

UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO
CENTRO TECNOLÓGICO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROJETO DE GRADUAÇÃO



NATHALIA SILVA SANTANA

ESTUDO DE CASO DE ANÁLISE TARIFÁRIA E
VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DE
IMPLANTAÇÃO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO
EM UMA UNIDADE CONSUMIDORA DO GRUPO A
DA GRANDE VITÓRIA, ES

VITÓRIA-ES

JULHO/2023

Nathalia Silva Santana

**ESTUDO DE CASO DE ANÁLISE TARIFÁRIA E
VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DE
IMPLANTAÇÃO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO
EM UMA UNIDADE CONSUMIDORA DO GRUPO A
DA GRANDE VITÓRIA, ES**

Parte manuscrita do Projeto de Graduação do aluno Nathalia Silva Santana, apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

Vitória-ES

Julho/2023

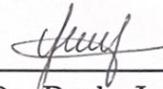
Nathalia Silva Santana

**ESTUDO DE CASO DE ANÁLISE TARIFÁRIA E
VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DE
IMPLANTAÇÃO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO
EM UMA UNIDADE CONSUMIDORA DO GRUPO A
DA GRANDE VITÓRIA, ES**

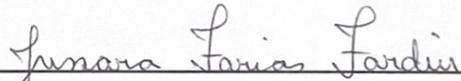
Parte manuscrita do Projeto de Graduação do aluno Nathalia Silva Santana, apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

Aprovado em 24 de julho de 2023.

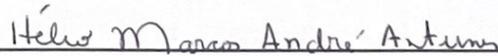
COMISSÃO EXAMINADORA:



Prof. Dr. Paulo José Mello Menegáz
Universidade Federal do Espírito Santo
Orientador



Profa. Dra. Jussara Farias Fardin
Universidade Federal do Espírito Santo
Examinador



Prof. Dr. Hélio Marcos André Antunes
Universidade Federal do Espírito Santo
Examinador

Vitória-ES

Julho/2023

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, gostaria de agradecer a Deus, por tudo o que fez e faz em minha vida.

Aos meus pais, Maria e Adão, por todo o amor, por sempre terem investido em mim e me incentivado à correr atrás dos meus objetivos.

Ao Petterson, por todo apoio emocional, cuidado e paciência durante esses anos.

Ao meu orientador, Paulo Menegáz, pela ajuda e orientação durante o desenvolvimento deste trabalho, além de todos os momentos de aprendizado compartilhados enquanto foi meu tutor no PET Engenharia Elétrica.

Aos meus amigos de curso, por terem tornado a graduação mais leve. Em especial à Fernanda Oliveira, por ter sido minha parceira em todos os momentos.

Aos meus professores, por todos os ensinamentos compartilhados.

À minha amiga, Alice Fiorese, e ao pai dela, Celso Ramos, proprietários da unidade consumidora, por terem me permitido realizar o estudo, por toda disponibilidade e atenção.

Aos meus familiares e amigos, que torcem e vibram comigo a cada conquista.

Por fim, agradeço à Universidade Federal do Espírito Santo pela minha formação.

RESUMO

Nos últimos anos a preocupação mundial com o meio ambiente tem crescido devido ao aquecimento global, fomentando a busca por fontes alternativas de energia que causem menos impactos ambientais. Somado a isso, vivemos algumas crises econômicas, sendo a última o período de recessão provocado pela pandemia da COVID-19, que faz com que seja necessário procurar formas eficientes investir e economizar. Sendo assim, neste trabalho se propõem à realizar um estudo de caso de análise tarifária e de viabilidade técnica e econômica de implantar um sistema fotovoltaico conectado à rede em um supermercado do grupo A, subgrupo A4, enquadrado na modalidade tarifária verde.

Para o desenvolvimento utilizou-se faturas de energia elétrica e foi necessário estimar a quantidade de energia gerada pelo gerador que atua no estabelecimento durante o posto horário ponta tanto para realizar a análise tarifária quanto para projetar o SFVR. Para a análise tarifária foram utilizados fórmulas e conceitos de tarifação aprendidos no curso, para a análise de viabilidade técnica do SFVR foi usado o método compartilhado pelo CRESESB para projetar o gerador fotovoltaico e o inversor, e para a análise de viabilidade econômica foram aplicados conceitos de administração financeira.

A partir da análise tarifária feita pode-se concluir que o melhor enquadramento para a unidade consumidora é a modalidade tarifária verde, com ajuste de demanda contratada para 167 kW. Quanto ao SFV, não foi possível tecnicamente projetar um sistema que suprisse todo o consumo de energia devido à falta de área disponível no local de instalação. Sendo assim, o projeto foi feito utilizando todas as áreas disponíveis que favorecem a geração. Como resultado o SFV projetado é capaz de suprir 28,56% do consumo médio diário. Além disso, chegou-se a conclusão que a implantação do SFV é viável, com um *payback* de 4 anos e 9 meses, representando um lucro de 194,82% em relação ao investimento inicial no final do 30º ano.

Palavras-chave: Análise; Geração; Modalidade Tarifária; Sistema Fotovoltaico; Supermercado.

ABSTRACT

In recent years, global concern for the environment has grown due to global warming, fostering the search for alternative energy sources that have less environmental impact. In addition to this, we have experienced some economic crises, with the latest being the recession caused by the COVID-19 pandemic, which makes it necessary to seek efficient ways to invest and save. Therefore, this study proposes to conduct a case analysis of tariff and technical and economic feasibility to implement a grid-connected photovoltaic system in a supermarket belonging to group A, subgroup A4, classified under the green tariff modality.

For the development, electricity bills were used, and it was necessary to estimate the amount of energy generated by the generator operating in the establishment during the peak time period, both for tariff analysis and for designing the PV system. Tariff formulas and concepts learned in the course were applied for tariff analysis, the shared method by CRESESB was used for technical feasibility analysis of the PV system, and concepts of financial management were applied for economic viability analysis.

Based on the conducted analyses, we concluded that the best tariff classification for the consumer unit is the green tariff modality, with an adjusted contracted demand of 167 kW. Regarding the PV system, it was not technically feasible to design a system that could supply the entire energy consumption due to the lack of available space at the installation site. Thus, the project was developed utilizing all available areas that favor generation. As a result, the designed PV system is capable of supplying 28.56% of the average daily consumption. Furthermore, we concluded that the implementation of the PV system is viable, with a payback period of 4 years and 9 months, representing a profit of 194.82% in relation to the initial investment at the end of the 30th year.

Keywords: Analysis; Generation; Tariff Modality; Photovoltaic System; Supermarket.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Curvas I-V de um gerador FV em função da temperatura e a compatibilidade com as janelas de tensão do SPPM e de operação do inversor .	29
Figura 2 – Gerador	33
Figura 3 – Dados de placa do gerador	33
Figura 4 – Consumo de energia por mês	35
Figura 5 – Valores de demanda medida, média e contratada da unidade consumidora para o período analisado.	38
Figura 6 – Tarifas vigentes para os consumidores do subgrupo A4 para as modalidades tarifárias horárias azul e verde.	39
Figura 7 – Custos por enquadramento.	42
Figura 8 – Vista aérea do local de instalação.	43
Figura 9 – Local de instalação 1.	45
Figura 10 – Local de instalação 2.	45
Figura 11 – Local de instalação 3.	46
Figura 12 – Recomendação de distribuição dos módulos fotovoltaicos em telhados. .	49
Figura 13 – Distribuição dos painéis fotovoltaicos no local de instalação 1.	49
Figura 14 – Distribuição dos painéis fotovoltaicos no local de instalação 2.	50
Figura 15 – Distribuição dos painéis fotovoltaicos no local de instalação 3.	50
Figura 16 – Composição de custos de um SFV de minigeração distribuída.	52

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Classificação dos subgrupos do grupo A	17
Tabela 2 – Classificação dos subgrupos do grupo B	18
Tabela 3 – Consumo de energia elétrica mensal pela concessionária EDP.	34
Tabela 4 – Consumo de diesel estimado por dia	36
Tabela 5 – Geração de energia elétrica estimada a partir do gerador a diesel	37
Tabela 6 – Consumo de energia elétrica total mensal	37
Tabela 7 – Custos com energia elétrica anual	39
Tabela 8 – Custos com demanda ativa anual	40
Tabela 9 – Custos com energia elétrica anual	41
Tabela 10 – Custos com demanda ponta ativa anual	41
Tabela 11 – Custos com demanda fora ponta ativa anual	42
Tabela 12 – Irradiação Solar	44
Tabela 13 – Modelos de Paineis Fotovoltaicos analisados	48
Tabela 14 – Custos de investimento do SFV	53
Tabela 15 – Cálculo de Valor Presente Líquido	55

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Especificações Técnicas dos painéis Jinko JKM475N-60HL4-V.	48
Quadro 2 – Especificações Técnicas dos inversores Growatt modelos MAX 75KTL3- XL2 e MAC30KTL3-XL.	51

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BNDS	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
c.a.	Corrente Alternada
c.c.	Corrente Contínua
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNN	<i>Cable News Network</i>
CNPJ	Cadastro Nacional da Pessoa Jurídica
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
COVID-19	<i>Coronavirus disease 2019</i>
CPF	Cadastro de Pessoas Físicas
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica
EEAM	Energia Elétrica Ativa Medida
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ERE	Energia Reativa Excedente
FC	Fluxo de Caixa
FEA	Faturamento Energia Ativa
FDI	Fator de Dimensionamento do Inversor
HSP	Horas de Sol Pleno
Inmetro	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
kV	Quilovolt
kVA	Quilovolt-ampere
kvar	Quilovolt-ampere-reativo

kW	Quilowatt
kW/h	Quilowatt por hora
MME	Ministério de Minas e Energia
m/s	Metro por segundo
NBR	Norma Brasileira
PAC	Potência Ativa Contratada
PAM	Potência Ativa Medida
PIS	Programa de Integração Social
ProGD	Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
SFI	Sistema Fotovoltaico Isolado da rede
SFV	Sistema Fotovoltaico
TE	Tarifa de Energia
TIR	Taxa Interna de Retorno
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TV	Televisão
UC	Unidade Consumidora
Ufes	Universidade Federal do Espírito Santo
V	<i>Volt</i>
VPL	Valor Presente Líquido
VR_D	Valor tarifa de demanda
W	<i>Watt</i>
W/m^2	Watt por metro ao quadrado

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	13
1.1	Apresentação e Contextualização	13
1.2	Objetivos	15
1.2.1	Objetivo Geral	15
1.2.2	Objetivos Específicos	15
1.3	Estrutura do Texto	15
2	REFERENCIAL TEÓRICO	17
2.1	Tarifação	17
2.1.1	Classificação das Unidades Consumidoras	17
2.1.2	Modalidades Tarifárias	18
2.2	Geração de Energia Solar	19
2.2.1	Células Fotovoltaicas	19
2.2.2	Tipos de Células Fotovoltaicas	20
2.2.2.1	Células de silício monocristalino	20
2.2.2.2	Células de silício policristalino	20
2.2.2.3	Células de filmes finos	21
2.2.2.3.1	Células de silício amorfo	22
2.2.2.4	Células orgânicas	22
2.3	Componentes Básicos de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede	22
2.3.1	Módulos Fotovoltaicos	23
2.3.2	Inversores	23
2.4	Projeto de Sistemas Fotovoltaicos	23
2.4.1	Etapas Preliminares do Projeto	24
2.4.1.1	Recurso Solar Disponível	24
2.4.1.2	Disponibilidade de área e local de instalação	24
2.4.1.3	Levantamento da demanda e do consumo de energia elétrica	25
2.4.2	Projeto de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede	26
2.4.2.1	Dimensionamento do gerador fotovoltaico	26
2.4.2.2	Dimensionamento do inversor	28
2.4.2.2.1	Fator de dimensionamento de inversores (FDI)	28
2.4.2.2.2	Tensão de Entrada	29
2.4.2.2.3	Faixa de tensão de operação do seguidor de ponto de potência máxima (SPPM) do inversor	30
2.4.2.2.4	Corrente máxima c.c. do inversor	30
2.4.2.2.5	Otimização da tensão de operação	31

