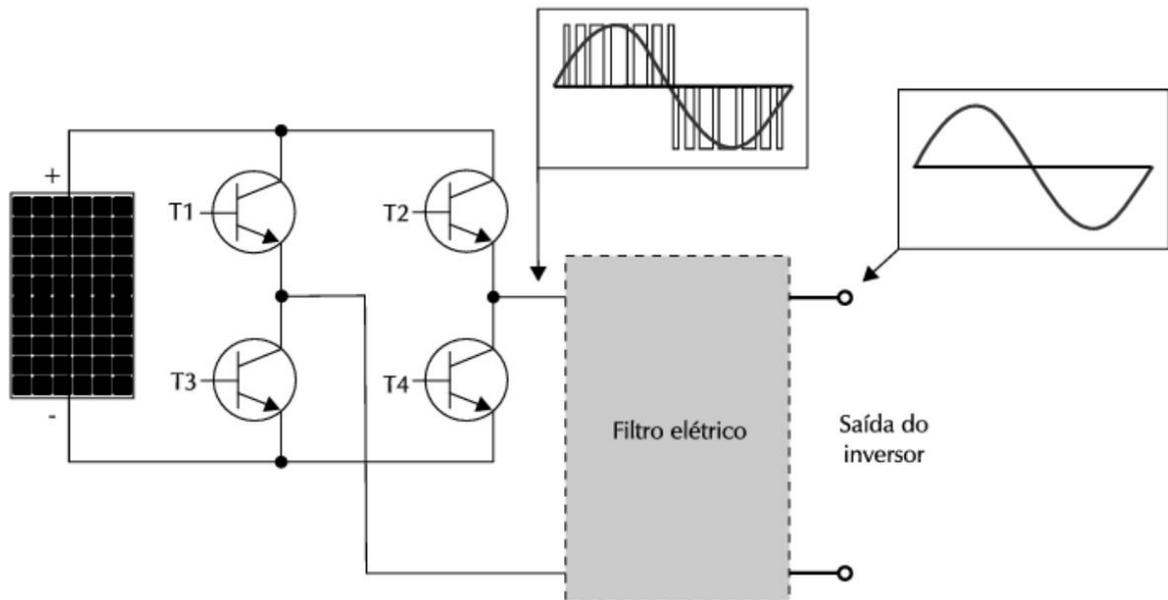


Fonte 18: VILLALVA, Marcelo Gradella; GAZOLI, Jonas Rafael. Energia solar fotovoltaica: Conceitos e aplicações. São Paulo: Érica, 2012. Figura 4.32, p. 121

Os inversores comerciais empregados em sistemas solares fotovoltaicos são bem mais complexos do que os de onda quadrada, com a presença de outros componentes, como: indutores, capacitores e um microprocessador digital. Além disso, para que a energia gerada em uma usina solar fotovoltaica seja consumida pelos equipamentos presentes na unidade consumidora e também para que o sistema possa ser conectado à rede de distribuição, é necessário que o conversor CC-CA produza em sua saída uma forma de onda de corrente que seja uma senoide quase perfeita na frequência de 60 Hz. É importante ressaltar que os inversores utilizados em geradores *On Grid* operam como fonte de corrente, uma vez que a tensão é imposta pela rede de distribuição.

Logo, em usinas solares fotovoltaicas, sejam elas de qualquer um dos três tipos explicados anteriormente, são empregados os inversores PWM (*Pulse Width Modulation*) de onda senoidal pura. Este dispositivo funciona pelo princípio da modulação por largura de pulso. Para entender este conceito, é necessário visualizar a Figura 15: em um primeiro momento os transistores T1 e T4 são ligados e desligados em uma alta frequência, modificando a quantidade de tempo em que eles ficam ligados após cada desligamento, fazendo com que a tensão média em cada momento ligado vá se alterando até chegar no pico. Após o pico, é feito o mesmo procedimento até que a tensão média passe a ser nula. O mesmo processo é empregado nos transistores T3 e T2, entretanto as tensões médias fornecidas possuem sinal negativo. Logo, a modulação por largura de pulso faz com que o inversor produza uma onda senoidal em sua saída com frequência fundamental de 60 Hz (o que é obtido pela frequência de chaveamento dos transistores) adicionada a distorções harmônicas de alta frequência. Para evitar que estes ruídos se propaguem pela instalação elétrica na qual o inversor está conectado, é adicionado um filtro harmônico de alta frequência antes dos terminais de saída do conversor CC-CA. A figura a seguir ilustra de forma didática este mecanismo:

Figura 19 – Funcionamento do inversor PWM de onda senoidal pura.



Fonte 19: VILLALVA, Marcelo Gradella; GAZOLI, Jonas Rafael. Energia solar fotovoltaica: Conceitos e aplicações. São Paulo: Érica, 2012. Figura 4.35, p. 125

Para que uma usina solar fotovoltaica opere de forma eficiente, é necessário que o inversor fotovoltaico faça a conversão CC-CA de modo a extrair do módulo fotovoltaico a máxima potência possível sob as condições de iluminação em que ele se encontra. O microprocessador digital presente neste equipamento é o componente responsável por executar esta função. Ele possui um algoritmo denominado MPPT (*Maximum Power Point Tracking* – Rastreamento do Ponto de Máxima Potência), o qual monitora continuamente os parâmetros de tensão e corrente na entrada do inversor e realiza ajustes em tempo real no seu modo de operação, de forma que a conversão de energia de corrente contínua para alternada ocorra com o máximo aproveitamento da potência fornecida pelo módulo fotovoltaico sob as condições em que ele se encontra. De acordo com o modo de aplicação do MPPT nos inversores fotovoltaicos, estes equipamentos podem ser classificados em dois grandes grupos:

- **Inversores *String*:** correspondem aos conversores CC-CA que fazem o rastreamento do ponto de máxima potência de um arranjo de módulos ligados em série. A utilização deste tipo de inversor é recomendada para geradores solares fotovoltaicos instalados em locais onde não há nenhuma possibilidade de sombreamento, uma vez que o algoritmo MPPT sempre utilizará o ponto de máxima potência do módulo que possui a menor potência instantânea naquele momento, desperdiçando a energia CA que poderia ser

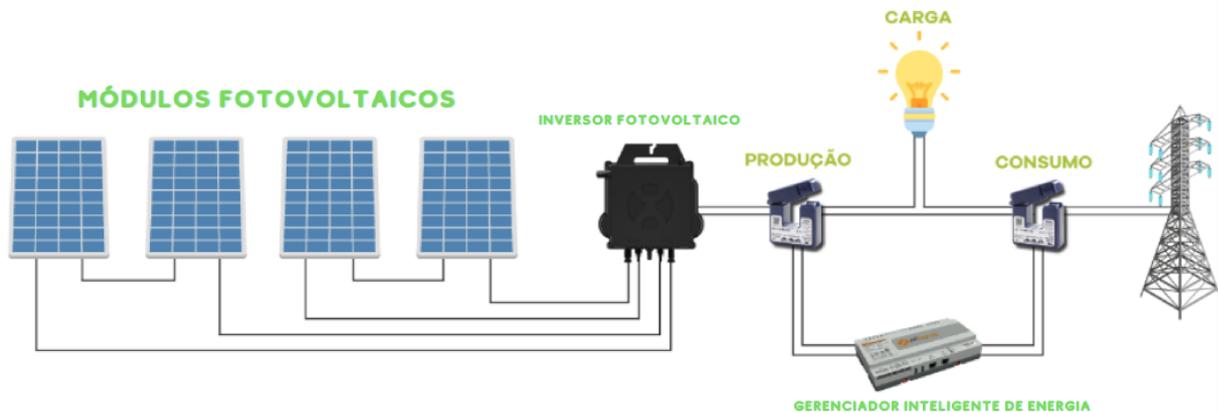
gerada pelo fornecimento de potência dos painéis que se encontram sob iluminação plena;

- **Inversores MLPE:** popularmente denominados microinversores, por possuírem um tamanho menor em relação aos inversores *string*, este tipo de equipamento usufrui da tecnologia MLPE (*Module-Level Power Electronics* – Eletrônica de potência a nível de módulo). Os conversores que fazem uso deste mecanismo aplicam o algoritmo MPPT individualmente para cada módulo fotovoltaico, o que faz com que a baixa potência de um painel que se encontra sob sombreamento não interfira no rendimento dos módulos que estão totalmente iluminados pela luz solar. O emprego dos inversores MLPE é recomendado para geradores solares fotovoltaicos instalados sobre telhados onde há sombreamento em diferentes pontos ao longo do dia, pois a geração será mais otimizada.

Para realizar o estudo de caso proposto neste trabalho, é necessário entender o funcionamento da função *Grid Zero* presente nos inversores empregados em sistemas solares fotovoltaicos híbridos. Os conversores que possuem esta atribuição limitam a potência CA de saída do equipamento de modo que a energia gerada seja suficiente apenas para alimentar as cargas da unidade consumidora ligadas no momento da geração, sem que haja exportação de excedente para a rede de distribuição.

Para que isso seja possível, é necessário adicionar ao sistema um gerenciador de energia inteligente, conectado no ponto de ligação entre a unidade consumidora e a rede de distribuição. Tal dispositivo mede tanto a energia gerada quanto a que está sendo consumida instantaneamente pelos equipamentos presentes na unidade consumidora. Assim, quando o gerenciador detecta um fluxo de corrente para a rede, ele emite um sinal para o inversor, fazendo com que ele altere seu modo de operação em tempo real, de forma que a potência CA de saída seja reduzida até que a corrente reversa chegue a zero. O esquema a seguir ilustra a composição de um sistema solar fotovoltaico com a função de interromper a exportação de energia para a rede de distribuição:

Figura 20 – Esquema representativo de um sistema solar fotovoltaico com a função *Grid Zero*.



Fonte 20: Ecori Energia Solar. Disponível em: <https://www.ecorienergiasolar.com.br/artigo/grid-zero---como-funciona---suas-aplicacoes-e-homologacao-na-distribuidora-de-energia-eletrica>. Acessado em 9 de abril de 2024.

É importante salientar que, tanto as correntes elétricas referentes ao consumo da unidade consumidora quanto as advindas da geração solar, possuem valores elevados, os quais não são suportados por um equipamento eletrônico de processamento de dados, por isso é necessário a presença de transformadores de corrente no sistema para que o gerenciador inteligente de energia possa cumprir sua função.

3.3 Sistema Tarifário Brasileiro

As regras referentes à prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, as quais englobam a forma como uma conta de energia é faturada para os consumidores, são reguladas pela Agência Nacional de Energia Elétrica, através da Resolução Normativa Aneel N° 1000, de 07 de dezembro de 2021.

A tarifa de energia elétrica no Brasil é formada por duas grandes componentes: a TE e a TUSD.

- **TE:** é a tarifa de energia, ou seja, é o valor cobrado pela quantidade de energia, medida em kWh (Quilowatt-hora) utilizada por uma unidade consumidora durante o ciclo de faturamento. A TE corresponde a 50% do valor faturado em uma conta de energia, sendo que 38% equivalem ao consumo da energia elétrica em si e 12% correspondem a impostos, tanto federais quanto estaduais.

- **TUSD:** é a tarifa sobre o uso do sistema de distribuição. Para que a energia elétrica chegue às unidades consumidoras finais, é necessário a utilização de diversos equipamentos, como cabamentos, transformadores, postes, torres de transmissão, dispositivos de proteção e aparelhos de segurança. Além disso, também há um custo operacional relacionado aos profissionais responsáveis pela manutenção da rede elétrica brasileira. Portanto a TUSD é a tarifa cobrada pelo uso de toda esta estrutura que compõe o Sistema Interligado Nacional, a qual permite o acesso à energia elétrica das unidades consumidoras. A TUSD corresponde aos outros 50% do valor faturado em uma conta de energia elétrica e é subdivida em quatro outros componentes, os quais são:
 1. **Fio A:** componente referente aos custos do transporte de energia elétrica pelo sistema de transmissão, o qual é responsável por transmiti-la de um grande ponto de geração para subestações próximas a um aglomerado de unidades consumidoras finais. O fio A corresponde a 6% da TUSD;
 2. **Fio B:** componente referente aos custos do transporte de energia elétrica pelo sistema de distribuição, o qual é responsável por distribuí-la dentro de uma região com alta densidade de unidades consumidoras finais. O fio B corresponde a 28% da TUSD;
 3. **Perdas:** dentro do sistema de distribuição, existem duas formas para que a energia elétrica distribuída seja classificada como perda: por efeito Joule (aquecimento) ocorrido nos equipamentos que compõem o sistema de distribuição, e por consumo de energia realizado de forma irregular por algumas unidades consumidoras, o qual é popularmente denominado como “Gato”. Tais perdas são contabilizadas pelas concessionárias e o custo referente a elas são divididos entre todos os clientes pagantes que não possuem irregularidades em sua instalação elétrica. As perdas correspondem a 8% da TUSD;
 4. **Encargos:** é o componente referente aos impostos federais e estaduais cobrados sobre a TUSD, os quais correspondem a 8% deste componente tarifário.

Vale ressaltar que, tanto a TE quanto a TUSD possuem variações de valores dependendo da região brasileira onde a conta de energia elétrica é faturada. O Fio B é o componente que mais sofre variação do seu valor e o principal critério para isso é a densidade de consumidores

na região. Quanto maior a quantidade de unidades consumidoras em uma área de distribuição, menor é a distância entre elas, o que diminui os custos com os equipamentos que compõem o sistema de distribuição. Além disso, locais onde a densidade de consumidores é elevada, há a presença de mais clientes pagantes, o que faz com que a concessionária possa ratear entre mais pessoas o custo para manter o funcionamento do sistema de distribuição. Em áreas muito grandes, mas que contêm uma baixa quantidade de unidades consumidoras, a dificuldade para se distribuir a energia elétrica aumenta, devido à elevada distância entre os pontos de consumo. Ademais, a presença de menos clientes pagantes faz com que a concessionária tenha que dividir os custos da distribuição entre menos pessoas, o que aumenta o custo do Fio B nestas regiões. A imagem a seguir ilustra um resumo da composição média da tarifa de energia aplicada em território nacional.

Figura 21 – Composição média da tarifa de energia elétrica cobrada no Brasil.



Fonte 21: Tabenergia, disponível em <https://tabenergia.com.br/blog/te-e-tusd/>, acessado em 30 de março de 2024.