3	ESTUDO DE CASO	32
3.1	A Unidade Consumidora	32
3.1.1	Consumo de Energia Elétrica	32
4	RESULTADOS	38
4.1	Otimização Tarifária	38
4.1.1	Modalidade Tarifária Horária Verde	38
4.1.2	Modalidade Tarifária Horária Azul	41
4.2	Estudo de viabilidade quanto à implantação de geração fotovoltaica	43
4.2.1	Características do local	43
4.2.1.1	Solorimetria	43
4.2.2	Escolha do local de instalação	45
4.2.3	Dimensionamento do Gerador	46
4.2.4	Dimensionamento do Inversor	50
4.2.5	Análise de Viabilidade Econômica	52
4.2.5.1	Custos de Investimento do SFV	52
4.2.5.2	Economia Anual Gerada	53
4.2.5.3	Valor Presente Líquido (VPL)	54
4.2.5.4	<i>Payback</i>	56
4.2.5.5	Taxa Interna de Retorno (TIR)	56
5	CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS	57
	REFERÊNCIAS	59
	ANEXOS	61

1 INTRODUÇÃO

1.1 Apresentação e Contextualização

Desde a Primeira Revolução Industrial, o homem tem utilizado os combustíveis fósseis como as principais fontes de energia. Com o passar dos anos e do avanço tecnológico, esse consumo tem sido cada vez maior e mais acelerado, causando ao planeta vários impactos ambientais, sendo a contribuição no agravamento do efeito estufa um dos mais preocupantes, além do esgotamento dessas fontes, que são recursos finitos (SCHIRMER; RUDNIAK, 2009; BUENO, 2010).

As mudanças climáticas provocadas pelo aquecimento global interferem no regime de chuvas, resultando em longos períodos de secas. Segundo dados publicados pela EPE (s.d.), a matriz elétrica Brasileira em 2020 é composta por 65,2% de geração hidrelétrica, então, as fortes secas afetam os reservatórios de água das usinas hidrelétricas fazendo com que as usinas termelétricas sejam acionadas, o que eleva o custo com a geração da energia. Esse custo adicional é refletido nas tarifas pagas pelos consumidores através das bandeiras tarifárias, sistema implantado em 2015 pela ANEEL que mostra aos consumidores de forma transparente os custos reais da geração de energia elétrica.

Por conseguinte, nas últimas décadas tem aumentado a preocupação mundial sobre o uso racional e eficiente de energia elétrica, além da busca por novas fontes de energia que não apresentem os mesmos problemas ambientais e de sustentabilidade dos combustíveis fósseis, as chamadas fontes limpas.

Dentre essas fontes renováveis limpas, uma das principais é a geração de energia elétrica a partir da energia solar, utilizando o efeito fotovoltaico presente em alguns tipos de materiais. A possibilidade de utilizar o recurso solar na conversão direta deste em energia elétrica foi descoberta em 1839 por Edmond Becquerel, quando observou que, ao incidir luz sobre uma estrutura semicondutora, surgia uma diferença de potencial entre suas extremidades (NASCIMENTO, 2004).

A partir de então, diversas pesquisas foram feitas a fim de viabilizar a utilização das células fotovoltaicas na geração de energia para o Sistema Elétrico, uma vez que, inicialmente, o custo de fabricação era alto, tornando sua aplicação atrativa apenas em casos especiais, como no fornecimento de energia para satélites e em estações remotas de telecomunicações (NASCIMENTO, 2004).

Atualmente, essa fonte de energia já se apresenta economicamente competitiva tanto para

a comercialização no mercado de energia quanto para o autoconsumo. No primeiro caso, estão as usinas fotovoltaicas de grande porte, já no segundo caso, as usinas de pequeno porte, consideradas como geração distribuída (BEZERRA, 2021). Segundo Zilles et al. (2012), citado por Bajay et al. (2018), a geração distribuída representa aquela que possui pequena capacidade instalada que ocorre perto ou no local de consumo, e que, caso a energia gerada não seja completamente utilizada, o excedente gerado pode ser injetado na rede. Portanto, cada vez mais a geração distribuída a partir de módulos fotovoltaicos tem sido uma das principais tecnologias implantadas como alternativa na geração de energia elétrica.

O Brasil possui um potencial gigantesco de geração de energia solar devido aos elevados níveis de radiação que o país possui, tendo como faixa média anual 1200 a 2400 kWh/m²/ano (MACHADO; MIRANDA, 2015). Em Bajay et al. (2018), os autores citam algumas iniciativas do governo brasileiro no incentivo às fontes renováveis e à geração distribuída, dos quais se pode citar como exemplos: o Proinfa, sigla para Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica; a Resolução Normativa da ANEEL n^o 77/2004, que trata sobre a redução das tarifas de uso dos sistemas de transmissão e de distribuição, para empreendimentos hidrelétricos ou com geração a partir de fontes alternativas de energia; a RN n^o 482/2012, que foi revisada e atualizada na RN n^o 687/2015, apontada como o marco da geração distribuída de pequeno porte no país; a criação do ProGD, sigla para Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica, que é um programa do governo com objetivo de fomentar ações em prol à geração de energia pelos consumidores, em especial, a geração de energia fotovoltaica. A medida governamental mais recente sobre a geração distribuída é a Lei 14.300/22, que institui o marco legal da micro e minigeração de energia (DEPUTADOS, 2022).

Além disso, para potencializar o fator econômico, nos últimos anos o país enfrentou crises econômicas, como as citadas pela matéria da CNN, escrita por Julião (2021), que ocorreram no final de 2008 e início de 2009, e no final de 2015 e começo de 2016. Em 2020 a economia do país voltou a passar por recessão, por conta da pandemia da COVID-19, resultando em altos índices de desemprego que afetou grande parte da população diminuindo seu poder aquisitivo.

A escolha da temática deste trabalho levou em consideração estes aspectos, uma vez que engloba tanto fatores econômicos quanto energético-ambientais. O trabalho se propõe a realizar um estudo sobre a modalidade tarifária que melhor enquadra a unidade consumidora analisada e um estudo de viabilidade técnico-econômica da implantação de um sistema de geração fotovoltaica para atender parte da demanda desta unidade.

A unidade consumidora objeto do estudo é o supermercado Ramos, localizado no bairro Rio Marinho em Cariacica - ES. Trata-se de uma unidade consumidora do grupo A, subgrupo A4, enquadrado na modalidade tarifária horária verde, classe/subclasse comercial - outros serviços e outras atividades e fornecimento de energia do tipo trifásico.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo Geral

O objetivo deste trabalho é realizar um estudo de caso de análise de modalidade tarifária e viabilidade de implantar um sistema de geração fotovoltaica em uma unidade consumidora do grupo A da Grande Vitória, ES.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Levantar e analisar o consumo de energia da unidade consumidora;
- Definir qual é a modalidade tarifária que melhor se enquadra à unidade consumidora;
- Dimensionar um sistema de geração fotovoltaico conectado à rede que permita reduzir os custos com energia elétrica e com o diesel que é utilizado no gerador da unidade, contribuindo positivamente com o meio ambiente;
- Realizar um estudo de viabilidade econômica do sistema proposto.

1.3 Estrutura do Texto

O presente trabalho está estruturado da seguinte maneira:

- **Introdução:** este capítulo inicial faz uma breve apresentação sobre o estudo proposto, contextualizando o tema estudado e apresentando justificativas para sua escolha. Nele, também são apresentados o objetivo geral e os objetivos específicos do trabalho;
- **Referencial Teórico:** este capítulo contém os conteúdos teóricos que formam a base e norteiam o estudo do tema, além de conter um resumo do que já foi estudado sobre ele;

- **Estudo de Caso:** neste capítulo é apresentado o problema específico a solucionar;
- **Resultados:** neste capítulo são apresentados os resultados obtidos em cada etapa do estudo de caso, bem como a análise destes resultados.
- **Conclusão:** no capítulo final deste trabalho, é apresentada a conclusão do estudo e as possibilidades de trabalhos futuros envolvendo o mesmo tema.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 Tarifação

A fatura de energia elétrica é o meio que as concessionárias operadoras da rede elétrica utilizam para cobrar pela prestação do serviço público de energia elétrica referente a um período determinado. Normas e regulamentos formam o sistema tarifário que determina o valor monetário das tarifas para cada classe e subclasse das unidades consumidoras. A ANEEL é o órgão regulamentador do sistema tarifário e a Resolução da ANEEL nº 456 de 29 de novembro de 2000 regulariza, estabelece e consolida as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica. A ANEEL é uma autarquia vinculada ao MME (MARQUES; HADDAD; MARTINS, 2006).

2.1.1 Classificação das Unidades Consumidoras

As unidades consumidoras são classificadas conforme a tensão de fornecimento, que é determinada a partir da carga instalada. Essa classificação é dada por grupos, sendo eles: o grupo A e o grupo B (MARQUES; HADDAD; MARTINS, 2006).

O grupo A é o que enquadra todas as unidades consumidoras cujo a tensão de fornecimento é superior ou igual a 2,3 kV, ou as que são atendidas pelo sistema subterrâneo de distribuição em tensão inferior a 2,3 kV (MARQUES; HADDAD; MARTINS, 2006). Esse grupo é subdividido em seis subgrupos, conforme mostra a Tabela 1.

Tabela 1 – Classificação dos subgrupos do grupo A

Subgrupo	Tensão de Fornecimento
A1	≥ 230 kV
A2	88 kV a 138 kV
A3	69 kV
A3a	30 kV a 44 kV
A4	2,3 kV a 25 kV
AS	Subterrâneo

Fonte: Marques, Haddad e Martins (2006).

O grupo B é o que enquadra todas as unidades consumidoras cuja tensão de fornecimento é inferior a 2,3 kV, ou as que são atendidas em tensão superior a 2,3 kV e pelos termos

definidos na Resolução ANEEL nº 456. Esse grupo é subdividido nos seguintes subgrupos conforme mostra a Tabela 2 (MARQUES; HADDAD; MARTINS, 2006).

Tabela 2 – Classificação dos subgrupos do grupo B

Subgrupo	Classe
B1	Residencial
B1	Residencial baixa renda
B2	Rural
B2	Cooperativa de eletrificação rural
B2	Serviço público e irrigação
B3	Demais classes
B4	Iluminação pública

Fonte: Marques, Haddad e Martins (2006).