Para o faturamento da conta de energia elétrica, também é considerado em qual tipo de unidade consumidora o ponto de consumo analisado se enquadra. Para isso, a Aneel classifica em dois grandes grupos as unidades consumidoras brasileiras: o Grupo Tarifário A e o Grupo Tarifário B. O critério para esta classificação é a tensão de fornecimento da unidade consumidora. Fazem parte do Grupo A, os consumidores cuja tensão de fornecimento varia entre 2,3 e 230kV. Tal grupo é constituído principalmente pelas grandes indústrias.

O estudo de caso proposto no presente trabalho tem o objetivo de analisar um supermercado de médio porte situado no estado de Minas Gerais, o qual é um tipo de

estabelecimento enquadrado no Grupo B. Esta classificação de unidade consumidora engloba todos os consumidores cuja tensão de fornecimento é inferior a 2,3kV, ou seja, consumidores de baixa tensão. Dentro do Grupo B, existe uma subdivisão, que depende de qual tipo de estabelecimento está sendo analisado:

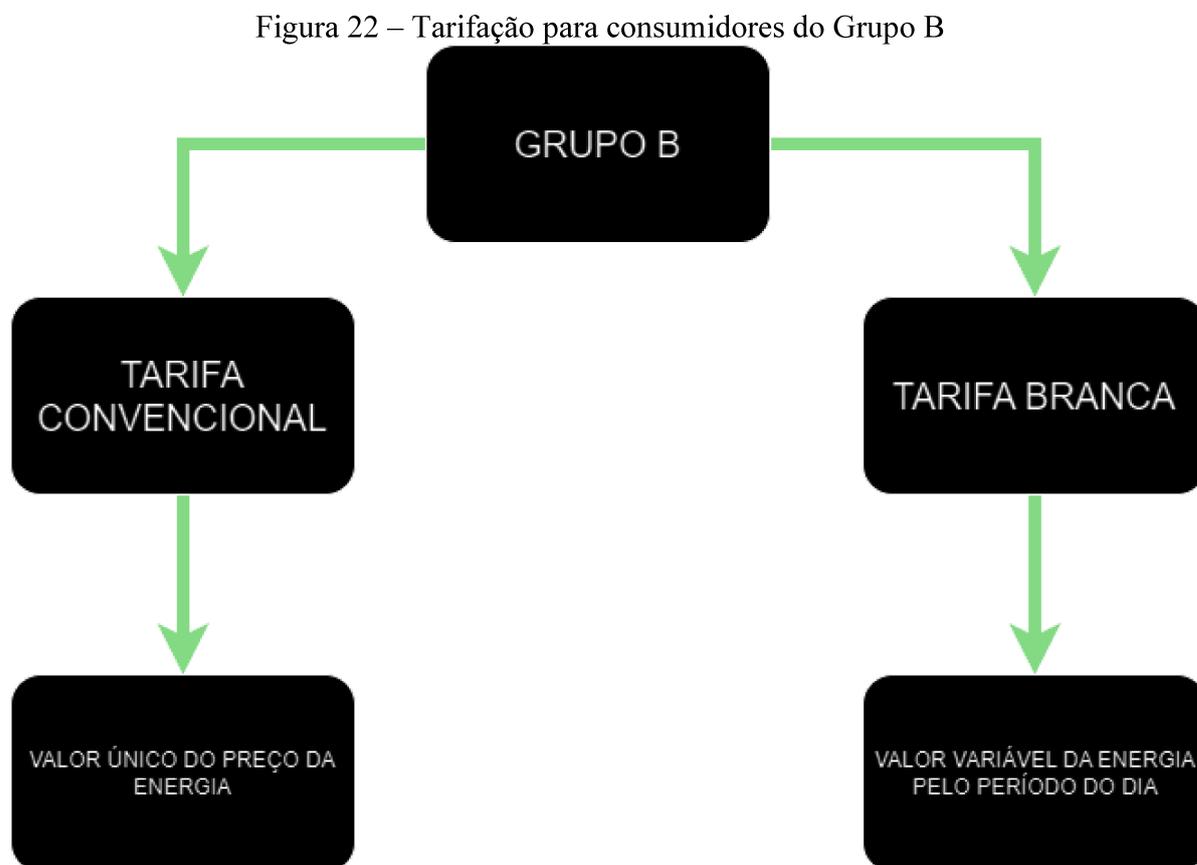
- **Grupo B1:** corresponde às unidades consumidoras residenciais;
- **Grupo B2:** corresponde às unidades consumidoras rurais;
- **Grupo B3:** corresponde às unidades consumidoras constituídas por pequenas indústrias, estabelecimentos comerciais e prédios ligados à serviços públicos;
- **Grupo B4:** corresponde à energia consumida pela iluminação pública, cuja cobrança é embutida na fatura de energia dos grupos explanadas anteriormente.

Para os consumidores do Grupo B, existem dois tipos de tarifas que podem ser adotadas: a convencional e a branca. Na primeira, o preço da energia elétrica consumida é fixo, já na segunda este valor varia dependendo do horário em que a energia está sendo consumida. Para aqueles que aderem à tarifa branca, existem duas classificações que determinam o valor da energia elétrica para cada momento do dia em que ela está sendo consumida:

- **Horário de Ponta:** corresponde ao momento do dia em que a energia elétrica possui um valor mais elevado. O horário de ponta é sempre à noite, sendo que a maioria das concessionárias o adotam como sendo entre 18h e 21h, período em que na maior parte das regiões brasileiras há uma demanda de carga maior por parte das unidades consumidoras;
- **Horário Fora Ponta:** corresponde ao momento do dia em que a energia elétrica possui um valor reduzido. Geralmente, as concessionárias determinam que o horário fora ponta seja definido das 21h às 23h59 e da 0h às 17h59, pois são nestes períodos do dia em que a maior parte das regiões brasileiras possuem uma demanda de carga menor.

Vale ressaltar que a diferenciação do preço da energia elétrica por períodos do dia é feita apenas durante dias úteis, portanto esta classificação não engloba finais de semanas e nem feriados. Além disso, apesar de qualquer consumidor do Grupo B poder aderir à tarifa branca, ela é recomendada para estabelecimentos comerciais que possuem funcionamento apenas em dias úteis durante horário comercial (das 8h às 18h), pois haverá uma significativa redução na sua fatura de energia, uma vez que, nestes locais, o consumo energético noturno é muito baixo.

O esquema a seguir ilustra um resumo de como é feita a tarifação para os consumidores pertencentes ao Grupo B:



Fonte 22: Autor (Marcos Paulo Arruda Freitas).

Para os consumidores do Grupo B adeptos da tarifa convencional, o cálculo do valor parcial da fatura de energia é realizado da seguinte forma:

$$VPF = \frac{CF * TC}{1 - ICMS}$$

Onde:

- VPF → Valor Parcial da Fatura;
- CF → Consumo de energia elétrica, medido em kWh;
- TC → Tarifa de consumo, dada em R\$/kWh;
- ICMS → Índice de imposto sobre circulação de mercadorias.

O valor total da fatura (VTF) é dado por:

$$VTF = VPF + TUSD$$

É importante salientar que a unidade consumidora utilizada como exemplo para a realização do estudo de caso proposto neste trabalho utiliza a tarifa convencional para o faturamento da sua conta de energia, uma vez que supermercados são estabelecimentos comerciais que, na maioria das vezes, funcionam até as 22h em dias úteis.

3.4 Alterações Instituídas pela Lei 14.300/2022

O primeiro conjunto de regras estabelecido pela Agência Nacional de Energia Elétrica a respeito da geração distribuída no Brasil foi a Resolução Normativa 482, que entrou em vigor em dezembro de 2012. Ela permitiu que sistemas solares fotovoltaicos passassem a ser conectados à rede das concessionárias das diversas regiões do país, com normas claras sobre como deveria ser a operação. As principais determinações impostas pela Resolução Normativa 482 foram:

- **Definição de usinas de micro e minigeração de acordo com a potência instalada:** as usinas de geração distribuída classificadas como microgeração são aquelas que possuem uma potência de pico instalada de até 100kW. Já as do tipo minigeração são aquelas com uma capacidade de potência de pico instalada entre 100kW e 5MW. É importante ressaltar que, para geradores solares fotovoltaicos, a potência de pico considerada é a de saída do inversor, pois, mesmo que a potência de módulos instalada seja superior, a potência CA de saída será limitada ao valor nominal contido na folha de dados técnicos (*Datasheet*) do conversor CC-CA;
- **Criação do Sistema de Compensação de Energia Elétrica:** estabeleceu o *Net Metering*, sistema que já era utilizado na Alemanha, o qual permitiu que a energia excedente gerada pela usina solar fotovoltaica durante o dia pudesse ser injetada na rede da concessionária, cuja usina está ligada, e ser convertida em créditos de energia para a unidade geradora. Tais créditos têm a função de compensar a energia consumida durante à noite, quando não há geração solar, ou quando o tempo está muito nublado ou há sombreamento sobre os módulos, o que compromete o desempenho da usina, fazendo com que ela não consiga suprir toda a demanda energética instantânea do consumidor. Foi estabelecido que estes créditos tinham a validade de 36 meses para serem utilizados pela unidade consumidora. Após este período, caso não fossem utilizados, eles seriam zerados;

- **Instauração do limite de potência da usina a ser instalada:** determina que, para os consumidores do Grupo A, a potência da usina de geração distribuída instalada deve ter valor máximo igual à demanda contratada. Para os consumidores do Grupo B, a potência do gerador instalado deve ser igual ou menor à carga disponibilizada para a unidade consumidora;
- **Instauração do custo de disponibilidade:** determinou que toda unidade consumidora, que tenha um sistema solar fotovoltaico conectado à rede, pague uma taxa mínima à concessionária, mesmo que ela gere toda a energia consumida durante o ciclo de faturamento. Este custo de disponibilidade foi estabelecido, pois, apesar de conter uma usina de geração distribuída, a UC ainda utiliza os equipamentos da rede para injetar a energia excedente produzida durante o dia e também consome a energia distribuída pela concessionária durante à noite, mesmo que ao longo do dia ela tenha gerado créditos suficientes para abater o consumo noturno. O custo de disponibilidade possui valores diferentes, dependendo do tipo de instalação elétrica da unidade consumidora: para instalações monofásicas, o valor do custo de disponibilidade é equivalente a um consumo de energia de 30kWh; para as instalações bifásicas esta taxa corresponde a um consumo de energia de 50kWh; já para as instalações trifásicas ela equivale a um consumo de 100kWh. Portanto o custo de disponibilidade depende do valor da tarifa vigente no momento do faturamento da conta, ou seja, ela pode sofrer variações quando ocorrem reajustes na tarifa de energia elétrica.

Em 2015, houve uma revisão ordinária da Aneel sobre as regras referentes à geração distribuída no Brasil que culminou na criação da Resolução Normativa 687, a qual entrou em vigor em novembro de 2015. As principais alterações estabelecidas por este novo conjunto de normas foram:

- **Instauração do autoconsumo remoto:** tal medida possibilitou que a energia excedente gerada pela usina instalada em uma unidade consumidora fosse utilizada como créditos para abater o consumo de um consumidor localizado em outra endereço, desde que ele esteja conectado na mesma concessionária de distribuição de energia e que sua conta de luz esteja no mesmo CPF ou CNPJ da unidade consumidora onde a usina está instalada. Vale ressaltar que o abatimento do consumo da UC, onde não há gerador instalado, só ocorre após todo o consumo da unidade geradora ser compensado. Além disso, o saldo de energia acumulado, anterior ao cadastramento de UC para receber o excedente de

uma usina, não pode ser transferido. Esta compensação é feita com base na energia injetada apenas durante o ciclo de faturamento da conta de energia;

- **Instauração da Geração Compartilhada:** possibilitou que unidades consumidoras com as faturas de energia cadastradas em diferentes CPF's e CNPJ's pudessem utilizar a energia gerada por uma mesma usina, geralmente grandes fazendas solares, como créditos para o abatimento do seu consumo. Esta medida fez com que um novo modelo de negócio surgisse: grandes empresas passaram a investir na montagem de grandes geradores solares fotovoltaicos com o intuito de vender a energia gerada para unidades consumidoras residenciais e comerciais por um valor menor do que o cobrado pela concessionária. Portanto, a geração compartilhada se tornou uma alternativa para consumidores que não possuem uma área correspondente à quantidade de módulos necessários para gerar a energia demandada em seu local;
- **Aumento do período da validade dos créditos:** o saldo de energia acumulado teve a sua validade expandida de 36 para 60 meses;
- **Redefinição dos conceitos de micro e minigeração distribuída:** passou a ser considerado como microgeração distribuída as usinas com capacidade de potência de pico instalada até 75kW. Portanto, as usinas de minigeração passaram a ser aquelas com capacidade de potência de pico instalada entre 75kW e 5MW.

A partir de 2019, a Aneel iniciou os estudos e discussões sobre a criação de um marco legal para a geração distribuída no país. Até que, após todos os processos legislativos necessários, em 06 de janeiro de 2022 foi sancionada a Lei 14.300, a qual proporcionou maior segurança jurídica para aqueles que possuem a intenção de investir em uma usina solar fotovoltaica, já que uma lei necessita de bastantes processos burocráticos para ser alterada, o que não ocorre com as resoluções normativas.

A Lei 14.300/2022 entrou em vigor a partir do dia 08 de janeiro de 2023, portanto projetos de geradores solares fotovoltaicos, conectados à rede homologados até o dia 07 de janeiro de 2023 e instalados em até 120 dias após a homologação, estão enquadrados nas regras instituídas pela REN 687 até o ano de 2045. As unidades consumidoras incluídas nesta conjuntura receberam a classificação de GD1 (Geração Distribuída 1). Já as usinas solares fotovoltaicas, conectadas à rede que foram homologadas a partir do dia 08 de janeiro de 2023, estão sujeitas às novas regras estabelecidas pelo Marco Legal da Geração Distribuída.

É necessário explicar alguns conceitos relacionados à geração distribuída por sistema sistemas solares fotovoltaicos para entender as mudanças estabelecidas pela nova lei:

- **Consumo Simultâneo:** também denominado consumo instantâneo ou autoconsumo, este termo refere-se à energia consumida pelos equipamentos eletroeletrônicos da unidade consumidora diretamente do sistema fotovoltaico no momento da geração, ou seja, essa energia não é contabilizada pelo medidor bidirecional da concessionária;
- **Consumo Não Simultâneo:** também denominado consumo não instantâneo, este conceito refere-se à energia consumida pelos equipamentos eletroeletrônicos da unidade consumidora quando não há geração de energia por parte do sistema fotovoltaico ou quando seu desempenho está reduzido, seja por tempo nublado, seja por sombreamento, fazendo com que esta geração se torne insuficiente para suprir a demanda instantânea da UC. Portanto, sob esta circunstância, a unidade consumidora é obrigada a consumir a energia fornecida pelo sistema de distribuição ou por um banco de baterias;
- **Energia Injetada:** um sistema solar fotovoltaico conectado à rede é dimensionado de forma que ele seja capaz de suprir tanto o consumo instantâneo quanto o não simultâneo da unidade consumidora na qual ele está instalado. Entretanto, a geração advinda do efeito fotovoltaico só ocorre durante o dia, quando há luz solar. Logo, a energia gerada neste período deve ser superior a demanda de consumo instantâneo da UC, para que o excedente seja injetado na rede da concessionária. Esta energia injetada é convertida em créditos de energia para a unidade consumidora, os quais são utilizados para abater seu consumo não instantâneo durante o ciclo de faturamento em questão. Geralmente a energia injetada é maior que o consumo não simultâneo do ciclo de faturamento, portanto ela é contabilizada como saldo acumulado, o qual possui validade de 60 meses;
- **Fator de Simultaneidade:** é a relação entre a energia gerada e o consumo simultâneo para uma unidade consumidora que possui uma usina solar fotovoltaica. Este fator evidencia como são os hábitos de consumo da UC. Consumidores residenciais, geralmente, possuem um baixo fator de simultaneidade, uma vez que, na maioria das residências brasileiras, os residentes passam o dia em locais diferentes de suas casas, seja trabalhando ou estudando. Já para unidades consumidoras comerciais, o fator de simultaneidade é maior, principalmente para aquelas que funcionam somente em horário comercial.

Dito isso, a principal alteração estabelecida pela Lei 14.300/2022 se refere à forma como a taxa mínima será cobrada dos consumidores que possuem um gerador solar fotovoltaico conectado à rede. Aqueles classificados como GD1 continuam pagando o custo de disponibilidade determinado pela REN 687, ou seja, quando a conta de energia é faturada, da energia injetada naquele ciclo de faturamento, é utilizado apenas a quantidade necessária para compensar o consumo não instantâneo menos o consumo equivalente ao custo de disponibilidade. A tabela a seguir possui um exemplo fictício que demonstra de forma mais clara esta conjuntura:

Tabela 1 – Exemplo fictício que demonstra a cobrança do custo de disponibilidade para uma UC GD1.

UNIDADE CONSUMIDORA TRIFÁSICA GD1 DO GRUPO B3 - CUSTO DE DISPONIBILIDADE = 100kWh					
ENERGIA INJETADA (kWh)	ENERGIA CONSUMIDA (kWh)	ENERGIA COMPENSADA (kWh)	SALDO DO CICLO (kWh)	VALOR FINAL DA TARIFA DE CONSUMO - JÁ INCLUSO TE E TUSD (R\$/kWh)	VALOR DA FATURA SEM O CUSTO DE ILUMINAÇÃO PÚBLICA (R\$)
1.000,00	800,00	700,00	300,00	R\$ 1,00	R\$ 100,00

Fonte 23: Autor (Marcos Paulo Arruda Freitas).

Vale ressaltar que a energia consumida explanada na fatura de energia refere-se somente ao consumo não simultâneo, ou seja, quando é necessário que a unidade consumidora utilize a energia advinda do sistema de distribuição. Não há como a concessionária medir o consumo instantâneo, pois, como dito anteriormente, ele é ofertado diretamente pela geração fotovoltaica sem passar pelo medidor instalado no padrão da unidade consumidora.

Para as usinas solares fotovoltaicas classificadas como GD2, a taxa mínima cobrada é composta por um percentual do Fio B sobre a energia injetada utilizada para compensar o consumo não simultâneo. Esta cobrança mínima com base no Fio B é progressiva e possui a seguinte projeção:

- 2023 → 15% do Fio B;
- 2024 → 30% do Fio B;
- 2025 → 45% do Fio B;
- 2026 → 60% do Fio B;
- 2027 → 75% do Fio B;
- 2028 → 90% do Fio B.

A Aneel ainda não especificou qual percentual do Fio B será cobrado para as UC's GD2 a partir de 2029. Quando a Lei 14.300 foi sancionada, era previsto a convocação de um encontro de contas em julho de 2023 para definir este valor a partir de 2029, entretanto este evento não ocorreu.

Para deixar de forma mais clara como é taxaçoão com base no Fio B, será tomado como exemplo a mesma unidade consumidora fictícia utilizada para a explicação do custo de disponibilidade:

Tabela 2 – Exemplo fictício que demonstra como é o cálculo do Fio B para uma UC GD2 em 2024.

UNIDADE CONSUMIDORA TRIFÁSICA GD2 DO GRUPO B3 - UC EM ÁREA DE CONCESSÃO DA CEMIG								
ENERGIA INJETADA (kWh)	ENERGIA CONSUMIDA (kWh)	ENERGIA COMPENSADA (kWh)	SALDO DO CICLO (kWh)	VALOR DO FIO B (R\$/kWh)	DESCONTO TOTAL DO FIO B (R\$)	CUSTO DE DISPONIBILIDADE (kWh)	VALOR DA FATURA SEM O CUSTO DE ILUMINAÇÃO PÚBLICA (R\$)	VALOR DA FATURA SEM O CUSTO DE ILUMINAÇÃO PÚBLICA (R\$)
1.000,00	800,00	700,00	300,00	R\$ 0,24	R\$ 51,20	100,00	1,00	R\$ 100,00

Fonte 24: Autor (Marcos Paulo Arruda Freitas).

A observação da Tabela 2 permite constatar que, mesmo que a unidade consumidora seja GD2, ao invés da cobrança na fatura de energia ter sido o desconto total do Fio B, foi cobrado o custo de disponibilidade. Esta é uma das determinações da Lei 14.300/2022: para as unidades consumidoras GD2 que, durante o ciclo de faturamento, geraram energia suficiente para suprir tanto o autoconsumo quanto o consumo não instantâneo, a taxa mínima cobrada será o maior valor entre o desconto total do Fio B e o custo de disponibilidade. No exemplo fictício, usado para a explicação, o custo de disponibilidade acabou sendo maior.

4 METODOLOGIA

A empresa do setor de energia solar fotovoltaica, utilizada para a coleta dos dados necessários para a realização deste estudo de caso, vendeu e instalou um gerador para um supermercado de médio porte situado na cidade de Ibiá – MG no início de 2022, antes das mudanças instituídas pelo Marco da Geração de Distribuída do Brasil. Portanto, para a realização do estudo de caso, foram utilizadas todas as informações de geração contidas nas plataformas de monitoramento referentes a este sistema.

Além disso, também foi pedido ao proprietário da unidade consumidora as faturas de energia referentes ao período de outubro de 2023 a fevereiro de 2024. Foi escolhido este recorte de tempo, pois, no Brasil, chove bastante durante esta época, portanto em muitos dias, o céu

fica nublado, o que diminui o desempenho da usina. Isto foi feito intencionalmente, para que o dimensionamento dos tipos de usina considerasse as piores condições de geração possível, a fim de que o estudo levasse ao cálculo de geradores que sempre supririam a energia necessária para a unidade consumidora.

Com os dados de geração e as faturas de energia em mãos, foram plotados gráficos, com o auxílio do *Software* Excel, referentes aos seguintes parâmetros da unidade consumidora analisada: energia gerada, energia injetada, consumo não simultâneo, autoconsumo e consumo energético total.

A partir destes gráficos, foi possível dimensionar uma usina solar fotovoltaica de cada tipo para suprir a demanda energética do supermercado, sendo elas: *On Grid*, *Off Grid* e Híbrida sem baterias com uso da função *Zero Grid*. Para o estudo da usina conectada à rede, foram utilizados os mesmos equipamentos já instalados na unidade consumidora em questão.

Para a realização deste estudo de caso foi fundamental a discriminação dos valores de equipamentos e serviços necessários para instalar cada um dos três tipos de usina. No caso do sistema *On Grid*, o capital investido considerado na análise foi o que o proprietário da usina vigente pagou, o qual está presente no contrato deste cliente. Para os geradores *Off Grid* e *Grid Zero*, foram realizados orçamentos que discriminam todos os produtos e serviços necessários para a aquisição destas usinas, a fim de que o capital necessário fosse o mais próximo possível da realidade.

Posteriormente, foi calculada a economia mensal advinda de cada tipo de sistema, considerando as regras instituídas pela Lei 14.300/2022, no caso do sistema *On Grid*. Para esta etapa, os dados presentes nos gráficos plotados foram de suma importância.

Por fim, foi calculado o tempo de retorno capitalizado do investimento necessário para a instalação de cada um dos tipos de geradores. Assim, os resultados obtidos foram analisados de forma crítica para se concluir qual tipo de sistema se mostra mais vantajoso para ser empregado em um supermercado de médio porte localizado em Ibiá – MG, de acordo com as regras sobre geração distribuída vigentes no Brasil.

5 ESTUDO DE CASO

Nesta seção serão realizados todos os procedimentos necessários para se analisar qual tipo de usina fotovoltaica é mais vantajosa para ser instalada em um supermercado de médio

porte, localizado no estado de Minas Gerais, considerando as mudanças nas regras sobre geração distribuída instituídas pela Lei 14.300/2022.

5.1 Descrição do Sistema Estudado

O estabelecimento comercial analisado para a realização deste estudo de caso se trata de um supermercado de médio porte, com área de aproximadamente 1.357m², localizado na cidade de Ibiá, no estado de Minas Gerais. Portanto, esta unidade consumidora está conectada à rede de distribuição da concessionária CEMIG (Companhia Energética de Minas Gerais).

A usina solar fotovoltaica instalada sobre o telhado deste local é do tipo *On Grid*, cuja potência de pico de módulos vale 186,66kW, sendo potência de inversores igual a 135kW. De acordo com as normas vigentes, este gerador deveria ser classificado como minigeração e não micro, uma vez que sua potência de pico é superior a 75kW. Entretanto, a unidade consumidora ocupa dois terrenos, portanto há a presença de dois padrões, sendo que apenas um deles é utilizado para ligar as cargas do supermercado à rede de distribuição. Logo, o sistema foi dividido entre dois geradores de microgeração, sendo que a energia injetada pelo gerador fotovoltaico através do padrão em que não há nenhuma carga do supermercado ligada a ele, é totalmente utilizada como crédito para compensar parte do consumo não simultâneo do estabelecimento comercial estudado. Portanto, para o estudo proposto neste trabalho, é permitido considerar que estas duas usinas ligadas a padrões diferentes operam como se fossem apenas um sistema.

A tabela a seguir possui a descrição dos módulos e inversores que compõem o gerador instalado nesta unidade consumidora:

Tabela 3 – Componentes atuais do sistema estudado.

EQUIPAMENTOS DO SISTEMA ESTUDADO				
TIPO DE COMPONENTE	MARCA	MODELO	QUANTIDADE	POTÊNCIA NOMINAL (W)
Módulo Fotovoltaico	Trina	TSM - DE18M(II)	366	510
Inversor Fotovoltaico	WEG	SIW500H ST060	1	60.000
Inversor Fotovoltaico	WEG	SIW400 ST075	1	75.000

Fonte 25: Autor (Marcos Paulo Arruda Freitas).

As figuras 23, 24 e 25 mostram as folhas de dados (*Datasheet*) com as principais informações técnicas referentes a estes equipamentos:

Figura 23 – *Datasheet* do módulo fotovoltaico Trina TSM – DE18M(II).**DADOS ELÉTRICOS (STC)**

Potência de Pico - P_{MAX} (Wp)*	485	490	495	500	505	510
Tolerância de Potência - P_{MAX} (W)	0 ~ +5					
Tensão Máxima - V_{MPP} (V)	42.2	42.4	42.6	42.8	43.0	43.2
Corrente Máxima - I_{MPP} (A)	11.49	11.56	11.63	11.69	11.75	11.81
Tensão de Circuito Aberto - V_{OC} (V)	51.1	51.3	51.5	51.7	51.9	52.1
Corrente de Curto Circuito - I_{SC} (A)	12.07	12.14	12.21	12.28	12.35	12.42
Eficiência do Módulo η_m (%)	20.1	20.3	20.5	20.7	21.0	21.2

STC: Irradiação 1000W/m², Temperatura de Célula 25°C, Massa de Ar AM1.5. *Tolerância de Medida: ±3%.

DADOS ELÉTRICOS (NOCT)

Potência de Pico - P_{MAX} (Wp)	365	369	373	377	381	385
Tensão Máxima - V_{MPP} (V)	39.9	40.0	40.2	40.4	40.6	40.5
Corrente Máxima - I_{MPP} (A)	9.17	9.22	9.28	9.33	9.38	9.50
Tensão de Circuito Aberto - V_{OC} (V)	48.1	48.2	48.4	48.6	48.8	49.0
Corrente de Curto Circuito - I_{SC} (A)	9.73	9.78	9.84	9.90	9.95	10.01

NOCT: Irradiação 800W/m², Temperatura Ambiente 20°C, Velocidade do Vento 1m/s.

DADOS MECÂNICOS

Células	Monocristalinas
No. de Células	150 células
Dimensões do módulo	2187×1102×35 mm (86.10×43.39×1.38 polegadas)
Peso	26.3 kg (58.0 lb)
Vidro	3.2 mm (0.13 polegadas), Alta Transmissão, Anti-Reflexo e Recobrimento Térmico
Material Encapsulante	EVA/POE
Backsheet	Branco
Moldura	35 mm (1.38 polegadas) Liga de Alumínio Anodizado
Caixas de Junção	IP 68
Cabos	Cabo de Tecnologia Fotovoltaica 4.0mm ² (0.006 polegadas ²) Retrato: 280/280 mm (11.02/11.02 polegadas) Comprimento customizável
Conectores	MC4 EVO2 / TS4*

Fonte 26: Trinasolar, disponível em <https://www.trinasolar.com/pt>, acessado em 10 de abril de 2024.

Figura 24 – *Datasheet* do inversor fotovoltaico WEG SIW500H ST060.