2.1.2 Modalidades Tarifárias

De acordo com o Grupo Tarifário que a unidade consumidora pertence, ela pode ser enquadrada em uma determinada modalidade tarifária. As modalidades tarifárias são um conjunto de tarifas aplicáveis ao consumo de energia elétrica e à demanda de potência ativa. A Resolução Normativa ANEEL nº 1.000/2021 mostram as opções de contratação (ANEEL, 2022). Para as unidades consumidoras do grupo A as modalidades tarifárias existentes são:

- Modalidade Tarifária Horária Azul: modalidade em que há diferentes tarifas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência contratada para os postos tarifários ponta e fora-ponta, ou seja, de acordo com os horários de utilização do dia. Esta modalidade está disponível para todos os subgrupos do grupo A (ANEEL, 2022);
- Modalidade Tarifária Horária Verde: modalidade em que há diferentes tarifas de consumo de energia elétrica para os postos tarifários ponta e fora-ponta, ou seja, de acordo com os horários de utilização do dia, e tarifa única de demanda de potência contratada. Esta modalidade é disponibilizada apenas para os subgrupos A3a, A4 e AS (ANEEL, 2022).

Para as unidades consumidoras do grupo B as modalidades tarifárias existentes são:

- Modalidade Tarifária Convencional Monômnia: modalidade em que há uma única tarifa de consumo de energia elétrica, independente dos horários de utilização (ANEEL, 2022);
- Modalidade Tarifária Horária Branca: modalidade em que há diferentes tarifas de consumo de energia elétrica para os postos tarifários ponta e fora-ponta, ou seja, de acordo com os horários de utilização do dia. Esta modalidade não está disponível para a subclasse Baixa Renda do subgrupo B1 e para o subgrupo B4 (ANEEL, 2022).

2.2 Geração de Energia Solar

2.2.1 Células Fotovoltaicas

As células fotovoltaicas são constituídas por um material semicondutor, ou seja, com características entre um condutor e um isolante. O silício é o principal material utilizado na construção dessas células, porém o mesmo não possui elétrons livres, então para ajustar isso são adicionados outros elementos, caracterizando o processo de dopagem, a fim de estabelecer um meio propício para que ocorra o efeito fotovoltaico, ou seja, a conversão da energia relacionada à radiação solar em energia elétrica (CASTRO, 2002).

A dopagem do silício com fósforo resulta em um material que possui elétrons livres, ou seja, silício do tipo N, enquanto a dopagem com boro resulta em um material com falta de elétrons, ou seja, silício do tipo P. Uma célula solar é composta por uma camada fina de silício do tipo N e uma camada mais espessa de silício do tipo P, e com a união dessas duas camadas forma-se um campo elétrico na região P-N devido aos elétrons livres do silício do tipo N ocupando os espaços na estrutura do silício do tipo P. Quando a luz incide sobre a célula, os fótons fornecem energia aos elétrons, transformando-os em condutores. Devido ao campo elétrico gerado pela junção P-N, os elétrons são direcionados e fluem da camada P para a camada N. Ao conectar a camada negativa à positiva por meio de um condutor externo, ocorre um fluxo de elétrons, ou seja, uma corrente elétrica. Enquanto a luz incidir sobre a célula, esse fluxo é mantido e esse fenômeno é conhecido como Efeito Fotovoltaico (NASCIMENTO, 2004).

As células fotovoltaicas que são organizadas de diversas formas para produzir tensão e corrente suficiente para serem utilizadas, e em média cada célula produz de 0,5 a 0,8 V (PINHO; GALDINO, 2014). É importante ressaltar que uma célula fotovoltaica não armazena energia elétrica, ela apenas mantém o fluxo de elétrons em um circuito enquanto houver luz incidindo sobre ela.

2.2.2 Tipos de Células Fotovoltaicas

No mercado existem três tecnologias utilizadas na fabricação de células fotovoltaicas classificadas em três gerações de acordo com o material e suas características. A primeira geração é baseada no uso de silício cristalino (c-Si), que pode ser dividido em silício monocristalino (m-Si) e silício policristalino (p-Si). Essa tecnologia representa cerca de 85% do mercado devido à sua eficiência, consolidação e confiabilidade. A segunda geração é conhecida como filmes finos, consiste em três tipos principais: silício amorfo (a-Si), disseleneto de cobre, índio e gálio (CIGS) e telureto de cádmio (CdTe). Já a terceira geração, conforme definido pelo IEEE (2014), refere-se a células que possibilitam uma utilização mais eficiente da luz solar em comparação com as células que possuem apenas um único *band-gap* eletrônico. Em geral, espera-se que a terceira geração seja altamente eficiente, de baixo custo por watt e utilize materiais abundantes e de baixa toxicidade. Além disso, as células orgânicas ou poliméricas estão em fase de pesquisa e desenvolvimento (PINHO; GALDINO, 2014).

2.2.2.1 Células de silício monocristalino

O silício monocristalino é amplamente utilizado na fabricação de células fotovoltaicas, representando cerca de 60% do mercado. Sua estrutura molecular uniforme, resultante do uso de um único cristal, é ideal para maximizar o efeito fotovoltaico. Embora os laboratórios tenham alcançado eficiências máximas de cerca de 24%, na prática, o rendimento é reduzido para aproximadamente 15%. A produção de silício monocristalino é cara. A maioria dos módulos fotovoltaicos de silício monocristalino são obtidos a partir de fatias de um único cristal grande imersas em silício fundido. Durante esse processo, o cristal é dopado com pequenas quantidades de boro para formar um semicondutor do tipo "p". Após o corte, impurezas do tipo "n" são introduzidas nas pastilhas por meio da exposição a vapor de fósforo em fornos de alta temperatura, garantindo confiabilidade e eficiência aos produtos. Essas células são produzidas a partir de barras cilíndricas de silício monocristalino fabricadas em fornos especiais e são cortadas em pastilhas finas (com espessura de 0,4 a 0,5 mm) (NASCIMENTO, 2004; ALMEIDA et al., s.d.; CASTRO, 2002).

2.2.2.2 Células de silício policristalino

O silício policristalino possui uma participação de mercado de cerca de 30% e é composto por um grande número de pequenos cristais, cada um com a espessura de um fio de cabelo

humano. A produção dessas células é feita a partir de blocos de silício obtidos por meio da fusão de silício puro em moldes especiais, então nos moldes o silício resfria lentamente e solidifica-se, resultando em uma estrutura policristalina com superfícies de separação entre os cristais. As descontinuidades em sua estrutura molecular dificultam o movimento dos elétrons e aumentam a ocorrência de recombinação com as lacunas, o que resulta em uma redução na potência de saída. Por esse motivo, as eficiências alcançadas em laboratório e em uso prático não ultrapassam 18% e 12%, respectivamente. No entanto, em função desses fatores, o custo do processo de fabricação das células de silício policristalino é menor do que as das células de silício monocristalino (NASCIMENTO, 2004; CASTRO, 2002).

2.2.2.3 Células de filmes finos

Essas células são fabricadas utilizando diferentes materiais semicondutores e técnicas de deposição. Por exemplo, são aplicadas camadas finas de materiais como silício e outros sobre uma base que pode ser rígida ou flexível. Um dos materiais mais estudados é o silício amorfo (a-Si). Comparadas a outras tecnologias fotovoltaicas, os filmes finos têm a vantagem de consumir menos matéria-prima e energia em sua fabricação, resultando em um custo bastante reduzido. Além disso, a fabricação é menos complexa, o que facilita processos automatizados e favorece a produção em larga escala. No entanto, esses filmes convertem fótons em elétrons de forma menos eficiente do que as células de silício monocristalino. O silício amorfo hidrogenado (a-Si:H) é uma tecnologia fotovoltaica em filmes finos, amplamente utilizada em dispositivos como calculadoras, relógios e outros produtos com baixo consumo de energia. Essas células são eficientes sob iluminação artificial, especialmente lâmpadas fluorescentes. Os filmes finos são depositados em substratos de baixo custo, como vidro, aço, aço inoxidável e alguns plásticos. Painéis solares flexíveis, inquebráveis, leves, semitransparentes e com superfícies curvas foram desenvolvidos e estão ampliando o mercado fotovoltaico devido à sua maior versatilidade. Outro competidor no mercado fotovoltaico para geração de energia elétrica é o CdTe, também na forma de filmes finos. No futuro próximo, compostos baseados em disseleneto de cobre e índio (CIS) também são considerados concorrentes promissores, principalmente por terem potencial para atingir eficiências relativamente altas. Atualmente, pequenas áreas produzidas em laboratório alcançam eficiências em torno de 18% (NASCIMENTO, 2004; ALMEIDA et al., s.d.; CASTRO, 2002).

2.2.2.3.1 Células de silício amorfo

Essas células são produzidas a partir do silício amorfo, que não possui uma estrutura cristalina e apresenta defeitos estruturais que inicialmente impediriam sua utilização em células fotovoltaicas já que esses defeitos promovem a recombinação dos pares elétron-lacuna, combinado com uma pequena quantidade de hidrogênio por meio do processo de hidrogenização. O silício amorfo absorve a radiação solar de forma mais eficiente do que o silício cristalino, permitindo a deposição de uma fina camada de silício amorfo em substratos como metal, vidro ou plástico. Esse processo de fabricação possui menos custos do que o do silício policristalino. Os dispositivos solares domésticos feitos com células de silício amorfo, representam cerca de 4% do mercado. Em laboratório, é possível obter eficiências em torno de 13%, mas as propriedades conversoras do material se deterioram na prática, resultando em eficiências em torno de 6%, e as células de silício amorfo disponíveis no mercado têm eficiências entre 8% e 9%. O silício amorfo tem sido usado em aplicações arquitetônicas, substituindo materiais de cobertura de telhados e fachadas na construção civil devido à sua aparência esteticamente atraente e ao fato de que o custo por metro quadrado representa menos da metade da tecnologia convencional de silício (NASCIMENTO, 2004).

2.2.2.4 Células orgânicas

As células fotovoltaicas orgânicas ou poliméricas se baseia no uso de um semicondutor orgânico, que é responsável pela absorção de luz, geração, separação e transporte de cargas. São dispositivos produzidos por meio da combinação de um polímero condutor e um derivado de fulereno. Trata-se de tecnologias recentes, portanto ainda estão em fase de pesquisa, desenvolvimento e testes. Tais células são vistas como uma alternativa potencialmente propícia para a conversão de energia solar a baixo custo (PINHO; GALDINO, 2014).

2.3 Componentes Básicos de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede

Um sistema fotovoltaico conectado à rede (SFCR) é basicamente constituído de um sistema gerador e um sistema de condicionamento de potência. O sistema gerador é composto pelos módulos fotovoltaicos, que podem ser instalados em associações série e paralelo para ajuste da tensão e corrente desejadas, os cabos que os conectam e a estrutura de suporte. O sistema de condicionamento de potência, por sua vez, é composto por conversores, inversores, seguidores de ponto de potência máxima e outros equipamentos de controle e proteção (PINHO; GALDINO, 2014).

2.3.1 Módulos Fotovoltaicos

Os módulos fotovoltaicos são os responsáveis por converter a energia solar em energia elétrica. Eles são constituídos por um arranjo de células fotovoltaicas na qual quantidade em existente é definida dependendo da tensão e da corrente elétrica desejadas. A tensão dos módulos é dada pela quantidade de células conectadas em série, pois soma-se a tensão produzida por cada uma. Já a corrente dos módulos é dada pela quantidade de células conectadas em paralelo, pois nesse caso soma-se as correntes. De forma análoga, a tensão total e a corrente total produzida pelo sistema fotovoltaico são definidas pela quantidade de módulos conectados em série e em paralelo, respectivamente (PINHO; GALDINO, 2014).

2.3.2 Inversores

Os inversores são equipamentos utilizados para converter a energia elétrica gerada em corrente contínua nos painéis para corrente alternada (PINHO; GALDINO, 2014).