Especificações técnicas	SIW500H ST060	SIW500G T075 W0	SIW500G T100 W0
Eficiência			
Eficiência máxima	98,60%		
Eficiência europeia	98,40%		
Entrada			
Potência máxima	90.000 W	112.500 W	150.000 W
Tensão de entrada máxima	1.100 V		
Faixa de operação do MPPT	200 V ~ 1.000 V		
Faixa de MPPT em máxima potência	540 ~ 800 V		
Tensão nominal de entrada	600 V		
Tensão de partida	200 V		
Corrente máxima por entrada	11 A	13 A	
Corrente de curto-circuito por entrada	15 A	20 A	
Número de MPPTs	6	10	
Número de entradas por MPPT	2	2	
Saída			
Conexão à rede	Trifásica		
Potência nominal de saída	60.000 W	75.000 W	100.000 W
Potência aparente máxima	66.000 VA	75.000 VA	110.000 VA
Tensão de saída nominal	380 / 400 / 480 V ca 3F+N+PE		
Frequência de rede CA nominal	50 Hz / 60 Hz		
Corrente de saída máxima	100,0 A	113,6 A	160,4 A
Fator de potência ajustável	0,8 adiantado ... 0,8 atrasado		
Distorção harmônica total máxima	≤3%		

Fonte 27: WEG, disponível em

https://www.weg.net/catalog/weg/BR/pt/Automa%C3%A7%C3%A3o-e-Controle-Industrial/Drives/M%C3%B3dulos-e-Inversores-Fotovoltaicos/c/BR_WDC_IA_DRV_SI,
acessado em 10 de abril de 2024.

Figura 25 – *Datasheet* do inversor fotovoltaico WEG SIW400 ST075.

Especificações técnicas	SIW400 – ST075
Eficiência	
Eficiência máxima	98,80%
Entrada	
Tensão de entrada máxima	1.100 V
Faixa de operação do MPPT	200 V ~ 1.000 V
Tensão de partida	200 V
Corrente de entrada máxima por MPPT	44 A
Corrente de curto-circuito máxima	55 A
Número de MPPTs	4
Número máximo de entradas por MPPT	4
Saída	
Conexão à rede	Trifásica
Potência nominal de saída	75.000 W
Potência aparente máxima	75.000 VA
Tensão de saída nominal	380 V / 415 V
Frequência de rede CA nominal	50 Hz / 60 Hz
Corrente de saída máxima	114 A
Fator de potência ajustável	0,8 adiantado ... 0,8 atrasado
Distorção harmônica total máxima	<3%

Fonte 28: WEG, disponível em

https://www.weg.net/catalog/weg/BR/pt/Automa%C3%A7%C3%A3o-e-Controle-Industrial/Drives/M%C3%B3dulos-e-Inversores-Fotovoltaicos/c/BR_WDC_IA_DRV_SI,
acessado em 10 de abril de 2024.

É importante salientar que os dois inversores fotovoltaicos empregados nesta usina são do tipo *String*.

A imagem a seguir mostra a usina solar fotovoltaica instalada sobre a unidade consumidora estudada:

Figura 26 – Usina solar fotovoltaica instalada sobre o telhado da unidade consumidora analisada.

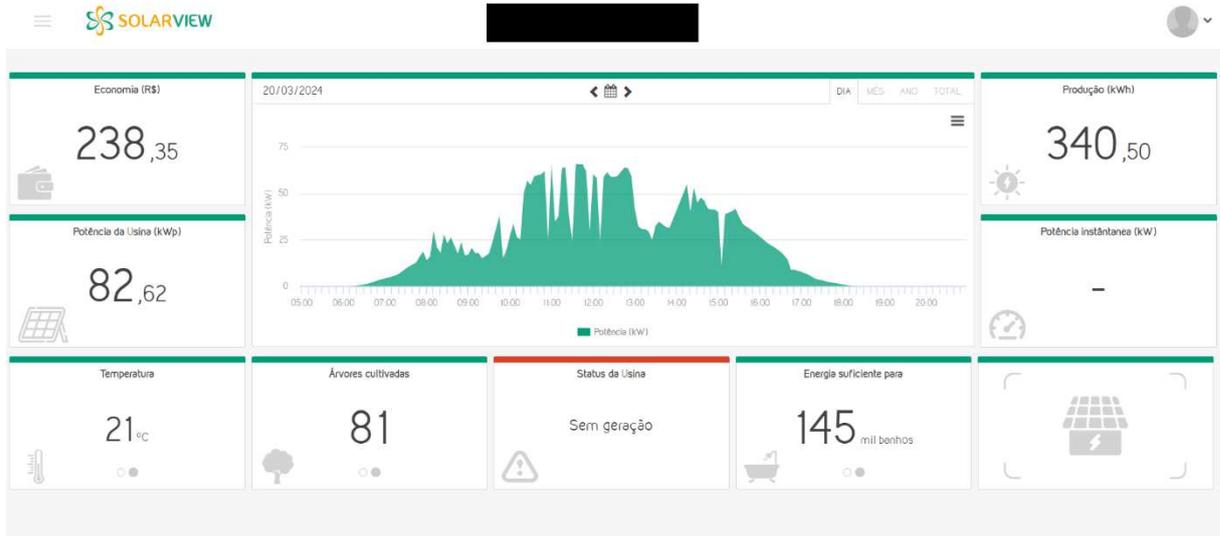


Fonte 29: Autor (Marcos Paulo Arruda Freitas).

5.2 Geração, Autoconsumo e Consumo Não Simultâneo

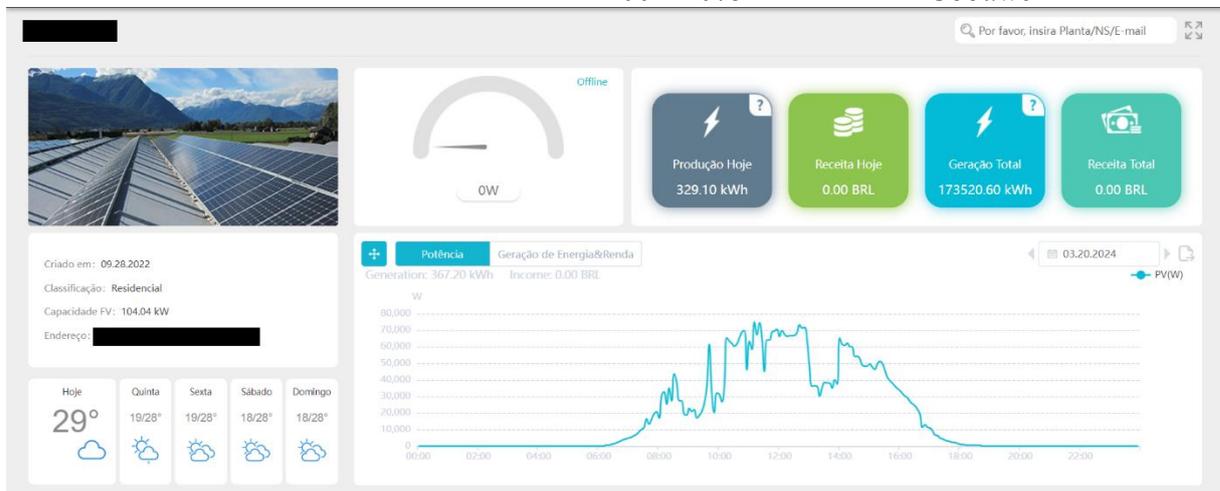
Os inversores fotovoltaicos da marca WEG possuem sistemas de monitoramento diferentes, dependendo da linha à qual o equipamento pertence. Um dos conversores empregados nesta usina faz parte da família 500H, enquanto outro pertence à linha 400. As imagens a seguir foram retiradas das respectivas plataformas de monitoramento de ambos os inversores instalados no gerador em questão. Elas mostram o gráfico de variação da potência CA de saída ao longo do dia 20 de março de 2024 para cada um dos dois dispositivos:

Figura 27 – Gráfico da variação de potência de saída ao longo do dia 20 de março de 2024 do inversor fotovoltaico WEG SIW500H ST060 – Plataforma *Solarview*.



Fonte 30: Autor (Marcos Paulo Arruda Freitas).

Figura 28 – Gráfico da variação de potência de saída ao longo do dia 20 de março de 2024 do inversor fotovoltaico WEG SIW400 ST075 – Plataforma *Goodwe*.

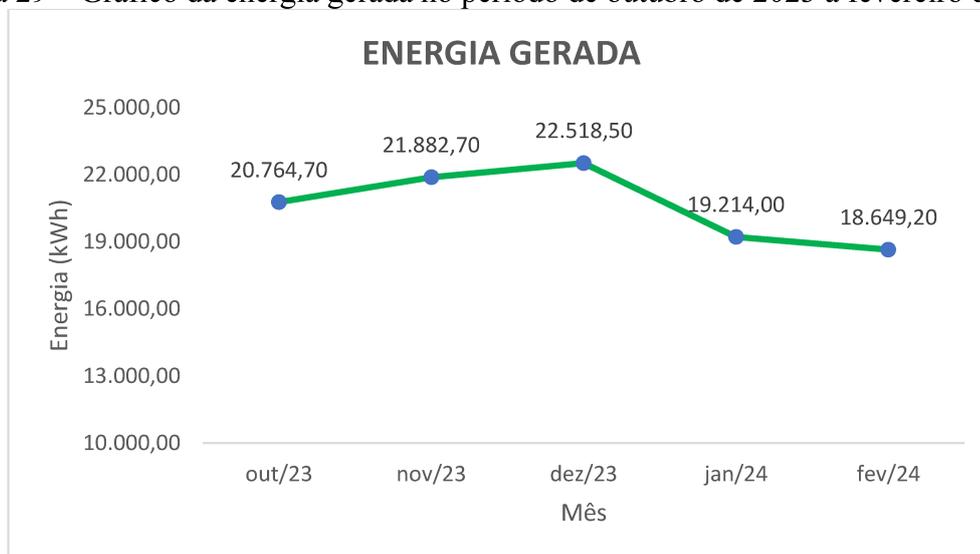


Fonte 31: Autor (Marcos Paulo Arruda Freitas).

As censuras presentes nas figuras 27 e 28 foram realizadas com o intuito de preservar os dados pessoais do proprietário da usina.

Por meio destas duas plataformas de monitoramento, foram colhidos os dados de geração de energia da usina analisada, entre os meses de outubro de 2023 e fevereiro de 2024. Tais dados estão explanados no gráfico abaixo:

Figura 29 – Gráfico da energia gerada no período de outubro de 2023 a fevereiro de 2024.

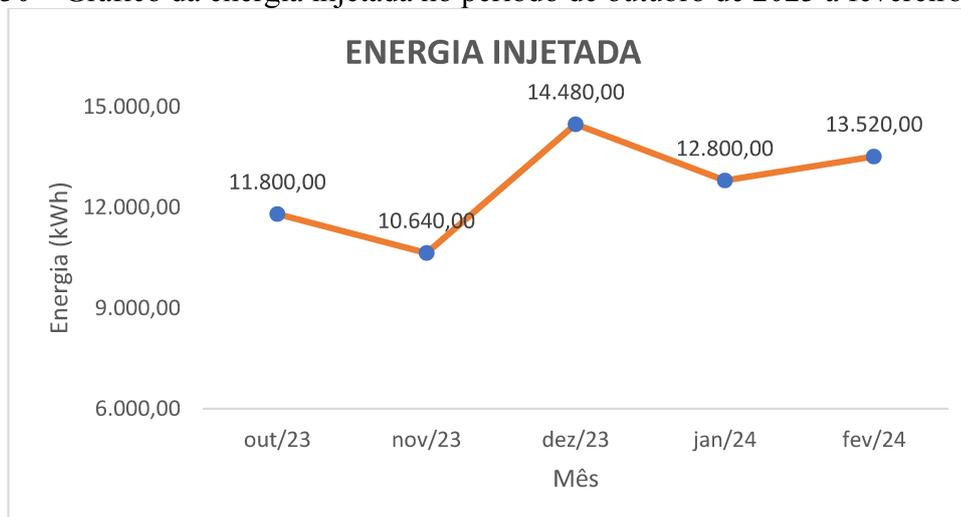


Fonte 32: Autor (Marcos Paulo Arruda Freitas).

A partir dos dados presentes no gráfico da Figura 29 e com o auxílio do *Software* Excel, foi calculada a média mensal da energia gerada pela usina estudada, sendo obtido um valor de 20.605,82 kWh/mês.

Além disso, a partir da análise das faturas de energia referentes à unidade consumidora analisada, no período de outubro de 2023 a fevereiro de 2024, foi possível coletar os dados de energia injetada e consumo não simultâneo referentes a este período. Tais informações estão evidenciadas nos gráficos a seguir:

Figura 30 – Gráfico da energia injetada no período de outubro de 2023 a fevereiro de 2024.



Fonte 33: Autor (Marcos Paulo Arruda Freitas).

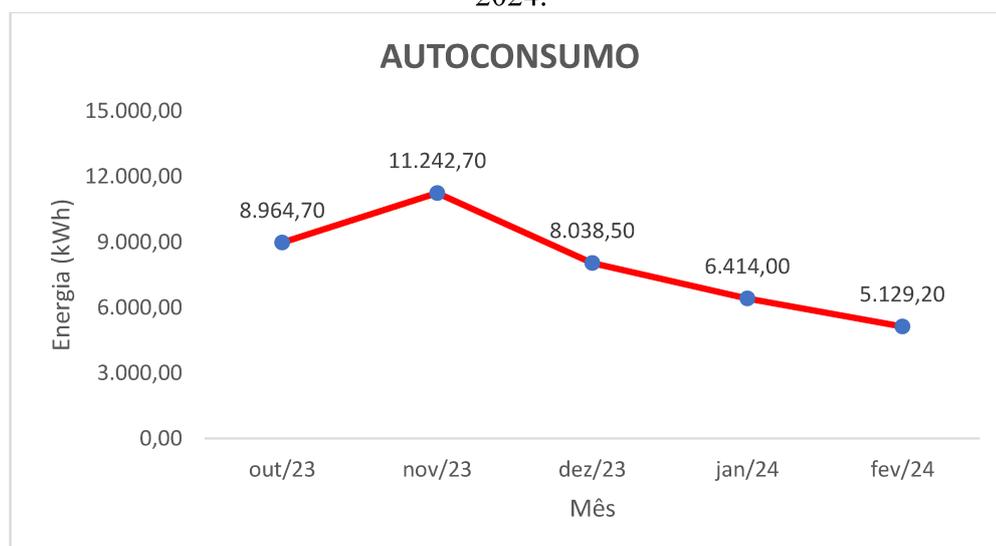
Figura 31 – Gráfico do consumo não instantâneo no período de outubro de 2023 a fevereiro de 2024.



Fonte 34: Autor (Marcos Paulo Arruda Freitas).

É possível calcular o autoconsumo ou consumo simultâneo da unidade consumidora em questão, correspondente ao período dos dados fornecidos. Este valor é resultado da subtração entre a energia gerada e a energia injetada de cada mês. Esta operação também foi realizada com o auxílio do Excel, o que permitiu a plotagem do gráfico da Figura 32:

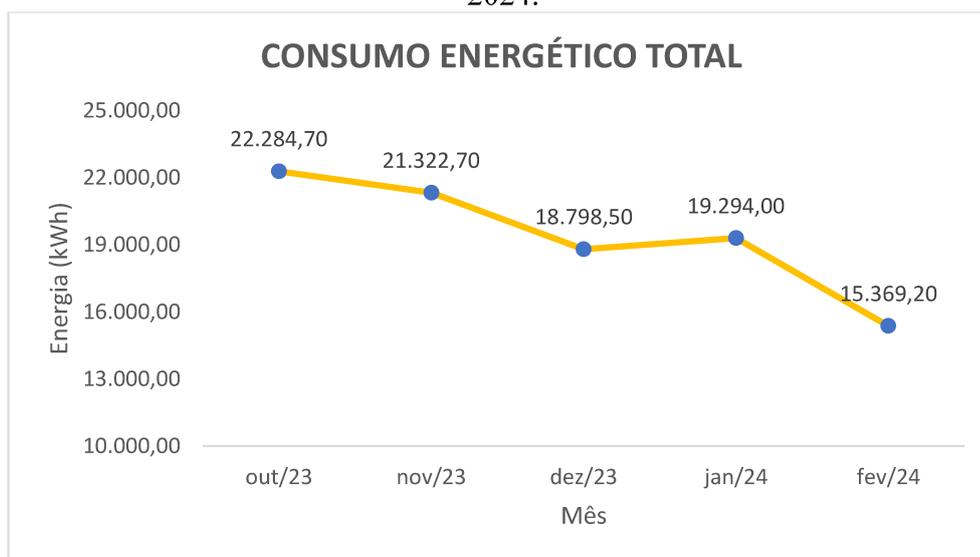
Figura 32 – Gráfico de consumo simultâneo no período de outubro de 2023 a fevereiro de 2024.



Fonte 35: Autor (Marcos Paulo Arruda Freitas).

A soma do consumo não simultâneo com o autoconsumo resulta no consumo de energia total realizado pela unidade consumidora analisada em cada mês do período analisado, o que permite a plotagem do gráfico da Figura 33:

Figura 33 – Gráfico do consumo energético total no período de outubro de 2023 a fevereiro de 2024.



Fonte 36: Autor (Marcos Paulo Arruda Freitas).

Agora é necessário calcular a média mensal de energia injetada, consumo não instantâneo, autoconsumo e consumo energético total da unidade consumidora a partir dos dados dispostos nas figuras 30, 31, 32 e 33. Para esta tarefa também foi feito o uso do *Software* Excel, sendo obtido os seguintes resultados:

- **Média mensal de energia injetada:** 12.648 kWh/mês;
- **Média mensal de consumo não simultâneo:** 11.456 kWh/mês;
- **Média mensal de autoconsumo:** 7.957,82 kWh/mês;
- **Média mensal de consumo energético total:** 19.413,82 kWh/mês.

5.3 Comparação Entre *On Grid*, *Off Grid* e *Grid Zero*

Caso o sistema solar fotovoltaico instalado nesta unidade consumidora tivesse o seu projeto homologado após o dia 07 de janeiro de 2023, seria necessária uma análise mais criteriosa para definir qual tipo de sistema, entre *On Grid*, *Off Grid* e híbrido sem baterias com a função *Grid Zero*, se mostra mais vantajoso para ser aplicado em um estabelecimento

comercial afim ao que está sendo analisado neste trabalho. Para isso, será calculado o tempo de retorno do capital investido referente à instalação de cada uma destas três possibilidades de geradores solares fotovoltaicos.

Sistema Conectado à Rede (On Grid)

Para calcular o tempo de retorno do capital investido para a aquisição de um gerador *On Grid*, que será instalado em uma UC com hábitos de consumo semelhantes aos do consumidor explanado na ‘Seção 5.1’ deste documento, será tomado como base a própria usina que já está instalada no supermercado situado em Ibiá – MG. Portanto primeiramente é necessário informar que o valor investido pelo proprietário para a montagem deste sistema foi de R\$840.000,00. Além disso, para que estes cálculos comparativos sejam realizados de forma eficiente, será considerado que a usina instalada foi homologada no dia 09 de janeiro de 2023 e entrou em pleno funcionamento a partir do dia 10 de março de 2023. Foi escolhida esta data como início da operação da usina, pois, de acordo com a experiência do autor no setor de geradores fotovoltaicos, 60 dias, contados a partir da data de homologação do projeto, são suficientes para que a usina inicie seu funcionamento.

Dito isso, primeiramente será calculada a economia média mensal na fatura de energia, considerando a progressão do aumento da taxaço baseada no valor do Fio B. De acordo com dados disponíveis no portal de relatórios da Aneel, para uma usina instalada em uma UC do Grupo B3 conectada à rede da concessionária CEMIG, o valor do Fio B é igual a R\$240,38/MWh.

$$\begin{aligned} 1 \text{ MWh} &= 1.000 \text{ kWh} \\ \rightarrow \frac{VFB}{\text{kWh}} &= \frac{R\$240,38}{1000} \\ \rightarrow VFB &= R\$0,2438/\text{kWh} \end{aligned}$$

Onde:

- VFB → Valor do Fio B.

Para o tipo de unidade consumidora que está sendo analisada, foi calculado na ‘Seção 5.2’ deste documento o consumo não simultâneo médio, o qual corresponde a um valor de 11.456 kWh/mês. Dito isso, é necessário calcular a média mensal do valor cobrado na fatura de energia pelo consumo não simultâneo compensado pela energia injetada na rede, de acordo com a progressão dos percentuais do Fio B estabelecidos pela Lei 14.300/2022.

Primeiro, será calculado o valor cobrado por cada kWh compensado pela energia injetada (VCI), para cada ano da progressão de taxaço com base no Fio B, o que é obtido por meio da aplicaço da Equaço 1:

$$VCI_{ano} = FIOB * Percentual_{ano} \quad (1)$$

Posteriormente, calcula-se o valor médio mensal cobrado pelo consumo não simultâneo compensado pela energia injetada (VCSI), para cada ano da progressão de taxaço com base no Fio B, o que é obtido a partir da aplicaço da Equaço 2:

$$VCSI_{ano} = VCI_{ano} * 11.456 \quad (2)$$

Para a obtenço de VCI e VCSI, correspondente a cada ano da progressão de taxaço com base no Fio B, foram aplicadas as equaço 1 e 2 no *Software* Excel, sendo obtido os seguintes resultados:

Tabela 4 – VCI e VCSI calculados para a UC analisada, considerando a progressão anual de taxaço com base no Fio B.

COBRANÇA DO FIO B DE ACORDO COM A PROGRESSÃO DA TAXAÇÃO ATÉ O ANO DE 2028 PARA A UC ANALISADA					
MÉDIA MENSAL DE CONSUMO NÃO SIMULTÂNEO (kWh)	VALOR TOTAL DO FIO B (R\$/kWh)	ANO	PERCENTUAL DO FIO B	VALOR COBRADO PARA CADA kWh COMPENSADO PELA ENERGIA INJETADA	VALOR MÉDIO MENSAL COBRADO PELO CONSUMO NÃO SIMULTÂNEO COMPENSADO
11.456,00	R\$ 0,2438	2023	15,00%	R\$ 0,03657	R\$ 418,95
		2024	30,00%	R\$ 0,07314	R\$ 837,89
		2025	45,00%	R\$ 0,10971	R\$ 1.256,84
		2026	60,00%	R\$ 0,14628	R\$ 1.675,78
		2027	75,00%	R\$ 0,18285	R\$ 2.094,73
		2028	90,00%	R\$ 0,21942	R\$ 2.513,68

Fonte 37: Auto (Marcos Paulo Arruda Freitas).

No ano de 2023, a usina funcionou somente durante 9,71 meses, pois a sua operação se iniciou no dia 10 de março de 2023. Já de 2024 a 2028, ela operará durante os 12 meses de todos esses anos. Portanto, até o fim da progressão da taxaço com base no Fio B, a usina funcionará por 69,71 meses. Com isso, é possível calcular o valor médio mensal cobrado pela compensaço do consumo não simultâneo de uma forma geral, o que pode ser obtido pela Equaço 3:

$$VCSI_{geral} = \frac{(VCSI_{2023} * 9,71) + [(VCSI_{2024} + VCSI_{2025} + VCSI_{2026} + VCSI_{2027} + VCSI_{2028}) * 12]}{69,71} \quad (3)$$

Logo, $VCSI_{geral} = R\$1.500,72/\text{mês}$.

A partir dos dados explanados e tratados na ‘Seção 5.2’ deste documento, constatou-se que a UC analisada possui uma média mensal de consumo energético total igual a 19.413,82 kWh/mês. Além disso, de acordo com informações presentes na página virtual da CEMIG, o valor da tarifa de energia atual para unidades consumidoras pertencentes ao Grupo B3, adequadas ao sistema convencional, é de R\$0,96/kWh. É importante ressaltar que este valor inclui a TE, a TUSD e os encargos. Com tais dados em mãos, é possível calcular a média mensal do valor da fatura (VMF) desta UC, caso ela não tivesse uma usina solar fotovoltaica instalada:

$$VMF = 19.413,82 * 0,96 \rightarrow VMF = R\$18.637,27.$$

Com $VCSI_{geral}$ e VMF em mãos, é possível calcular a economia mensal (ECOM) que o supermercado possui, por ter instalado o sistema fotovoltaico conectado à rede, já considerando a cobrança mensal do Fio B:

$$\begin{aligned} ECOM &= VMF - VCSI_{geral} \rightarrow ECOM = 18.637,27 - 1.500,72 \\ &\rightarrow ECOM = R\$17.136,55 \end{aligned}$$

Por fim, será calculado o tempo de retorno capitalizado do investimento aplicado para a instalação desta usina. O tempo de retorno capitalizado (TRC) leva em consideração a taxa de juros mensal e a taxa de aumento mensal do custo da energia. O TRC pode ser obtido a partir da aplicação da equação a seguir:

$$TRC = \frac{\log\left(\frac{ECOM}{ECOM - \Delta C * i_l}\right)}{\log(1 + i_l)} \quad (4)$$

Onde:

- TRC → Tempo de Retorno Capitalizado;
- ECOM → Economia Mensal;
- ΔC → Valor do investimento;
- i_l → Taxa de juros líquida.

A taxa de juros líquida é calculada da seguinte forma:

$$i_l = \left[\frac{(1 + i)}{(1 + ie)} - 1 \right] \quad (5)$$

Onde:

- i → Taxa de juros média mensal;
- ie → Taxa de aumento mensal médio do custo da energia.

De acordo com o Centro de Orientação Fiscal (CENOFISCO), a taxa de juros Selic Mensal está valendo 0,16%. Além disso, de acordo com dados fornecidos pela Aneel, a taxa média mensal de aumento no custo da energia atual é em torno de 0,47%. Portanto, aplicando a Equação 5, calcula-se a taxa de juros líquida:

$$i_l = \left[\frac{(1 + 0,0016)}{(1 + 0,0047)} - 1 \right] \rightarrow i_l = -0,0038$$

Feito isso, aplica-se a Equação 4 para calcular o tempo de retorno capitalizado da usina solar fotovoltaica *On Grid* necessária para suprir a demanda energética de um supermercado de médio porte situado no estado de Minas Gerais, considerando as mudanças nas regras instituídas pela Lei 14.300/2022:

$$TRC = \frac{\log\left(\frac{17.136,55}{17.136,55 - 840.000 * (-0,0038)}\right)}{\log(1 + (-0,0038))} \rightarrow TRC = 45,52 \text{ meses}$$

Portanto, para esta possibilidade de usina, o tempo de retorno capitalizado do investimento será de 45,52 meses, o que equivale a 3 anos, 9 meses e 14 dias.

Sistema Autônomo (Off Grid)

Para calcular o tempo de retorno capitalizado referente ao valor investido para instalar uma usina solar fotovoltaica isolada, que supra a demanda energética total da unidade consumidora estudada, primeiramente é necessário dimensionar os componentes deste sistema de acordo com a necessidade do consumidor. Neste caso, o consumo não simultâneo não será fornecido pela rede de distribuição da concessionária, mas sim por um banco de baterias, o qual deve ser dimensionado.

Para este dimensionamento, é necessário calcular a demanda energética diária máxima do supermercado, a qual é obtida pela equação a seguir:

$$ECD = \frac{CETM}{30} \quad (6)$$

Onde:

- ECD → Máxima energia consumida diariamente;
- CETM → Consumo energético total mensal.

O CETM vale 22.284,70 kWh, como evidenciado pelo gráfico da Figura 33, logo ECD será igual a:

$$ECD = \frac{22.284,70}{30} \rightarrow ECD = 742,82 \text{ kWh/dia}$$

É necessário ressaltar que existem dias nublados, e sombreamentos sobre os módulos, o que reduz o desempenho da usina. Portanto a geração instantânea do sistema pode não ser suficiente para suprir a demanda energética do supermercado durante o dia, o que fará com que os equipamentos eletroeletrônicos presentes na unidade consumidora tenham que consumir a energia armazenada nas baterias. Por isso, foi considerado o mês de outubro de 2023 para calcular a energia que o banco de baterias deve ser capaz de armazenar, pois ele apresenta a maior demanda energética advinda da unidade consumidora analisada, de acordo com os dados dispostos para a realização deste estudo.

Outro fator que deve ser considerado é a profundidade de descarga do banco de baterias, o qual se refere ao percentual de energia que ele irá descarregar para a unidade consumidora

quando estiver sendo utilizado. A partir dos dados do gráfico da Figura 32, é possível constatar que a maior quantidade de energia consumida não simultaneamente pela UC foi de 13.320 kWh no mês de outubro de 2023. Com isso, é possível calcular a máxima demanda energética não simultânea do supermercado, a partir da equação a seguir:

$$DEMNS = \frac{13.320}{30} \rightarrow DEMNS = 444 \text{ kWh}$$

Onde DEMNS → demanda energética máxima não simultânea.

Assim, calcula-se a profundidade de descarga deste banco de baterias:

$$PD = \frac{DEMNS}{ECD} * 100\% \rightarrow PD = \frac{444}{742,82} * 100\% \rightarrow PD \approx 60\%$$

Onde PD é a profundidade de descarga.

O cálculo da profundidade de descarga é importante para que o banco de baterias não forneça totalmente a sua carga para os equipamentos da unidade consumidora, pois isso diminui o tempo de vida útil das unidades de armazenamento.