2.4 Projeto de Sistemas Fotovoltaicos

Um projeto de sistema fotovoltaico envolve a energia fornecida pelo sol e a demanda requerida de energia elétrica. Para os casos de projeto de sistema fotovoltaico isolado da rede (SFI) é necessário dimensionar o gerador com precisão para que seja capaz de suprir toda a demanda de energia consumida pela carga. Em contrapartida a vantagem do sistema fotovoltaico conectado à rede (SFCR) é que a energia complementar pode ser extraída da rede (PINHO; GALDINO, 2014).

Segundo Pinho e Galdino (2014), as principais etapas de um projeto de sistema fotovoltaico são:

1. Levantamento da disponibilidade do recurso solar no local que será instalado;
2. Levantamento da disponibilidade de área;
3. Definição da localização do sistema, sua configuração e a orientação dos módulos;
4. Levantamento do consumo e demanda de energia elétrica pela unidade consumidora que será alimentada;

5. Dimensionamento do gerador e dos equipamentos de condicionamento de potência, que no caso dos sistemas conectados à rede se limita ao inversor;
6. Dimensionamento do sistema de armazenamento, que é mais comum em sistemas isolados.

Neste trabalho será projetado um SFCR, logo, não terá as etapas de dimensionamento do sistema de armazenamento.

2.4.1 Etapas Preliminares do Projeto

2.4.1.1 Recurso Solar Disponível

Na primeira etapa do projeto precisa-se quantificar a radiação solar sobre os módulos fotovoltaicos. A radiação solar pode ser especificada em irradiância ou irradiação, que são medidas pelos valores instantâneos do fluxo de potência ou valores de energia por unidade de área. As características elétricas de um gerador fotovoltaico depende da irradiância e da temperatura nos módulos. Como a irradiância é mais variável ao longo do dia, principalmente em dias nublados, sua influência é muito maior. Somado a isso, tem-se que a variação da temperatura é amortecida pela capacidade térmica dos módulos (PINHO; GALDINO, 2014).

O número de Horas de Sol Pleno (HSP) é uma grandeza utilizada ignorando os efeitos da variação instantânea da irradiância, já que existe uma linearidade entre a produção de energia e a irradiação horária. Esta grandeza fornece a quantidade de horas em que a irradiância é constante e igual a $1 \text{ kW}/\text{m}^2$ tal que a energia disponibilizada pelo Sol acumulada ao longo do dia em determinado local é igual a energia resultante, e é calculada conforme a Equação 2.1 (PINHO; GALDINO, 2014).

$$HSP = \frac{\text{irradiação [kWh/m}^2\text{]}}{1 \text{ [kW/m}^2\text{]}} \quad (2.1)$$

2.4.1.2 Disponibilidade de área e local de instalação

Saber qual é a área disponível e a definição do local de instalação é fundamental para o rendimento do SFV, pois mesmo em regiões com recurso solar uniforme elementos

arquitetônicos ou da natureza podem causar sombreamento ou até mesmo ser reflexiva. Outro fator que interfere na eficiência do SFV é a capacidade de trocar calor com o ambiente, e por esse motivo, áreas com boa circulação de ar são mais favoráveis (PINHO; GALDINO, 2014).

Sendo assim, para o projeto é necessário obter informações sobre os elementos de sombreamento e superfícies reflexivas próximas ao local de instalação disponível, inclusive o chão. Em áreas urbanas, a inclinação e orientação azimutal dos módulos são relevantes, e deve-se levar em consideração também a resistência mecânica do local de instalação, o efeito do vento e os aspectos estéticos (PINHO; GALDINO, 2014).

2.4.1.3 Levantamento da demanda e do consumo de energia elétrica

A demanda de uma unidade consumidora é a soma das potências de todos os equipamentos. Já o consumo é a quantidade de potência utilizada ao longo do tempo. Para cada equipamento, o consumo diário é medido pela sua potência elétrica e o tempo de funcionamento em um dia.

Deve-se considerar se as cargas são alimentadas em corrente contínua (c.c.) ou alternada (c.a.), pois se forem em c.c. não é necessário a utilização do inversor. Para SFV que forem atender carga em c.a. deve ser considerado um fator decimal que representa a eficiência média do inversor, informado pelo fabricante, dividindo o consumo diário dos equipamentos por esse fator (PINHO; GALDINO, 2014).

De forma geral, os valores de potência dos equipamentos deve ser obtidas pelos dados fornecidos pelo próprio fabricante, e na ausência dessa informação, pode-se usar valores tabelados disponibilizados por órgãos como o Cepel e Inmetro (PINHO; GALDINO, 2014).

De acordo com Pinho e Galdino (2014), para calcular o consumo médio de energia (kWh) de um equipamento usa-se a Equação 2.2:

$$C_m = \frac{P_e \cdot N_d \cdot D_m}{1000} \quad (2.2)$$

onde:

C_m (kWh/mês) – consumo médio mensal;

P_e (W) – potência nominal do equipamento (dado de placa ou do manual do fabricante);

N_d (h/dia) – número médio de horas diárias de utilização do equipamento;

D_m (dias/mês) – número médio de dias de utilização do equipamento, por mês.

Como alguns equipamentos não consomem energia elétrica continuamente, como por exemplo, os de refrigeração, já que os compressores são acionados pelos termostatos. Sendo assim, a equação não é adequada e deve-se considerar os dados de placa, pois geralmente há o consumo médio mensal, possibilitando assim estimar o consumo médio diário (PINHO; GALDINO, 2014).

2.4.2 Projeto de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede

De acordo com Pinho e Galdino (2014), as principais características de um SFCR, que as diferenciam do SFI, são:

- Não há necessidade de sistema de armazenamento de energia;
- Em caso de geração maior que o consumo, a rede deve absorver a energia remanescente;
- Obrigatoriamente operam em c.a., na mesma frequência e tensão da rede a qual está conectado;
- Em casos de falta de tensão na rede, o sistema não pode operar ilhado;
- Os inversores agregam mecanismo seguidor de potência máxima (SPPM);
- A qualidade da energia gerada pode interferir na transferência de energia do sistema;

Deve-se seguir a norma da concessionária de distribuição de energia elétrica para instalar um SFCR, e esse material deve estar disponível no *site* da empresa de acordo com o PRODIST (PINHO; GALDINO, 2014).

2.4.2.1 Dimensionamento do gerador fotovoltaico

Antes de dimensionar a potência necessária para o gerador fotovoltaico é importante resaltar que o Sistema de Compensação de Energia brasileiro, regulamentado na Resolução Normativa ANEEL 482/2012, diz que quando o SFV gera energia excedente, ou seja, em quantidade maior do que está sendo consumida, a mesma é absorvida pela rede elétrica e o medidor deve registrar essa energia. Em contrapartida, quando a UC consome mais energia do que é gerado pelo SFV, a rede deve ser capaz de fornecer a energia necessária e o medidor registra o fluxo em seu sentido convencional (PINHO; GALDINO, 2014).

Caso seja identificado no período de medição da concessionária que o SFV gerou mais energia do que consumiu da rede, essa quantidade fica disponibilizada em forma de crédito para que possa ser compensada nas faturas subsequentes, da mesma UC ou em outra previamente cadastrada e atrelada no mesmo CPF ou CNPJ, em um prazo de até 36 meses. Caso o consumo dos créditos seja feito por uma UC que não é a geradora, será cobrado impostos sobre a energia consumida. Além disso, se a UC geradora esteja enquadrada em alguma modalidade tarifária horária ou dependendo da bandeira tarifária vigente no período, o crédito referente à energia ativa injetada será contabilizado de acordo com a tarifa do horário de injeção (PINHO; GALDINO, 2014).

Por outro lado, se a energia gerada for maior que a consumida, será cobrado pela concessionária apenas o custo referente à taxa de disponibilidade do grupo a qual a UC faz parte (PINHO; GALDINO, 2014).

Portanto, para dimensionar o gerador fotovoltaico de forma otimizada e eficiente, é necessário obter o consumo médio diário da UC descontado o valor da taxa de disponibilidade mínima de energia (PINHO; GALDINO, 2014). Esse valor pode ser obtido através do histórico de faturas mensais, ou pelo levantamento da carga instalada e dados de frequência de utilização de cada equipamento. De acordo com Pinho e Galdino (2014), a potência do SFCR pode ser calculada pela Equação 2.3.

$$P_{fv}(Wp) = \frac{E/TD}{HSP_{MA}} \quad (2.3)$$

onde:

P_{fv} (Wp) – Potência de pico do painel FV;

E (Wh/dia) – Consumo diário médio da UC;

HSP_{MA} (h) - Média diária anual das HSP incidente no plano do painel FV;

TD (adimensional) - Taxa de desempenho.

Além dos fatores técnicos e de desempenho dos equipamentos, o dimensionamento do gerador FV também está relacionado com os recursos financeiros para o investimento e pela área disponível. Por isso, ao escolher a tecnologia que será utilizada é necessário avaliar todas essas questões. Deve-se também, considerar a credibilidade do fabricante no mercado, o tempo de à garantia dos equipamentos, e avaliações sobre atendimento pós-venda do fornecedor (PINHO; GALDINO, 2014).

Não menos importante, a carga mecânica imposta pelo gerador FV sobre a superfície na qual ele será instalado também deve ser considerada. Para isso, é recomendado que um engenheiro civil habilitado em análise estrutural faça a verificação da cobertura proposta

para receber o SFV (PINHO; GALDINO, 2014).

2.4.2.2 Dimensionamento do inversor

Fatores que interferem no dimensionamento do inversor são: a potência do gerador FV, características elétricas e tecnologia do módulo escolhido para compor o gerador, local de instalação e topologia de instalação escolhida (PINHO; GALDINO, 2014).

2.4.2.2.1 Fator de dimensionamento de inversores (FDI)

Uma forma de reduzir custos ao projetar um sistema fotovoltaico visando um custo final de energia produzida competitivo, é otimizar ao máximo o inversor que será instalado. Sendo assim, o inversor não deve trabalhar muito tempo em potências excessivamente abaixo da nominal, nem que seja sobrecarregado. Como a potência dos módulos FV reduz com o aumento da temperatura, é comum dimensionar o inversor com potência nominal inferior ao do gerador, pois, mesmo nos casos em que a irradiância está próxima de 1.000 W/m², a potência do gerador dificilmente se aproxima da potência nominal. Sendo assim, somando-se o fato de otimizar economicamente o sistema, costuma-se subdimensionar os inversores. No entanto, dependendo do local onde o inversor será instalado, ele fica sujeito a altas temperaturas, então recomenda-se uma potência igual ou até superior à potência do gerador fotovoltaico (PINHO; GALDINO, 2014).

A Equação 2.4 mostra o Fator de Dimensionamento de Inversores (FDI), que é a relação entre a potência nominal c.a. do inversor e a potência de pico do gerador FV.

$$FDI = \frac{P_{Nca}(W)}{P_{FV}(Wp)} \quad (2.4)$$

onde:

FDI (adimensional) - Fator de dimensionamento do inversor;

P_{Nca} (W) - Potência nominal em corrente alternada do inversor;

P_{FV} (Wp) – Potência de pico do painel FV;

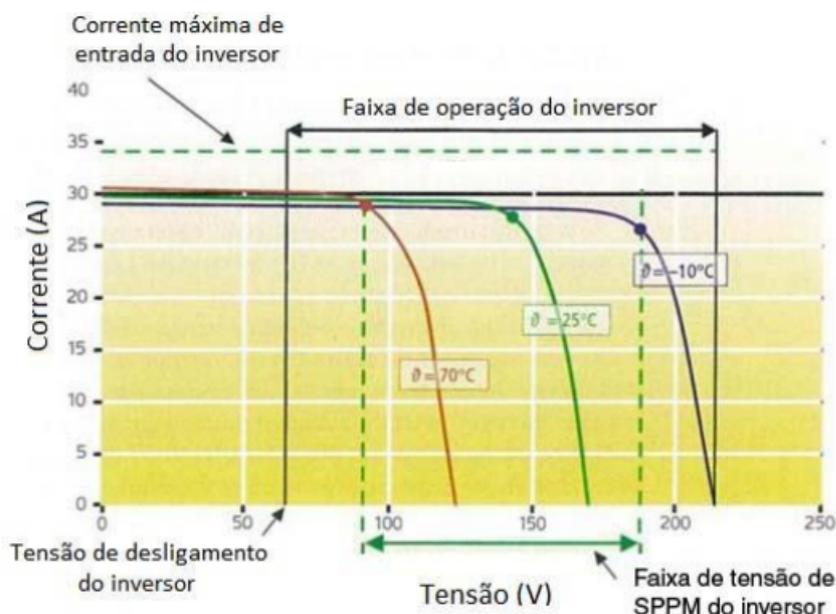
Para encontrar o FDI que tenha a melhor relação custo/benefício é feita simulação numérica utilizando dados de radiação e temperatura ambiente para cada horário. Todavia, a literatura mostra de que valores inferiores de FDI recomendados por fabricantes e

instaladores estão na faixa de 0,75 a 0,85, sendo o limite superior de 1,05 (PINHO; GALDINO, 2014).

2.4.2.2.2 Tensão de Entrada

A tensão de entrada do inversor é a soma das tensões dos módulos associados em série. A Figura 1 mostra a relação entre tensão e temperatura de um gerador FV, o que faz com que deve-se se considerada as condições extremas de inverno e verão no dimensionamento. Além disso, deve-se garantir que a faixa de tensão de operação do inversor seja compatível com as tensões do gerador.

Figura 1 – Curvas I-V de um gerador FV em função da temperatura e a compatibilidade com as janelas de tensão do SPPM e de operação do inversor



Fonte: Adaptado de (DGS, 2008).

De acordo com Pinho e Galdino (2014), a máxima tensão de um SFV ocorre quando os módulos estão em circuito aberto (V_{oc}) em baixas temperaturas. Isto pode acontecer, por exemplo, durante o nascer do sol no período de inverno, quando a tensão do sistema aumenta devido a baixa temperatura do gerador, e o inversor não se conectou à rede, devido a baixa irradiância, ou em função de uma falha na rede que desconecta o SFV deixando os módulos em circuito aberto. Então, o número máximo de módulos em série que pode ser conectado ao inversor é dado pela Equação 2.5, e deve atender também a tensão máxima suportável pelo módulo, indicada no *datasheet* fornecido pelo fabricante, que normalmente é em torno de 1.000 V.

$$Num\ modulos\ em\ serie \cdot V_{ocTmin} < V_{imax} \quad (2.5)$$

onde:

V_{ocTmin} (V) - Tensão em circuito aberto (V_{oc}) de um módulo FV na menor temperatura de operação prevista;

V_{imax} (V) - Máxima tensão c.c. admitida pela entrada do inversor.

2.4.2.2.3 Faixa de tensão de operação do seguidor de ponto de potência máxima (SPPM) do inversor

A Figura 1 e a Equação 2.6 mostram que a tensão resultada da conexão em série dos módulos deve atender à faixa de tensão SPPM do inversor. Em dias quentes no Brasil, a temperatura nos módulos pode chegar a valores superiores a 70°C, reduzindo a tensão c.c. do sistema, então, é preciso avaliar se a quantidade de módulos em série garantem que a tensão do painel FV seja superior à tensão mínima do SPPM do inversor e não comprometer a eficiência e provocar a desconexão. De forma análoga, nos dias frios, a tensão em série do painel FV deve ser menor que a tensão máxima do SPPM do inversor (PINHO; GALDINO, 2014).

$$\frac{Vi_{SPPMmin}}{V_{mpTmax}} = Num\ modulos\ em\ serie = \frac{Vi_{SPPMmax}}{V_{mpTmin}} \quad (2.6)$$

onde:

$Vi_{SPPMmin}$ (V) - Mínima tensão c.c. de operação do SPPM do inversor;

$Vi_{SPPMmax}$ (V) - Máxima tensão c.c. de operação do SPPM do inversor;

V_{mpTmin} (V) - Tensão de potência máxima (V_{mp}) de um módulo FV na menor temperatura de operação prevista;

V_{mpTmax} (V) - Tensão de potência máxima (V_{mp}) de um módulo FV na maior temperatura de operação prevista (PINHO; GALDINO, 2014).

2.4.2.2.4 Corrente máxima c.c. do inversor

O inversor FV possui uma corrente máxima de entrada c.c., então, como mostra a Equação 2.7, deve-se calcular o número máximo de fileiras conectadas em paralelo a fim de garantir que este valor não seja ultrapassado.

$$\text{Num fileiras em paralelo} = \frac{I_{i_{max}}}{I_{sc}} \quad (2.7)$$

onde:

$I_{i_{max}}$ (A) - Corrente máxima c.c. admitida na entrada do inversor;

I_{sc} (A) - Corrente de curto circuito do módulo FV nas condições padrões de teste (STC) (PINHO; GALDINO, 2014).

Há casos em que o fabricante indica o número máximo de séries fotovoltaicas em paralelo que pode ser utilizada. E existem inversores que disponibilizam mais de uma entrada independente com SPPM, e para eles o fabricante indica os limites ($I_{i_{max}}$) que devem ser obedecidos para cada seguidor (PINHO; GALDINO, 2014).

2.4.2.2.5 Otimização da tensão de operação

Para se obter um projeto de SFV otimizado deve-se considerar a tensão do gerador FV e o FDI do inversor, a fim de aumentar a taxa de desempenho. Alguns fabricantes disponibilizam um gráfico com as curvas de eficiência para o inversor em função destes parâmetros, tornando possível projetar um gerador que opere no nível de tensão que priorize a curva de eficiência de melhor desempenho. Porém, quando este gráfico não é disponibilizado, recomenda-se projetar o SFV de forma que o gerador trabalhe com a maior tensão c.c. possível (PINHO; GALDINO, 2014).

3 ESTUDO DE CASO

Neste trabalho será feito um estudo sobre a melhor modalidade tarifária e outro estudo de viabilidade econômica e técnica de implantação de um sistema de geração fotovoltaica em uma unidade consumidora do subgrupo A4.

3.1 A Unidade Consumidora

A unidade consumidora (UC) objeto do estudo trata-se de um supermercado localizado no bairro Rio Marinho, em Cariacica - ES. Por se tratar de um ponto de comércio, seu horário de funcionamento é de 08:00 às 20:00, de segunda à sábado, não abrindo aos domingos.

A UC é do grupo A, e como citado anteriormente, faz parte do subgrupo A4 devido ao fato de que sua tensão de fornecimento é de 11,4 kV, ou seja, entre 2,3 kV e 25 kV. Além disso, ela está enquadrada na modalidade tarifária Verde com demanda contratada igual a 185 kW. A concessionária distribuidora de energia elétrica do Estado do Espírito Santo, onde a cliente está localizada, é a EDP Energias do Brasil. É importante resaltar que no local de consumo há um gerador a diesel que é programado para entrar em funcionamento automaticamente no horário de ponta, ou seja, por três horas diárias consecutivas, com exceção dos sábados, domingos e feriados nacionais, visando uma redução do consumo de energia elétrica proveniente da rede, e, conseqüentemente, redução de custo, já que nesse horário a tarifa de energia é mais cara. No Espírito Santo o posto de ponta foi definido pela concessionária como sendo das 18:00 às 21:00, então é nesse período que o gerador atua. Na Figura 2 tem-se o gerador e na Figura 3 os dados de placa do mesmo.

3.1.1 Consumo de Energia Elétrica

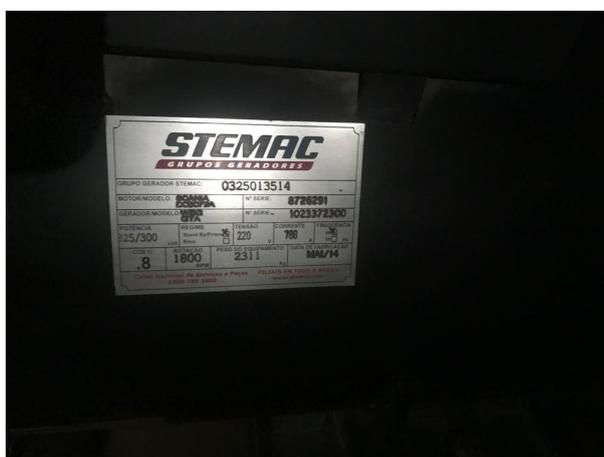
Para o estudo, obteve-se as faturas de energia elétrica geradas por um ano, do período de junho/2021 a maio/2022, e na Tabela 3 tem-se os valores de consumo medidos de energia ativa, demanda ativa, demanda reativa excedente e energia reativa excedente (ERE), para os postos horários ponta e fora ponta, além dos valores totais e médios de cada grandeza apresentada.

Figura 2 – Gerador



Fonte: Própria autora.

Figura 3 – Dados de placa do gerador



Fonte: Própria autora.

A partir das informações apresentadas é possível notar que apesar de possuir o gerador para suprir o consumo nos horários em que a energia é mais cara em alguns meses foi absorvida uma pequena quantidade de energia ativa da rede no horário de ponta.

Além disso, obteve-se os dados de entrada do óleo diesel B S500, em litros, para alimentar o gerador referentes ao mesmo período, ou seja de junho/2021 a maio/2022, que encontra-se

na seção de Anexos.

Tabela 3 – Consumo de energia elétrica mensal pela concessionária EDP.