Feito isso, divide-se ECD por PD para calcular, em kWh, a energia total que o banco de baterias deve ser capaz de armazenar:

$$EA = \frac{ECD}{PD} \rightarrow EA = \frac{742,82}{0,60} \rightarrow EA = 1.238,03 \text{ kWh}$$

A bateria escolhida para ser empregada nesta usina autônoma é a Moura Estacionária 12MS234, que possui tensão nominal de 12V. A imagem deste equipamento assim como seus dados técnicos encontram-se dispostos a seguir:

Figura 34 – Bateria Estacionária Moura Solar 12MS234.



Fonte 38: Neosolar, disponível em <https://www.neosolar.com.br/loja/bateria-estacionaria-moura-solar-12ms234-220ah.html>, acessado em 13 de abril de 2024.

Figura 35 – Capacidade de armazenamento das baterias estacionárias solares Moura para cada regime de descarga.

Modelo (C120)	Tensão nominal (V)	Capacidade a 25°C (Ah) / 1,75V _{pe}			Dimensões (mm)				Peso (Kg)
		(C10)	(C20)	(C120)	Comp.	Larg.	Alt.		
	com polo						sem polo		
12MS32	12	27	30	33,6	197	130	184	159	9,9
12MS38	12	33	36	40	212	175	175	175	11,36
12MS48A	12	41	45	50,4	212	175	190	190	12,8
12MS58	12	50	55	61,2	242	175	175	175	14,4
12MS64A	12	52	60	67,1	242	175	190	190	15,5
12MS68	12	55	63	70,8	282	175	175	175	17,8
12MS74	12	63	70	77,4	282	175	190	190	19,3
12MS85	12	74	80	88,8	306	172	227	202	22,4
12MS111	12	95	105	116,4	330	172	244	219	26,5
12MS162	12	135	150	169,2	509	211	246	221	42,5
12MS186	12	160	175	194,4	517	272	246	221	52,15
12MS234	12	200	220	244,8	517	272	246	221	57,35

Fonte 39: Neosolar, disponível em <https://www.neosolar.com.br/loja/bateria-estacionaria-moura-solar-12ms234-220ah.html>, acessado em 13 de abril de 2024.

Figura 36 – Corrente nominal das baterias estacionárias solares Moura para cada regime de descarga.

MODELOS	1,85 VPE - 25°C	1,75 VPE - 25°C										
	C120	C120	C100	C24	C20	C10	C8	C5	C4	C3	C2	C1
12MS32	0,27	0,28	0,33	1,30	1,50	2,70	3,30	4,80	5,90	7,40	10,30	18,40
12MS38	0,32	0,33	0,40	1,60	1,80	3,30	3,90	5,40	6,40	8,50	12,00	20,80
12MS48A	0,40	0,42	0,50	1,90	2,30	4,10	5,00	7,40	8,90	11,30	15,80	27,80
12MS58	0,49	0,51	0,61	2,40	2,80	5,00	6,10	8,80	10,90	13,70	19,20	33,70
12MS64A	0,53	0,56	0,66	2,62	3,05	5,45	6,65	9,59	11,88	14,93	20,93	36,73
12MS68	0,56	0,59	0,69	2,70	3,20	5,70	6,90	10,50	12,90	16,40	23,10	40,20
12MS74	0,62	0,64	0,75	2,94	3,49	6,21	7,52	11,45	14,06	17,88	25,18	43,82
12MS85	0,71	0,74	0,88	3,50	4,00	7,20	8,50	12,10	14,60	18,70	26,10	45,60
12MS111	0,93	0,97	1,16	4,50	5,30	9,50	11,70	17,40	20,80	26,10	35,70	61,40
12MS162	1,35	1,41	1,65	6,50	7,50	13,50	15,90	23,10	27,50	34,50	47,40	79,10
12MS186	1,55	1,62	1,93	7,50	8,80	16,00	19,10	27,30	33,10	41,70	58,10	104,20
12MS234	1,95	2,04	2,42	9,50	11,00	20,00	24,00	35,90	43,50	55,60	78,90	131,00

Fonte 40: Neosolar, disponível em <https://www.neosolar.com.br/loja/bateria-estacionaria-moura-solar-12ms234-220ah.html>, acessado em 13 de abril de 2024.

O inversor escolhido para ser aplicado neste sistema isolado é o modelo GF1-5K48S1 da marca Livoltek. Tal escolha foi realizada, pois este equipamento já possui um controlador de carga embutido, o qual é necessário para controlar a tensão e a corrente de carregamento das baterias que armazenarão a energia excedente gerada. Além disso, este conversor é híbrido, ou seja, também pode operar injetando o excedente de energia gerada na rede de distribuição da concessionária. Logo, caso o proprietário queira parar de utilizar o banco de baterias futuramente, isto será possível. Seus dados técnicos estão dispostos a seguir:

Figura 37 – Dados técnicos do inversor que será empregado no sistema isolado.

Specifications

Model	GF1-3K48L1	GF1-3K48S1	GF1-5K48S1
PV Input			
Recommended max. PV Power	3300Wp	3300Wp	5500Wp
Max. Open Circuit Voltage	500V		
MPP Range Voltage	90V~480V		
Max. PV Current	14A	14A	25A
Max. Short Circuit Current	17A	17A	31.25A
No. of MPPTs/Strings per MPPT	1/1	1/1	1/2
AC Input			
Input Voltage Waveform	Sinusoidal (Utility or Generator)		
Rated Input Voltage	120V	230V	230V
Selectable Voltage Range	90~145V(UPS), 60~145V(Appliances),108~132V(UL)	170~280V(Computers) 90~280V(Appliances)	170~280V(Computers) 90~280V(Appliances)
Rated Input Frequency	50Hz /60Hz		
Frequency Range	45Hz~55Hz/55Hz~65Hz		
Max. AC to DC Efficiency	>95%		
Max. Input Current	14A	14A	23.9A
INV Output			
Output Waveform	Pure Sine Wave		
Rated Power	3000VA/3000W	3000VA/3000W	5000VA/5000W
Peak Power	6000VA	6000VA	10000VA
Power Factor	1	1	1
Rated Output Voltage	110V/120V ±5%	220V/230V/240V ±5%	220V/230V/240V ±5%
Rated Frequency Range	50Hz /60Hz (Auto Sensing)		
Typical Transfer Time	0ms		
Surge Power	10sec (110% ~ 150%), 2sec (150% ~ 200%)		
Max. Efficiency(PV to AC)	94%		
Max. Efficiency(BAT to AC)	94%		
THDv (@linear load)	<3%		
Battery & Charger			
Battery Type	Lead-acid/Lithium		
Rated Battery Voltage	48V		
Charging Algorithm	3-Step		
Communication with BMS	CAN		
Solar Charger Type	MPPT		
Max. Solar Charging Current	60A	60A	100A
Max. AC Charging Current	60A	60A	100A
Max. Charging Current	60A	60A	100A
General Data			
Dimension (W*H*D)	330*535*130 mm		
Weight	12KG		
Ingress Protection	IP21		
Cooling	Fan		
Operating Temperature Range	-10 °C ~ 55 °C		
Humidity	5% to 95% (Non-condensing)		
Standby power consumption	<2W		
Max. Operating Altitude	2000m		
Typical Noise Emission	<60dB		
Display	LED+APP/ LCD (Optional)		
Communication	CAN/USB/Dry Contact/Bluetooth/NTC/ RS485/Wi-Fi(Optional)/LCD(Optional)		

Fonte 41: Sou Energy, disponível em https://static.souenergy.com.br/catalog/product/file/Off-grid_Hybrid_Inverter_4_.pdf, acessado em 13 de abril de 2024.

Para que a potência de inversores desta usina seja igual à potência de inversores do sistema já instalado no local (135 kW), serão necessários 27 equipamentos do modelo mostrado na Figura 37, pois cada um possui uma potência de pico igual a 5 kW.

O módulo fotovoltaico escolhido para compor este gerador autônomo é o modelo RS6-560M-E3 560W da marca Renesola. Tal escolha foi realizada, pois, durante a efetuação do orçamento, este foi o painel que apresentou um valor de compra mais atrativo. Seus dados técnicos estão dispostos abaixo:

Figura 38 – Principais dados técnicos referentes ao módulo escolhido para compor o sistema autônomo.

Electrical Characteristics STC		RS6-560M-E3	
Maximum Power (Pmax)		560W	
Power Tolerance		0~+5W	
Module Efficiency		21.70%	
Maximum Power Current (Imp)		13.25A	
Maximum Power Voltage (Vmp)		42.25V	
Short Circuit Current (Isc)		14.10A	
Open Circuit Voltage (Voc)		50.10V	

Values at Standard Test Conditions STC(AM1.5, Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C)

Electrical Characteristics NOCT		RS6-560M-E3	
Maximum Power (Pmax)		418.6W	
Maximum Power Current (Imp)		10.68A	
Maximum Power Voltage (Vmp)		39.25V	
Short Circuit Current (Isc)		11.41A	
Open Circuit Voltage (Voc)		47.11V	

NOCT, Irradiance of 800W/m², AM1.5, Ambient Temperature 20 °C, wind Speed 1m/s.

Mechanical Characteristics		Characteristics	
Cell Type	MonoP-Type, 182x182(±1)mm, 144 (6x24) Half-Cut cells	Temperature Coefficient of Voc	-0.27%/°C
Glass	3.2mm, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass	Temperature Coefficient of Isc	+0.048%/°C
Frame	Anodized Aluminum Alloy	Temperature Coefficient of Pmax	-0.35%/°C
Junction Box	1P68 Rated, With Bypass Diodes	Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45°C ± 2°C
Dimension	2278×1134×30mm		
Output Cable	4 mm ² (EU), 300 mm, length can be customized		
Weight	27kg		
Installation Hole Location	See Drawing Above		

Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer. They only serve for comparison among different module types.

Packing Information		Maximum Ratings	
Container	40' HQ	Operating Temperature	-40°C ~ +85°C
Pallets per Container	20	Maximum System Voltage	1500VDC
Pieces per Container	720	Maximum Series Fuse Rating	25A

Fonte 42: Sou Energy, disponível em https://static.souenergy.com.br/catalog/product/file/RS6-560M-E3-2278_1134_30mm_734.pdf, acessado em 13 de abril de 2024.

Para que a potência de pico da usina isolada seja igual à potência de pico do sistema já instalado no supermercado, serão necessários 333 módulos fotovoltaicos do modelo mostrado na Figura 38, uma vez que a potência de pico de cada painel vale 560 W.

Para dimensionar a quantidade de baterias, é necessário ressaltar que serão, ao todo, 27 bancos de baterias, cada um carregado por cada inversor do modelo mostrado na Figura 37. Primeiramente, deve-se calcular quantas baterias ficarão conectadas em série em cada banco. De acordo com os dados da Figura 37, o controlador de carga do inversor fornece uma tensão de 48V. Portanto, para calcular o número de baterias que serão conectadas em série em cada banco, basta dividir a tensão do banco de baterias pela tensão individual de cada bateria:

$$NS = \frac{VT}{VB} \rightarrow NS = \frac{48}{12} \rightarrow NS = 4 \text{ baterias}$$

Onde

- NS → Número de baterias que serão conectadas em série;
- VT → Tensão total do banco de baterias;
- VB → Tensão nominal de cada bateria.

Para calcular a quantidade de baterias que serão conectadas em paralelo, primeiro é necessário converter a energia que cada banco de baterias deve armazenar de kWh para Ah, o que é feito pela aplicação da seguinte equação:

$$CBB = \left(\frac{EA * 1000}{VT} \right) * \frac{1}{27} \rightarrow CBB = \left(\frac{1238,03 * 1000}{48} \right) * \frac{1}{27} \rightarrow CBB = 955,27 \text{ Ah}$$

Onde CBB é capacidade de armazenamento de energia de cada banco de baterias em Ah.

Feito isso, para calcular a quantidade de baterias que serão conectadas em paralelo, basta dividir CBB pela capacidade de armazenamento individual de cada bateria. Entretanto, antes disso, é necessário considerar o regime de descarga ao qual o banco de baterias ficará submetido. Neste caso, será considerado que cada banco de baterias descarregará energia para os equipamentos da unidade consumidora durante um período de 10 horas por dia, pois a parte da noite é o período de maior consumo do supermercado, o que pode ser extraído pela interpretação do gráfico da Figura 31. Além disso, também é considerado os momentos durante o dia em que a geração é reduzida, seja por sombreamento ou por tempo nublado. Portanto,

para um regime de descarga de 10 horas por dia, a capacidade de armazenamento da bateria escolhida é igual a 200 Ah, como pode ser evidenciado na Figura 35. Assim, é calculado a quantidade de baterias que serão conectadas em paralelo em cada banco:

$$NP = \frac{CBB}{CB} \rightarrow NP = \frac{955,27}{200} \rightarrow NP = 4,78 \text{ baterias}$$

Onde:

- NP → Número de baterias que serão conectadas em paralelo;
- CB → Capacidade de armazenamento de energia individual de cada bateria.

Arredonda-se o número de baterias para o primeiro número natural acima do que foi calculado, logo, serão necessárias 5 baterias conectadas em paralelo em cada um dos 27 bancos de baterias.

Para obter a quantidade total de baterias necessárias para este sistema, basta multiplicar NS por NP e, depois, pelo número total de banco de baterias:

$$QTB = (NS * NP) * 27 \rightarrow QTB = (4 * 5) * 27 \rightarrow QTB = 540 \text{ baterias}$$

Onde QTB é a quantidade total de baterias que serão empregadas nesta usina isolada.

Realizados todos estes cálculos, agora é necessário calcular o valor do investimento necessário para a instalação desta usina solar fotovoltaica autônoma. A tabela a seguir contém todos os valores discriminados:

Tabela 5 – Valor individual dos equipamentos e serviços necessários para instalação do gerador autônomo.

EQUIPAMENTOS E SERVIÇOS NECESSÁRIOS PARA INSTALAR O SISTEMA AUTÔNOMO (186,48 kWp)							
DESCRIÇÃO	MARCA	MODELO	QUANTIDADE	POTÊNCIA NOMINAL (W)/ CAPACIDADE DE ARMAZENAMENTO (Ah)	VALOR INDIVIDUAL	VALOR TOTAL	INVESTIMENTO TOTAL
Módulo Fotovoltaico	Renesola	RS6-560M-E3	333	560	R\$ 588,00	R\$ 195.804,00	R\$ 1.504.569,22
Inversor Fotovoltaico	Livolttek	GF1-5K48S1	27	5.000	R\$ 5.170,00	R\$ 139.590,00	
Bateria	Moura	12MS234	540	200	R\$ 1.790,44	R\$ 966.837,60	
Serviço de Instalação	-	-	-	-	R\$ 52.478,47	R\$ 52.478,47	
Insumos	-	-	-	-	R\$ 149.859,15	R\$ 149.859,15	

Fonte 43: Autor (Marcos Paulo Arruda Freitas).

Na Tabela 5, o item denominado “Insumos”, refere-se aos equipamentos secundários necessários para a montagem desta usina, os quais correspondem principalmente a cabeamentos e dispositivos de proteção. Além disso, a quantidade de cada componente foi dimensionada de

acordo com a potência de pico do sistema *On Grid*, analisado anteriormente, pois a energia que deve ser gerada é a mesma.

A economia média mensal, advinda da utilização deste gerador, é a totalidade do valor médio mensal da fatura (VMF) desta unidade consumidora, caso ela não tivesse um sistema solar fotovoltaico instalado, uma vez que toda a energia do local será suprida pela usina isolada da rede de distribuição. Este valor é obtido a partir do consumo médio energético total da UC e já foi calculado nesta seção na parte de análise para um sistema *On Grid*, sendo igual a R\$18.637,27. Com isso, é possível calcular o tempo de retorno capitalizado pela aplicação da Equação 4:

$$TRC = \frac{\log\left(\frac{ECOM}{ECOM - \Delta C * i_l}\right)}{\log(1 + i_l)}$$

$$\rightarrow TRC = \frac{\log\left(\frac{18.637,27}{18.637,27 - 1.504.569,22 * (-0,0038)}\right)}{\log(1 + (-0,0038))}$$

$$\rightarrow TRC = 70,28 \text{ meses}$$

Portanto, o tempo de retorno capitalizado do investimento necessário para a instalação de um sistema solar fotovoltaico *Off Grid*, que supra a demanda energética da unidade consumidora estudada, é de 70,28 meses, o que equivale a 5 anos, 10 meses e 8 dias.

Sistema Solar Fotovoltaico Híbrido com Função Grid Zero

Para analisar a viabilidade econômica neste caso, será considerado um sistema Híbrido sem a utilização de baterias com a função *Grid Zero*. Ou seja, ele será conectado à rede, mas não armazenará energia de nenhuma forma, seja injetando energia na rede de distribuição da concessionária, seja carregando um banco de baterias. Portanto, tal usina servirá apenas para suprir o autoconsumo diurno da unidade consumidora estudada.

Logo, será considerado o consumo simultâneo máximo, evidenciado no gráfico da Figura 32, pois ele representa a maior demanda energética do supermercado durante o dia, ou seja, é a situação mais crítica que o gerador deve atender. Segundo dados plotados no gráfico da Figura 32, durante os meses analisados, o momento em que a unidade consumidora apresentou maior demanda energética foi durante o mês de novembro de 2023, o qual foi de

11.242,70 kWh. Portanto, o sistema *Grid Zero* dimensionado deve ser capaz de gerar essa quantidade de energia mensal.

Para dimensionar os principais componentes deste gerador (módulos e inversores fotovoltaicos), primeiramente é necessário calcular a potência de pico do sistema, a qual pode ser obtida pela seguinte equação:

$$PP = \frac{GMM}{IG} \quad (7)$$

Onde:

- PP → Potência de pico do gerador;
- GMM → Geração média mensal do gerador;
- IG → Índice de geração.

O índice de geração corresponde a um valor que indica a quantidade de energia em kWh para cada 1 kW de potência instalada, levando em consideração a irradiação média solar por metro quadrado da área analisada. De acordo com o Solar Market, plataforma virtual utilizada para dimensionamento de sistemas solares fotovoltaicos, o índice de geração na cidade de Ibiá – MG (local onde o supermercado está localizado), vale 124 kWh/kWp, ou seja, para cada 1 kW de potência instalada, é possível gerar 124 kWh de energia por mês nesta região. Portanto, ao aplicar a Equação 7, calcula-se a potência de pico necessária para suprir o autoconsumo máximo que a unidade consumidora em questão possa vir a ter:

$$PP = \frac{11.242,70}{124} \rightarrow PP = 90,67 \text{ kWp}$$

O inversor fotovoltaico escolhido para compor este sistema é o modelo IQ7AM-72-2-US da marca Enphase. Tal escolha foi realizada, pois este equipamento opera com a tecnologia MLPE, o que faz com que a usina tenha uma geração mais otimizada, pois um módulo sombreado não influenciará negativamente na potência de um painel que se encontra sob iluminação plena. Além disso, quando este inversor é comprado, já vêm incluso o gerenciador inteligente de energia e os transformadores de corrente, os quais são dispositivos necessários para que a função *Grid Zero* seja utilizada. O *Datasheet* deste dispositivo é apresentado abaixo:

Figura 39 – Ficha de dados do inversor Enphase IQ7AM-72-2 – US.

IQ7AM Microinverter

INPUT DATA (DC)	UNITS	IQ7AM-72-2-US
Commonly used module pairings ¹	W	295-460
Module compatibility		60-cell/120-half-cell and 72-cell/144-half-cell PV modules
MPPT voltage range ²	V	18-58
Operating range	V	18-58
Min./max. start voltage	V	33/58
Max. input DC voltage	V	58
Max. continuous input DC current	A	10.2
Max. input DC short-circuit current (module Isc) ³	A	25
Max. module Isc	A	20
Overvoltage class DC port		II
DC port back-feed current	mA	0
PV array configuration		1 × 1 ungrounded array; No additional DC side protection required; AC side protection requires max 20 A per branch circuit
OUTPUT DATA (AC)	UNITS	IQ7AM-72-2-US
Peak output power	VA	335
Max. continuous output power	VA	330
Nominal (L-L) voltage/range ⁴	V	220/98-242
Max. continuous output current	A	1.44
Nominal frequency	Hz	60
Extended frequency range	Hz	47-68
AC short circuit fault current over three cycles	Arms	5.8
Max. units per 20 A (L-L) branch circuit ⁵		11
Total harmonic distortion	%	<5
Overvoltage class AC port		III
AC port back-feed current	mA	18
Power factor setting		1.0
Grid-tied power factor (adjustable)		0.85 leading ... 0.85 lagging
Peak efficiency	%	97.1
CEC weighted efficiency	%	96.5
Nighttime power consumption	mW	<60
MECHANICAL DATA		
Ambient temperature range		-40°C to 60°C (-40°F to 140°F)
Relative humidity range		4% to 100% (condensing)
DC connector type		MC4
Dimensions (H × W × D)		212 mm (8.3") × 175 mm (6.9") × 30.2 mm (1.2")
Weight		1.08 kg (2.38 lbs)
Cooling		Natural convection—no fans
Approved for wet locations		Yes
Pollution degree		PD3
Enclosure		Class II double-insulated, corrosion-resistant polymeric enclosure
Environ. category/UV exposure rating		NEMA Type 6/outdoor

Fonte 44: Enphase, disponível em <https://enphase.com/download/iq7am-microinverter-data-sheet>, acessado em 13 de abril de 2024.

O módulo fotovoltaico escolhido para compor este sistema é o modelo DHM72X10-555W da marca DAH. Esta escolha foi realizada, pois, a partir dos dados fornecidos pelo Figura 34, a tensão e a corrente máxima de entrada que o inversor escolhido suporta são

respectivamente 58V e 10,2A. Portanto, é possível conectar um módulo de até 591W de potência neste equipamento. O painel escolhido foi o que apresentou um valor de compra mais atrativo com potência máxima próxima ao que o conversor admite. Para calcular a quantidade necessária desses painéis para comporem o gerador, basta converter a potência de pico da usina para Wh, multiplicando PP por 1000, e dividir este valor pela potência nominal do módulo, como mostrado a seguir:

$$QM = \frac{PP * 1000}{555} \rightarrow QM = \frac{90,67 * 1000}{555} \rightarrow QM = 163,37 \text{ módulos}$$

Onde QM é a quantidade total de módulos que deve ser empregada na usina. É necessário arredondar o valor de QM para o primeiro número natural acima do que foi calculado. Portanto, neste caso, este gerador será composto por 164 módulos de 555W, cujos dados técnicos estão dispostos a seguir:

Figura 40 – Ficha técnico do módulo dimensionado.

DHM-72X10(BW)-540~555W

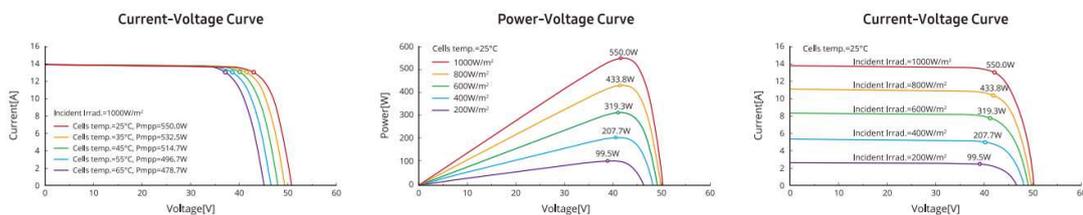
Design	Mechanical Specification
	Cells Type Mono 182×91mm
	Dimension (L×W×T) 2279×1134×35mm
Weight 29kg	Packing 31pcs/pallet, 620pcs/40HQ
Output Cable <i>(Including connector)</i>	4.0mm ² , 350/250mm in length, length can be customized
No. of Cells 14	144 (6×24)
Glass Junction box	3.2mm High Transmission, Antireflection Coating IP68, 3 Bypass Diodes
Connector	MC4 Compatible
Operating Parameters	
Maximum system voltage	1500V DC
Operating Temperature	-40 ~ +85°C
Maximum series fuse rating	25A
Snow load, frontside	5400Pa
Wind load, backside	2400Pa
Nominal operating cell temperature	45°C±2°C
Application level	Class A

NOCT-Electrical Characteristics

Maximum Power (P _{max} /W)	402	405	409	413
Open-circuit Voltage (V _{oc} /V)	46.7	46.9	47.1	47.3
Maximum Power Voltage (V _{mp} /V)	39.4	39.6	39.8	40.0
Short-circuit Current (I _{sc} /A)	11.04	11.09	11.13	11.18
Maximum Power Current (I _{mp} /A)	10.20	10.24	10.29	10.33

Standard Test Environment : Irradiance 800W/m², Ambient temperature 20°C, Spectrum AM1.5, Wind speed 1m/s

I-V Curve DHM-72X10(BW)-550W



Fonte 45: DAH Solar, disponível em [https://pt.dahsolarpv.com/uploadfile/downloads/EN-DHM-72X10\(BW\)-540-555W.pdf](https://pt.dahsolarpv.com/uploadfile/downloads/EN-DHM-72X10(BW)-540-555W.pdf), acessado em 13 de abril de 2024.

É importante ressaltar que o modelo de inversor escolhido opera com apenas um módulo conectado a ele, portanto, neste gerador, a quantidade de painéis e conversores fotovoltaicos será a mesma. A tabela a seguir discrimina todos os valores dos equipamentos e serviços necessários para a montagem desta usina, assim como o valor total do investimento:

Tabela 6 - Valor individual dos equipamentos e serviços necessários para instalação do gerado *Zero Grid*.

EQUIPAMENTOS E SERVIÇOS NECESSÁRIOS PARA INSTALAR O SISTEMA ZERO GRID (90,67 kWp)							
DESCRIÇÃO	MARCA	MODELO	QUANTIDADE	POTÊNCIA NOMINAL (W)	VALOR INDIVIDUAL	VALOR TOTAL	INVESTIMENTO TOTAL
Módulo Fotovoltaico	DAH	DMH72X10	164	555	R\$ 748,93	R\$ 122.824,52	R\$ 343.294,88
Inversor Fotovoltaico	Enphase	IQ7AM-72-2-US	164	335	R\$ 743,85	R\$ 121.991,40	
Serviço de Instalação	-	-	-	-	R\$ 25.614,69	R\$ 25.614,69	
Insumos	-	-	-	-	R\$ 72.864,27	R\$ 72.864,27	

Fonte 46: Autor (Marcos Paulo Arruda Freitas).

Feito isso, é necessário calcular a economia média mensal na fatura da unidade consumidora que irá instalar este gerador. Para isso, será considerado que esta usina suprirá o autoconsumo médio calculado na ‘Seção 5.2’ deste estudo, o qual vale 7.957,82 kWh/mês. Além disso, na parte de análise do sistema *On Grid*, foi constatado que, de acordo com a CEMIG, o valor da tarifa de energia atual para as unidades consumidoras pertencentes ao Grupo B3, adequadas ao sistema convencional, é de 0,96/kWh, portanto a economia média mensal será:

$$EMM_0 = 7.957,82 * 0,96 \rightarrow EMM_0 = R\$7.639,51$$

Onde EMM_0 é a economia média mensal obtida pelo uso do sistema híbrido com função *Grid Zero*.

Por fim, é necessário calcular o tempo de retorno capitalizado necessário para instalar este gerador, o qual é dado pela aplicação da Equação 4:

$$TTRC = \frac{\log\left(\frac{ECOM}{ECOM - \Delta C * i_l}\right)}{\log(1 + i_l)}$$

$$\rightarrow TRC = \frac{\log\left(\frac{7.639,51}{7.639,51 - 343.294,88 * (-0,0038)}\right)}{\log(1 + (-0,0038))}$$

$$\rightarrow TRC = 41,41 \text{ meses}$$

Portanto, o tempo de retorno capitalizado do investimento necessário para a instalação de um sistema solar fotovoltaico Híbrido *Grid Zero*, que supra a demanda energética diurna da unidade consumidora estudada, é de 41,41 meses, o que equivale a 3 anos, 5 meses e 12 dias.