Mês/ano	Energia Ativa (kWh)		Demanda Ativa (kW)		Demanda Reativa Excedente (kvar)		Energia Reativa Excedente (kvarh)	
	Ponta	Fora Ponta	Ponta	Fora Ponta	Ponta	Fora Ponta	Ponta	Fora Ponta
junho/2021	0,024	43736,712	0,096	158,688	0,024	139,944	0	805,152
julho/2021	147,384	44844,576	35,328	134,976	8,688	120,648	0,72	851,784
agosto/2021	125,208	46054,536	26,976	155,52	6,624	148,512	0,216	609,648
setembro/2021	110,544	49358,736	27,552	164,352	6,624	148,344	0,072	558,312
outubro/2021	87,912	51106,464	23,328	170,88	5,664	155,4	0	524,376
novembro/2021	61,872	49010,232	16,896	159,168	4,104	144,024	0	490,128
dezembro/2021	47,016	55432,2	11,616	168,288	2,856	152,4	0	518,352
janeiro/2022	14,352	57835,92	6,144	159,744	1,512	146,472	0	484,416
fevereiro/2022	0,336	51507,192	0,864	152,736	0,192	138,288	0	378,696
março/2022	0	56030,232	0	149,952	0	135,576	0	501,096
abril/2022	0	53359,416	0	164,832	0	155,4	0	506,4
maio/2022	0,072	49642,512	0,096	174,432	0,048	151,416	0	550,104
Total	594,72	607918,728	148,896	1913,568	36,336	1736,424	1,008	6778,464
Média	49,56	50659,894	12,408	159,464	3,028	144,702	0,084	564,872

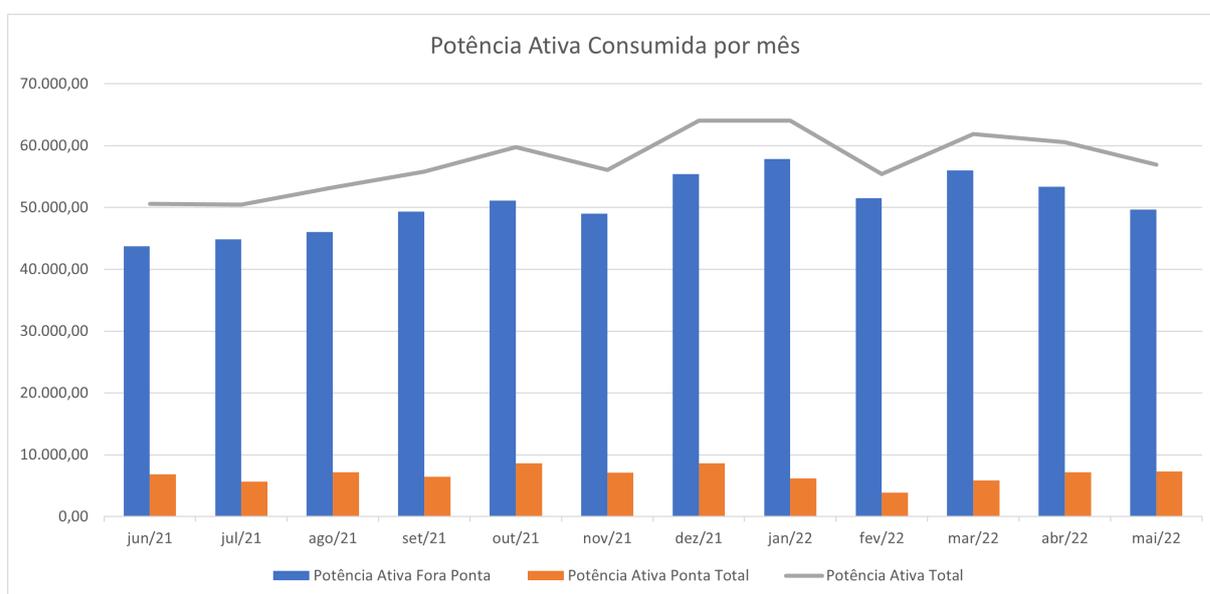
Fonte: Própria autora.

Com esses dados de entrada e com informações do *datasheet* do gerador, foi possível estimar a quantidade de energia elétrica gerada. Para isso, são apresentadas na Tabela 4 as datas de entrada, contabilizou-se a quantidade de dias entre uma entrada e outra, e preencheu-se com o volume, em litros, por entrada para que fosse possível estimar linearmente quantos litros foram consumidos por dia em cada período.

Em seguida, considerando uma geração linear nos dias posteriores a uma nova entrada de diesel, somou-se os valores estimados de consumo para cada dia dentro de cada mês do período avaliado e calculou-se a quantidade de horas que ele fica ligado por mês, possibilitando assim calcular o consumo de combustível por hora. Então, a partir do *datasheet* do gerador obteve-se as informações de que seu consumo de combustível a 100% de carga é 63,2 l/h e que a potência no regime de trabalho *Prime* é de 300 kVA, além disso, pela placa do equipamento tem-se que seu fator de potência é de 0,8. Sendo assim, calculou-se a potência gerada por hora, e a partir do fator de potência calculou-se a potência ativa gerada por hora e a potência ativa gerada por mês. Todos esses valores calculados foram preenchidos na Tabela 5.

Então, considerando que toda a potência gerada é consumida pela unidade, estimou-se o consumo total de energia por mês, o que pode-se ver na Tabela 6 e na Figura 4.

Figura 4 – Consumo de energia por mês



Fonte: Própria autora.

Tabela 4 – Consumo de diesel estimado por dia

Data de Entrada	nº de dias	Volume de Entrada de Diesel (L)	Volume Consumido (L/dia)
02/06	7	442	63,14
09/06	7	452	64,57
16/06	7	402	57,43
23/06	7	392	56,00
30/06	7	400	57,14
07/07	9	370	41,11
16/07	6	360	60,00
22/07	13	484	37,23
04/08	7	438	62,57
11/08	7	442	63,14
18/08	7	421	60,14
25/08	7	449	64,14
01/09	7	415	59,29
08/09	7	428	61,14
15/09	7	452	64,57
22/09	12	490	40,83
04/10	2	466	233,00
06/10	7	448	64,00
13/10	7	439	62,71
20/10	7	457	65,29
27/10	7	452	64,57
03/11	7	446	63,71
10/11	7	511	73,00
17/11	7	388	55,43
24/11	8	428	53,50
02/12	6	526	87,67
08/12	7	444	63,43
15/12	7	506	72,29
22/12	7	508	72,57
29/12	7	505	72,14
05/01	7	516	73,71
12/01	7	509	72,71
19/01	21	516	24,57
09/02	5	512	102,40
14/02	2	1	0,50
16/02	21	504	24,00
09/03	7	561	80,14
16/03	7	469	67,00
23/03	14	497	35,50
06/04	7	503	71,86
13/04	7	504	72,00
20/04	7	451	64,43
27/04	7	451	64,43
04/05	7	427	61,00
11/05	7	416	59,43
18/05	7	550	78,57
25/05	7	329	47,00

Fonte: Própria autora.

Tabela 5 – Geração de energia elétrica estimada a partir do gerador a diesel

Mês	Volume (L/mês)	Dias úteis mês (dias)	Horas por mês (h)	Consumo Comb. (l/h)	Energia Gerada (kVAh)	Energia Ativa Gerada (kWh)	Energia Ativa Gerada (kWh/mês)
junho/2021	1808,29	22	66	27,40	130,06	104,04	6866,91
julho/2021	1445,16	22	66	21,90	103,94	83,15	5487,97
agosto/2021	1861,69	22	66	28,21	133,90	107,12	7069,72
setembro/2021	1662,50	22	66	25,19	119,57	95,66	6313,29
outubro/2021	2255,36	21	63	35,80	169,93	135,95	8564,65
novembro/2021	1848,64	22	66	28,01	132,96	106,37	7020,16
dezembro/2021	2253,93	23	69	32,67	155,06	124,05	8559,22
janeiro/2022	1633,00	21	63	25,92	123,04	98,43	6201,27
fevereiro/2022	1021,57	20	60	17,03	80,82	64,66	3879,39
março/2022	1541,50	23	69	22,34	106,05	84,84	5853,80
abril/2022	1893,21	21	63	30,05	142,65	114,12	7189,42
maio/2022	1915,29	22	66	29,02	137,75	110,20	7273,24

Fonte: Própria autora.

Tabela 6 – Consumo de energia elétrica total mensal

Mês	Energia Ativa Fora Ponta (kWh)	Energia Ativa Ponta EDP (kWh)	Energia Ativa Ponta Gerador (kWh)	Energia Ativa Ponta Total (kWh)	Energia Ativa Total (kWh)
junho/2021	43.736,7120	0,0240	6.866,9078	6.866,9318	50.603,6438
julho/2021	44.844,5760	147,3840	5.487,9677	5.635,3517	50.479,9277
agosto/2021	46.054,5360	125,2080	7.069,7176	7.194,9256	53.249,4616
setembro/2021	49.358,7360	110,5440	6.313,2911	6.423,8351	55.782,5711
outubro/2021	51.106,4640	87,9120	8.564,6474	8.652,5594	59.759,0234
novembro/2021	49.010,2320	61,8720	7.020,1627	7.082,0347	56.092,2667
dezembro/2021	55.432,2000	47,0160	8.559,2224	8.606,2384	64.038,4384
janeiro/2022	57.835,9200	14,3520	6.201,2658	6.215,6178	64.051,5378
fevereiro/2022	51.507,1920	0,3360	3.879,3852	3.879,7212	55.386,9132
março/2022	56.030,2320	0,0000	5.853,7975	5.853,7975	61.884,0295
abril/2022	53.359,4160	0,0000	7.189,4213	7.189,4213	60.548,8373
maio/2022	49.642,5120	0,0720	7.273,2369	7.273,3089	56.915,8209
Total	607.918,7280	594,7200	80.279,0235	80.873,7435	688.792,4715
Média	50.659,8940	49,5600	6.689,9186	6.739,4786	57.399,3726

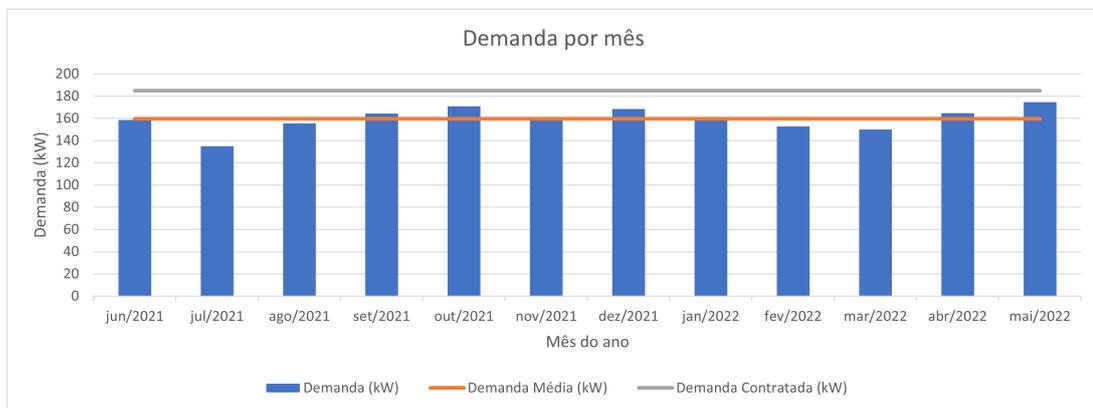
Fonte: Própria autora.

4 RESULTADOS

4.1 Otimização Tarifária

Conforme informado anteriormente, a demanda contratada pela unidade objeto do estudo é de 185 kW. Sendo assim, com os dados de demanda medida para o posto horário fora ponta exibidos na Tabela 3 obteve-se a Figura 5 e foi possível observar que não houve ultrapassagem de demanda em nenhum mês analisado.

Figura 5 – Valores de demanda medida, média e contratada da unidade consumidora para o período analisado.



Fonte: Própria autora.

A Resolução Homologatória nº 3.091/22 vigente desde 07/08/2022 reajustou os valores das tarifas de energia elétrica aplicadas pela EDP ES. Para aos clientes atendidos em Média e Alta Tensão (Grupo A) e do subgrupo A4 os valores para as modalidades tarifárias horárias encontram-se na Figura 6.

Então, a partir da Tabela 3 e aplicando as tarifas indicadas na Figura 6 são calculados os custos com energia e demanda para cada enquadramento e formas de faturamento de energia elétrica a fim de verificar qual é a melhor opção para a UC, explicitando a(s) demanda(s) a ser(em) contratada(s).

4.1.1 Modalidade Tarifária Horária Verde

Inicialmente aplicou-se aos valores medidos de energia ativa e demanda ativa apresentados na Tabela 3 o acréscimo de 2,5% referente à compensação de perdas na transformação.

Figura 6 – Tarifas vigentes para os consumidores do subgrupo A4 para as modalidades tarifárias horárias azul e verde.

Modalidade tarifária azul				
Subgrupo	Posto	Tarifa do uso do sistema de distribuição (TUSD)		Tarifas de energia (TE)
		(R\$/kW)	(R\$/kWh)	(R\$/kWh)
A4	Ponta	45,59	0,13433	0,4226
	Fora Ponta	30,44	0,13433	0,2638
Modalidade tarifária verde				
Subgrupo	Posto	Tarifa do uso do sistema de distribuição (TUSD)		Tarifas de energia (TE)
		(R\$/kW)	(R\$/kWh)	(R\$/kWh)
A4	Convencional	30,44	-	-
	Ponta	-	1,2402	0,4226
	Fora Ponta	-	0,13433	0,2638

Fonte: EDP (2022).

Em seguida, são calculados os custos com energia elétrica ativa para os postos horários ponta e fora ponta aplicando a Equação 4.1.

$$FEA_{(p)} = EEAM_{(p)} \cdot (TUSD + TE)_{(p)} \quad (4.1)$$

Os resultados encontram-se na Tabela 7.

Tabela 7 – Custos com energia elétrica anual

Mês/ano	Energia Ativa Ponta com compensação (kWh)	Energia Ativa Fora Ponta com compensação (kWh)	Custo Energia Ponta (R\$)	Custo Energia Fora Ponta (R\$)	Custo Total Energia (R\$)
jun/2021	0,024	43.736,712	0,04	17.848,22	17.848,26
jul/2021	147,384	44.844,576	251,20	18.300,32	18.551,52
ago/2021	125,208	46.054,536	213,40	18.794,08	19.007,49
set/2021	110,544	49.358,736	188,41	20.142,47	20.330,88
out/2021	87,912	51.106,464	149,83	20.855,69	21.005,53
nov/2021	61,872	49.010,232	105,45	20.000,25	20.105,71
dez/2021	47,016	55.432,200	80,13	22.620,95	22.701,08
jan/2022	14,352	57.835,920	24,46	23.601,87	23.626,33
fev/2022	0,336	51.507,192	0,57	21.019,22	21.019,79
mar/2022	0,000	56.030,232	0,00	22.865,00	22.865,00
abr/2022	0,000	53.359,416	0,00	21.775,08	21.775,08
mai/2022	0,072	49.642,512	0,12	20.258,28	20.258,40
Total	594,720	607.918,728	1.013,62	248.081,45	249.095,07

Fonte: Própria autora.

Para os cálculos dos custos com demanda foram feitas as seguintes considerações:

1. Se a demanda máxima medida < demanda contratada acrescida de 5%;
2. Se a demanda máxima medida > demanda contratada acrescida de 5%.

No primeiro caso, o faturamento de demanda é igual ao da demanda contratada, pois o cálculo é feito somando o custo da demanda máxima medida com o custo da demanda não utilizada, conforme a Equação 4.2.

$$D = [PAM + (PAC - PAM)] \cdot VR_D \quad (4.2)$$

Já no segundo caso, o faturamento de demanda é feito considerando um custo adicional de ultrapassagem de demanda, que ocorre quando a demanda máxima medida excede em mais de 5% o valor contratado, conforme a Equação 4.3

$$D = PAM \cdot VR_D + (PAM - PAC) \cdot 2 \cdot VR_D \quad (4.3)$$

Então, foi utilizada a ferramenta *Solver* do *software Excel* para verificar qual é a demanda contratada que fornece o menor custo anual e como resultado obteve-se o valor de 167 kW. Os custos mensais e anual para essa demanda encontram-se na Tabela 8.

Tabela 8 – Custos com demanda ativa anual

Mês/ano	Demanda com compensação (kW)	Custo Demanda (R\$)	Custo Demanda Não Utilizada (R\$)	Custo Demanda Ultrapassada (R\$)	Custo Total Demanda (R\$)
jun/2021	162,6552	4.951,22	132,26	N/A	5.083,48
jul/2021	138,3504	4.211,39	872,09	N/A	5.083,48
ago/2021	159,4080	4.852,38	231,10	N/A	5.083,48
set/2021	168,4608	5.127,95	-44,47	N/A	5.083,48
out/2021	175,1520	5.331,63	-248,15	N/A	5.083,48
nov/2021	163,1472	4.966,20	117,28	N/A	5.083,48
dez/2021	172,4952	5.250,75	-167,27	N/A	5.083,48
jan/2022	163,7376	4.984,17	99,31	N/A	5.083,48
fev/2022	156,5544	4.765,52	317,96	N/A	5.083,48
mar/2022	153,7008	4.678,65	404,83	N/A	5.083,48
abr/2022	168,9528	5.142,92	-59,44	N/A	5.083,48
mai/2022	178,7928	5.442,45	N/A	717,95	6.160,40
TOTAL	1.961,4072	59.705,24	1.655,50	717,95	62.078,68

Fonte: Própria autora.

Somando os resultados obtidos na Tabelas 7 e 8 tem-se que o custo anual para esta modalidade é de R\$ 311.173,75, e quando aplicou-se a demanda contratada atual da UC para os mesmos valores medidos e considerando as tarifas atuais vigentes chegou-se em um gasto anual de R\$ 316.671,87, portanto, o ajuste de demanda contratada representaria uma economia anual de R\$ 5.498,12.

4.1.2 Modalidade Tarifária Horária Azul

Repetindo o passo de aplicar os 2,5% de compensação de perdas nos dados medidos, utilizou-se a mesmas equações da análise anterior para obter os custos de energia ativa e de demanda para cada posto horário, fazendo as mesmas considerações para os cálculos de demanda.

Os resultados encontrados para energia estão na Tabela 9.

Tabela 9 – Custos com energia elétrica anual

Mês/ano	Energia Ativa Ponta com compensação (kWh)	Energia Ativa Fora Ponta com compensação (kWh)	Custo Energia Ponta (R\$)	Custo Energia Fora Ponta (R\$)	Custo Total Energia (R\$)
jun/2021	0,024	43.736,712	0,01	17.848,22	17.848,23
jul/2021	147,384	44.844,576	84,13	18.300,32	18.384,45
ago/2021	125,208	46.054,536	71,48	18.794,08	18.865,56
set/2021	110,544	49.358,736	63,10	20.142,47	20.205,58
out/2021	87,912	51.106,464	50,18	20.855,69	20.905,88
nov/2021	61,872	49.010,232	35,32	20.000,25	20.035,57
dez/2021	47,016	55.432,200	26,84	22.620,95	22.647,79
jan/2022	14,352	57.835,920	8,19	23.601,87	23.610,06
fev/2022	0,336	51.507,192	0,19	21.019,22	21.019,41
mar/2022	0,000	56.030,232	0,00	22.865,00	22.865,00
abr/2022	0,000	53.359,416	0,00	21.775,08	21.775,08
mai/2022	0,072	49.642,512	0,04	20.258,28	20.258,32
TOTAL	594,720	607.918,728	339,50	248.081,45	248.420,95

Fonte: Própria autora.

Novamente utilizando o *Solver* do *software Excel* obteve-se que as melhores demandas contratadas ponta e fora ponta são 23 kW e 167 kW, respectivamente, pois resultam no menor custo anual. Os custos mensais e anual para os valores obtidos para cada posto horário encontram-se nas Tabelas 10 e 11.

Tabela 10 – Custos com demanda ponta ativa anual

Mês/ano	Demanda Ponta com compensação (kW)	Custo Demanda Ponta (R\$)	Custo Demanda Ponta Não Utilizada (R\$)	Custo Demanda Ponta Ultrapassada (R\$)	Custo Total Demanda Ponta (R\$)
jun/2021	0,0984	4,49	1.044,08	N/A	1.048,57
jul/2021	36,2112	1.650,87	N/A	1.204,60	2.855,47
ago/2021	27,6504	1.260,58	N/A	424,02	1.684,61
set/2021	28,2408	1.287,50	N/A	477,86	1.765,35
out/2021	23,9112	1.090,11	-41,54	N/A	1.048,57
nov/2021	17,3184	789,55	259,02	N/A	1.048,57
dez/2021	11,9064	542,81	505,76	N/A	1.048,57
jan/2022	6,2976	287,11	761,46	N/A	1.048,57
fev/2022	0,8856	40,37	1.008,20	N/A	1.048,57
mar/2022	0,0000	0,00	1.048,57	N/A	1.048,57
abr/2022	0,0000	0,00	1.048,57	N/A	1.048,57
mai/2022	0,0984	4,49	1.044,08	N/A	1.048,57
Total	152,6184	6.957,87	6.678,21	2.106,48	15.742,56

Fonte: Própria autora.

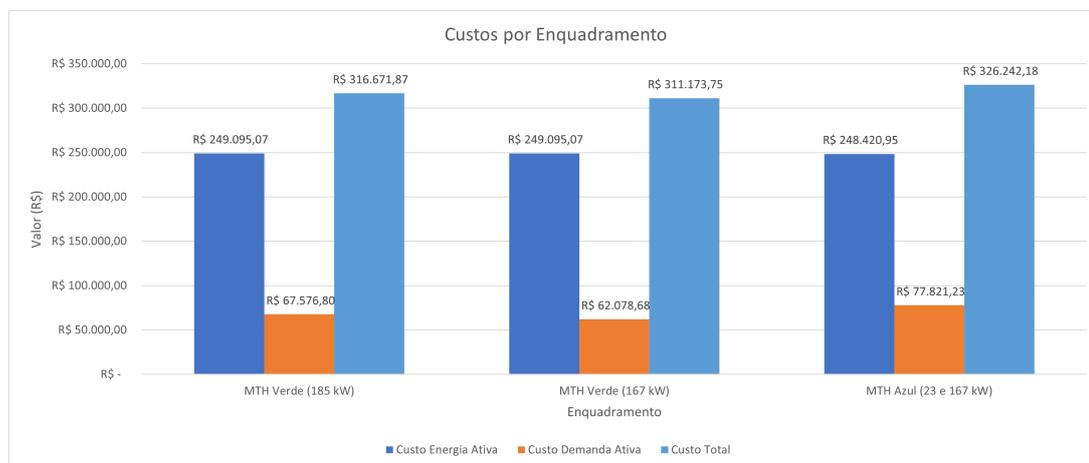
Tabela 11 – Custos com demanda fora ponta ativa anual

Mês/ano	Demanda Fora Ponta com compensação (kW)	Custo Demanda Fora Ponta (R\$)	Custo Demanda Fora Ponta Não Utilizada (R\$)	Custo Demanda Fora Ponta Ultrapassada (R\$)	Custo Total Demanda Fora Ponta (R\$)
jun/2021	162,6552	4.951,22	132,26	N/A	5083,48
jul/2021	138,3504	4.211,39	872,09	N/A	5083,48
ago/2021	159,4080	4.852,38	231,10	N/A	5083,48
set/2021	168,4608	5.127,95	-44,47	N/A	5083,48
out/2021	175,1520	5.331,63	-248,15	N/A	5083,48
nov/2021	163,1472	4.966,20	117,28	N/A	5083,48
dez/2021	172,4952	5.250,75	-167,27	N/A	5083,48
jan/2022	163,7376	4.984,17	99,31	N/A	5083,48
fev/2022	156,5544	4.765,52	317,96	N/A	5083,48
mar/2022	153,7008	4.678,65	404,83	N/A	5083,48
abr/2022	168,9528	5.142,92	-59,44	N/A	5083,48
mai/2022	178,7928	5.442,45	N/A	717,95	6160,40
Total	1.961,41	59.705,24	1.655,50	717,95	62.078,68

Fonte: Própria autora.

Como pode-se observar somando os valores das Tabelas 9 a 11, o custo anual total para a modalidade horária azul é de R\$ 326.242,18, ou seja, maior do que o para a modalidade tarifária horária verde com ou sem otimização de demanda, o que pode-se ver melhor na Figura 7.