6 DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

Ao observar os resultados obtidos no estudo de caso, é possível constatar a grande inviabilidade da instalação da usina autônoma, o que se dá principalmente por dois motivos:

- **Grande tempo para o retorno do capital investido:** o TRC calculado para o gerador autônomo foi de 5 anos, 10 meses e 8 dias, o qual é muito alto quando comparado ao TRC calculado para os outros dois tipos de sistema. Isto aconteceu devido ao alto valor agregado ao banco de baterias, pois, como é necessário armazenar uma grande quantidade de energia, foram necessárias muitas unidades de armazenamento (516) para compô-lo e, mesmo nos dias de hoje, este tipo de equipamento ainda possui um custo elevado. É importante ressaltar que a bateria escolhida utiliza a tecnologia de chumbo-ácido, estando ela entre as mais baratas do mercado de baterias estacionárias voltadas para sistemas solares fotovoltaicos;
- **Segurança:** Ao observar a Figura 31, é evidenciado que a corrente individual da bateria escolhida, sob um regime de descarga de 10 horas, é de 20A. Além disso, no estudo de caso, foi calculado que seriam necessárias 5 baterias ligadas em paralelo para compor cada banco. Assim, é possível calcular a corrente total de cada banco de baterias durante o seu descarregamento, a partir da equação a seguir:

$$I_T = NP * 20 \rightarrow I_T = 5 * 20 \rightarrow I_T = 100A$$

100 A é um valor de corrente elétrica contínua bastante elevado, portanto, mesmo com os devidos equipamentos de proteção adicionados ao sistema instalado, esta usina deveria seguir um regime rígido de manutenções e verificações dos equipamentos. Caso estes procedimentos não fossem realizados e o gerador fosse deixado de lado, o risco de um acidente elétrico seria elevado.

Além disso, após o pagamento do investimento necessário para instalar o sistema autônomo, as baterias já estariam quase no momento de serem trocadas, pois o tempo de vida útil das baterias de chumbo-ácido, voltadas para sistemas fotovoltaicos, é entre 5 e 10 anos, o que também é um fator que torna desvantajoso a aquisição deste tipo de usina para a unidade consumidora analisada.

Quando se observa o TRC para os sistemas *On Grid* e *Grid Zero*, apenas por este critério, a conclusão tirada seria a de que a instalação da usina *Grid Zero* se mostra mais

vantajosa, pois o tempo de retorno do investimento necessário para instalá-la é menor. Entretanto, deve-se considerar que, para o sistema *Zero Grid*, após o retorno do capital investido, o proprietário da unidade consumidora ainda continuará pagando um valor elevado de fatura, que pode ser calculado pela seguinte equação:

$$VMF_0 = VMF - EMM_0 \rightarrow VMF_0 = 18.637,27 - 7639,51 \rightarrow VMF_0 = R\$10.997,76$$

Isto ocorre, porque o sistema *Grid Zero* supri apenas o autoconsumo da unidade consumidora, portanto o consumo não simultâneo continua sendo fornecido pela rede de distribuição da concessionária. Além disso, o custo desta energia não simultânea acabou sendo maior do que valor do Fio B que este consumidor pagará em 2028, o qual valerá R\$2.513,68, como mostrado na Tabela 4. Logo é vantajoso, para o proprietário do gerador, aguardar 4 meses a mais para o retorno do seu investimento, pois, a partir do momento em que a usina se paga, toda a energia mensal economizada se torna lucro. No sistema *On Grid*, este lucro será de R\$17.136,65/mês e, no *Grid Zero*, ele será de R\$7.639,51/mês.

Conseqüentemente, após toda a realização deste estudo de caso, foi possível evidenciar que, mesmo com as mudanças nas regras instituídas pela Lei 14.300/2022, a qual instituiu a cobrança pela energia não simultânea compensada pela energia injetada com base no Fio B, a instalação de um sistema conectado à rede de distribuição da concessionária se mostra como sendo a mais vantajosa para um supermercado de médio porte localizado na cidade de Ibiá – MG.

7 CONCLUSÃO

A ingressão nas disciplinas específicas de engenharia elétrica durante a graduação do autor, fez com que surgisse o interesse pelo setor de energia solar fotovoltaica. Portanto, a realização do estudo presente neste trabalho foi de suma importância para a formação a sua formação, pois foi possível mesclar o conhecimento obtido na universidade, principalmente nas disciplinas de Eficiência Energética e Eletrônica de Potência, com a experiência profissional do autor no setor fotovoltaico, adquirida a partir do início do seu estágio.

Além disso, desde que houve o anúncio de que a Lei 14.300/2022 seria sancionada, percebi uma certa falta de entendimento do público em geral a respeito das novas cobranças que seriam instituídas. Portanto, a realização deste trabalho mostrou que, mesmo com a

cobrança sobre a energia não simultânea compensada pela energia injetada com base em 90% do Fio B (2028), ainda será extremamente viável instalar um sistema solar fotovoltaico conectado à rede distribuição das concessionárias, pois, tanto o tempo de retorno quanto o lucro obtido após o pagamento da usina, se mostram bastante atrativos do ponto de vista econômico e ambiental, uma vez que os geradores fotovoltaicos são uma fonte de energia elétrica limpa.

Por fim, o estudo realizado neste trabalho será de extrema utilidade na carreira profissional que o autor deseja seguir no setor fotovoltaico, pois, com embasamento forte em dados retirados de uma usina já em operação, ele mostra que, mesmo em unidades consumidoras nas quais há um elevado consumo não simultâneo, ainda é muito viável tanto técnica quanto economicamente a aquisição de um gerador *On Grid*.

8 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] Villalva, M. G., & Gazoli, J. R. (2012). Energia solar fotovoltaica: Conceitos e aplicações. São Paulo: Érica.

[2] EPE. 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. 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: 05 de abril de 2024.

[3] EPE. Carga de energia deve crescer em média 3,4% por ano no período de 2022 a 2026. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/carga-de-energia-deve-crescer-em-media-3-4-por-ano-no-periodo-de-2022-a-2026#:~:text=Para%20o%20per%C3%ADodo%202022%2D2026,no%20Produto%20Interno%20Bruto%20%E2%80%93%20PIB>. Acesso em: 05 de abril de 2024.

[4] EPBR. Demanda global de energia crescerá 62% até 2050, aponta Bloomberg NEF. Disponível em: <https://epbr.com.br/demanda-global-de-energia-crescera-62-ate-2050-aponta-bloombergnef/>. Acesso em: 05 de abril de 2024.

[5] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Resenha Mensal do Mercado de Energia Elétrica. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/resenha-mensal-do-mercado-de-energia-eletrica>. Acesso em: 05 de abril de 2024.

[6] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Expansão da Geração. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/expansao-da-geracao>. Acesso em: 05 de abril de 2024.

[7] Envolverde. O aumento da demanda de eletricidade está colocando os sistemas de energia sob pressão em todo o mundo. Disponível em: <https://envolverde.com.br/o-aumento-da-demanda-de-eletricidade-esta-colocando-os-sistemas-de-energia-sob-pressao-em-todo-o-mundo/#:~:text=Para%202022%2D2024%2C%20o%20relat%C3%B3rio,alguma%20incertez a%20para%20essa%20perspectiva>. Acesso em: 05 de abril 2024.

[8] Ministério de Minas e Energia. CMSE estima recorde histórico de expansão da capacidade instalada de geração de energia elétrica em 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/cmse-estima-recorde-historico-de-expansao-da-capacidade-instalada-de-geracao-de-energia-eletrica-em-2023>. Acesso em: 05 de abril 2024.

[9] Empresa de Pesquisa Energética. “MATRIZ ENERGÉTICA.” Epe.gov.br, EPE, 2019, www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica.

[10] “Brasil Bate Recorde de Expansão Da Energia Solar Em 2023.” Ministério de Minas E Energia. Disponível em: www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/brasil-bate-recorde-de-expansao-da-energia-solar-em-2023. Acesso em: 06 de Abril de 2024.

[11] Shimomaebara, Lena Ayano, and Drielli Peyerl. “ENERGIA SOLAR NO BRASIL: Histórico E Planejamento Energético.” *Revista de Políticas Públicas*, vol. 25, no. 2, 2021, pp. 854–869. Disponível em: www.redalyc.org/journal/3211/321171229021/html/. Acesso em: 06 de Abril de 2024. <https://doi.org/10.18764/2178-2865.v25n2p854-869>

[12] ENGIE. Matriz Energética Brasileira. Disponível em: <<https://www.alemdaenergia.engie.com.br/matriz-energetica-brasileira/#:~:text=De%20acordo%20com%20o%20Minist%C3%A9rio,chegando%20a%2085%25%20em%202050.>>. Acesso em: 6 abr. 2024.

[13] Energia, Sol Brasil. “Evolução Da Energia Solar No Brasil.” Sol Brasil Energia Solar, 23 de Abril de 2021. Disponível em: solbrasilenergia.com.br/evolucao-da-energia-solar-no-brasil/#:~:text=O%20primeiro%20efeito%20fotovoltaico%20foi. Acesso em: 06 de Abril de 2024.

[14] “Brasil Chega a 2 Milhões de Sistemas de Energia Solar.” Agência Brasil, 28 de Junho de 2023. Disponível em: agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2023-06/brasil-alcanca-marca-de-2-milhoes-de-sistemas-de-energia-solar/#:~:text=Levantamento%20da%20Associa%C3%A7%C3%A3o%20Brasileira%20de. Acesso em: 06 de Abril de 2024.

[15] FRANCO, Arthur Portilho. Sistemas fotovoltaicos: contextualização e perspectivas para sua massificação no Brasil. Universidade Federal de Lavras, Lavras–MG, 2013.

[16] “Tipos de Sistemas Fotovoltaicos.” Portal Solar - Tudo Sobre Energia Solar Fotovoltaica. Disponível em: www.portalsolar.com.br/tipos-de-sistemas-fotovoltaicos. Acesso em: 07 de Abril de 2024.

[17] “O Que São MPPT E MLPE No Inversor Solar | Neosolar.” Wwww.neosolar.com.br. Disponível em: www.neosolar.com.br/aprenda/saiba-mais/microinversor/tecnologia-mppt-mlpe-otimizacao-inversor-solar. Acesso em: 07 de Abril de 2024.

[18] BRASIL. ANEEL. Resolução Normativa nº 1000 de 7 de Dezembro de 2021. Estabelece as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica; revoga as Resoluções Normativas ANEEL nº 414, de 9 de setembro de 2010; nº470, de 13 de dezembro de 2011; nº 901, de 8 de dezembro de 2020 e dá outras providências. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.html>. Acesso em 10 de Abril de 2024.

[19] Silva, Janine. “TE E TUSD: Entenda as Taxas Da Conta de Luz Da Sua Empresa | TAB.” TAB Energia, 03 de março de 2021. Disponível em: tabenergia.com.br/blog/te-e-tusd/. Acesso em: 10 de Abril de 2024.

[20] BRASIL. ANEEL. Resolução Normativa nº 482 de 17 de Abril de 2012. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, e dá outras providências. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em 10 de Abril de 2024.

[21] BRASIL. ANEEL. Resolução Normativa nº 687 de 24 de Novembro de 2015. Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição Prodist. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>. Acesso em 10 de Abril de 2024.

[22] BRASIL. Lei nº 14.300 de 06 de Janeiro de 2022. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS); altera as Leis nºs 10.848, de 15 de março de 2004, e 9.427, de 26 de dezembro de 1996; e dá outras providências. Brasília, 6 de janeiro de 2022; 201º da Independência e 134º da República.

[23] Trinasolar. Disponível em <https://www.trinasolar.com/pt>. Acesso em: 10 de abril de 2024.

[24] WEG. Disponível em: https://www.weg.net/catalog/weg/BR/pt/Automa%C3%A7%C3%A3o-e-Controle-Industrial/Drives/M%C3%B3dulos-e-Inversores-Fotovoltaicos/c/BR_WDC_IA_DRV_SI. Acesso em: 10 de abril de 2024.

[25] WEG. Disponível em: https://www.weg.net/catalog/weg/BR/pt/Automa%C3%A7%C3%A3o-e-Controle-Industrial/Drives/M%C3%B3dulos-e-Inversores-Fotovoltaicos/c/BR_WDC_IA_DRV_SI. Acesso em: 10 de abril de 2024.

[26] Neosolar. Disponível em: <https://www.neosolar.com.br/loja/bateria-estacionaria-moura-solar-12ms234-220ah.html>. Acesso em: 13 de abril de 2024.

[27] Sou Energy. Disponível em: https://static.souenergy.com.br/catalog/product/file/Off-grid_Hybrid_Inverter_4_.pdf. Acesso em: 13 de abril de 2024.

[28] Sou Energy. Disponível em: https://static.souenergy.com.br/catalog/product/file/RS6-560M-E3-2278_1134_30mm_734.pdf. Acesso em: 13 de abril de 2024.

[29] Enphase. Disponível em: <https://enphase.com/download/iq7am-microinverter-data-sheet>. Acesso em: 13 de abril de 2024.

[30] DAH Solar. Disponível em: [https://pt.dahsolarpv.com/uploadfile/downloads/EN-DHM-72X10\(BW\)-540-555W.pdf](https://pt.dahsolarpv.com/uploadfile/downloads/EN-DHM-72X10(BW)-540-555W.pdf). Acesso em: 13 de abril de 2024.

[31] Agência Nacional de Energia Elétrica. Luz na Tarifa - Base de Tarifas. Disponível em: <https://portalrelatorios.aneel.gov.br/luznatarifa/basestarifas#!>. Acesso em: 12 de Abril de 2024.

[32] Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG). Valores de tarifas e serviços. Disponível em: <https://www.cemig.com.br/atendimento/valores-de-tarifas-e-servicos/>. Acesso em: 12 de Abril de 2024.

[33] Cenofisco. Taxa Selic Mensal. Disponível em: <https://www.cenofisco.com.br/Composicao/Tabelas-Praticas/Taxa-Selic-Mensal#:~:text=Taxa%20de%20Juros%20Selic%20%2D%20Mensal&text=Mensal%20%3D%20%2C16%25%20%7C%20IPC%2DFipe%20Mar>. Acesso em: 13 de Abril de 2024.

[34] InfoMoney. Conta de luz deve subir 5,6% em 2024, estima Aneel. Disponível em: <https://www.infomoney.com.br/consumo/conta-de-luz-deve-subir-56-em-2024-estima-aneel/>. Acesso em: 13 de Abril de 2024.

[35] BELINOVSKI, Kleber David; BISPO, Décio; DE PAULA SILVA, Sérgio Ferreira. Análise de Eficiência Energética em uma Indústria de Palitos. CEP, v. 38400, p. 902, 2009.

[36] ALMEIDA, Thales Hieron Soares de et al. Dimensionamento de um sistema fotovoltaico grid-tie e off-grid para alimentação de energia elétrica do laboratório hidráulico do CCTA/UFCG. 2018.

[37] Freire, Wagner. “Demanda Global de Energia Elétrica Deve Aumentar 2% Em 2023, Aponta IEA.” Canal Solar, 19 de julho de 2023. Disponível em: canalsolar.com.br/demanda-global-de-energia-eletrica-deve-aumentar-2-em-2023-aponta-iea/. Acesso em: 15 de abril de 2024.