Figura 7 – Custos por enquadramento.



Fonte: Própria autora.

Portanto, após a análise tem-se que a modalidade tarifária horária que melhor enquadra a UC objeto do estudo é a verde com ajuste da demanda contratada para 167 kW, resultando numa economia anual de R\$ 5.498,12.

4.2 Estudo de viabilidade quanto à implantação de geração fotovoltaica

4.2.1 Características do local

Considerando o endereço do local objeto do estudo, suas coordenadas geográficas são 20°22'54.1"Sul de latitude e 40°22'06.5"Oeste de longitude. A partir disso, utilizando a ferramenta *Google Earth* capturou-se a Figura 8 que mostra uma vista aérea do local.

Figura 8 – Vista aérea do local de instalação.



Fonte: Própria autora.

Pela Figura 8 pode-se ver que há uma extensa área de telhado na qual poderá ser instalado os módulos fotovoltaicos.

4.2.1.1 Solorimetria

Para determinar a radiação solar global incidente utilizou-se o programa *online SunData* disponibilizado e desenvolvido pelo Centro de Referência para Energia Solar e Eólica (CRESESB) no qual foi inserido as coordenadas geográficas e o aplicativo retornou com a localidade mais próxima presente em seu banco de dados. Neste caso, a estação mais próxima encontrada fica em Vila Velha, um município vizinho, à 3 km do local de estudo e a Tabela 12 mostra os valores de irradiação solar para quatro planos de inclinação.

Tabela 12 – Irradiação Solar

Ângulo		Plano Horizontal	Ângulo igual a latitude	Maior média anual	Maior mínimo mensal
Inclinação		0° N	20° N	18° N	24° N
Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² · dia]	Janeiro	6,26	5,69	5,77	5,52
	Fevereiro	6,60	6,30	6,35	6,17
	Março	5,45	5,57	5,58	5,54
	Abril	4,65	5,17	5,14	5,22
	Maior	3,96	4,74	4,68	4,84
	Junho	3,66	4,56	4,49	4,69
	Julho	3,73	4,56	4,49	4,67
	Agosto	4,51	5,19	5,14	5,27
	Setembro	4,96	5,23	5,23	5,23
	Outubro	5,13	5,01	5,04	4,94
	Novembro	5,20	4,82	4,87	4,70
	Dezembro	6,04	5,43	5,51	5,26
Média		5,01	5,19	5,19	5,17

Fonte: Própria autora.

A escolha do ângulo de inclinação para os módulos esta relacionada ao tipo de atividade da instalação e pode ser seguindo alguns critérios:

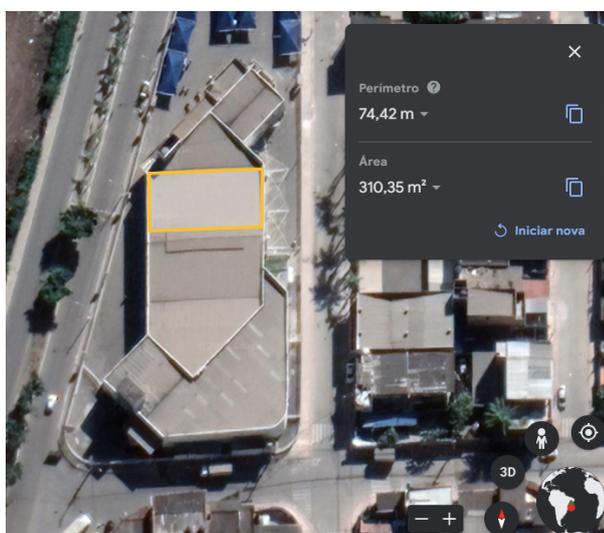
Em geral, o valor da latitude local é usado como ângulo de inclinação do módulo fotovoltaico. O ângulo com a maior média diária anual de irradiação solar costuma ser usada quando se deseja a maior geração anual de energia, o que seria o caso de aplicações de sistemas fotovoltaicos conectadas a rede de distribuição dentro do Sistema de Compensação de Energia, definido pela Resolução Normativa da Aneel n° 482/12. Já o ângulo com maior valor mínimo mensal de irradiação solar costuma ser uma medida conservadora, usado em situações onde o fornecimento contínuo de energia elétrica é crítico para atividade fim e por isso procura-se minimizar o risco de falta de energia. (CRESESB, 2018)

De acordo com a Tabela 12 é possível observar que as médias anuais para as inclinações de 20° e 18° são iguais. Portanto, escolheu-se instalar os módulos fotovoltaicos com ângulo de 20° seguindo a orientação geral.

4.2.2 Escolha do local de instalação

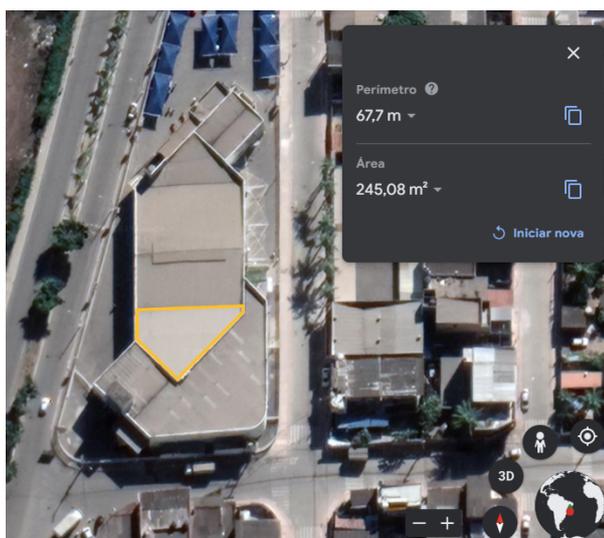
Utilizando o *Google Earth* foi possível obter a visão área do local de instalação, ou seja, o telhado da unidade consumidora, conforme visto na Figura 8. Após visita em campo, onde foi possível subir ao telhado da edificação identificou-se que a área não é plana, possuindo faces com orientações diferentes. Logo, visando aproveitar melhor a incidência dos raios solares, escolheu-se como locais de instalação as faces do telhado cujo as faces são voltadas para o norte e a face plana. Tais faces e suas áreas estão destacadas nas Figuras 9 a 11.

Figura 9 – Local de instalação 1.



Fonte: Própria autora.

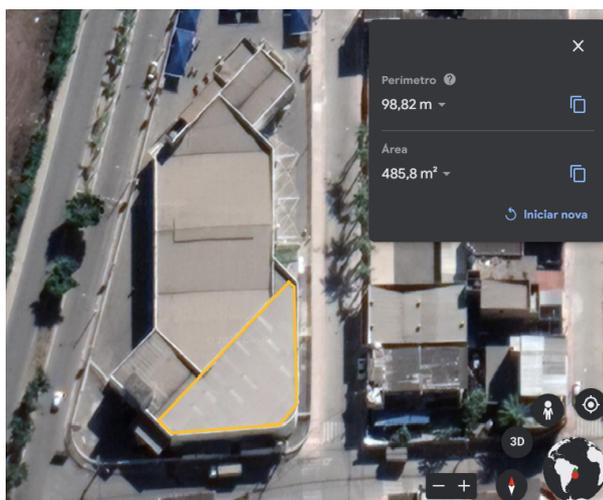
Figura 10 – Local de instalação 2.



Fonte: Própria autora.

Sendo assim, a partir das Figuras 9 a 11 tem-se que a área total disponível para instalação dos módulos fotovoltaicos é de $1.041,23 \text{ m}^2$. Nos locais de instalações 1 e 2, que são as faces

Figura 11 – Local de instalação 3.



Fonte: Própria autora.

que possuem inclinação voltadas para o norte, os módulos devem ser instalados utilizando estruturas de suporte que os deixem em uma inclinação que somada à inclinação das faces dê os 20^o definidos na subseção anterior. Já no local de instalação 3, que é a face plana, os módulos devem ser instalados utilizando estruturas de suporte que os deixem na inclinação de 20^o.

4.2.3 Dimensionamento do Gerador

Para o dimensionamento do SFCR utilizou-se a metodologia sugerida pela CRESESB no Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos (PINHO; GALDINO, 2014).

Conforme Pinho e Galdino (2014), para dimensionar o gerador é necessária informação sobre o consumo médio diário da UC descontado o valor da taxa de disponibilidade mínima de energia. Sendo assim, a partir da Tabela 6 que mostra os valores mensais de energia consumidos pelo local, considerando os dados retirados das faturas de energia e a estimativa de energia gerada pelo gerador à diesel, obteve-se um consumo anual de 688.792,4715 kWh, que descontado a taxa de disponibilidade, que para esse consumidor é de 100 kWh por se tratar de um fornecimento trifásico, pelo período de um ano chegou-se a um consumo anual de 687.592,4715 kWh, o que representa um consumo médio diário de 1.883,8150 kWh. Com essa informação, prosseguiu-se com o cálculo da potência nominal do SFCR utilizando a Equação 2.3.

A taxa de desempenho escolhida foi de 0,75, tendo em vista que o método do CRESESB indica uma faixa de valor entre 0,70 e 0,80. E com base na escolha da inclinação de 20^o para a instalação dos módulos fotovoltaicos, tem-se que a irradiação solar diária média mensal é de 5,19 kWh/m² · dia, usando a Equação 2.1 tem-se HSP_{MA} de 5,19 h. Então,

aplicando a Equação 2.3 chegou-se ao resultado de que a potência nominal do gerador precisa ser de 483,9602 kW para que ele seja capaz de suprir a média de consumo diária anual.

O próximo passo foi buscar marcas e distribuidores no mercado que fornecessem painéis eficientes e com preços acessíveis. A PV Evolution Labs (PVEL), um dos principais laboratórios de testes da indústria solar avaliou a qualidade dos módulos fotovoltaicos disponíveis no mercado e divulgou recentemente a lista de 35 fabricantes considerados como *Top Performance* no seguimento. A lista com o *Top 10* encontra-se abaixo (PVEL, 2023).

1. Jinko
2. Trina Solar
3. JA Solar
4. Qcells
5. REC Group
6. Astronergy
7. Adani Solar
8. Moxeon Powering Positive Change
9. Phono Solar
10. Vikram Solar

A Aldo Solar é uma das principais distribuidora de produtos e serviços voltados para energia solar do Brasil e nela encontrou-se módulos fotovoltaicos das marcas Jinko e JA Solar, que estão em primeiro e terceiro lugar na lista. Escolheu-se 5 modelos diferentes que foram utilizados para calcular o número de painéis necessários utilizando a Equação 4.4 e seus respectivos custos a fim de encontrar o que fosse mais adequado para o projeto.

$$N_{PFV}(Wp) = \frac{P_{painel}}{P_{fv}} \quad (4.4)$$

O resultado encontra-se na Tabela 13.

Tabela 13 – Modelos de Paineis Fotovoltaicos analisados

Marca	Modelo Nominal (W)	Potência	Tamanho (mm x mm x mm)	Nº Painéis	Preço Unitário (R\$)
Jinko	JKM475N-60HL4-V	475	1903 × 1134 × 30	1019	R\$ 890,00
Jinko	JKM550M-72HL4-V	550	2274 × 1134 × 35	880	R\$ 1.140,00
JA Solar	JAM72S30-550/MR	550	2278 × 1134 × 30	880	R\$ 1.119,00
Jinko	JKM565N-72HL4-V	565	2278 × 1134 × 35	858	R\$ 1.190,00
Jinko	JKM575N-72HL4-V	575	2278 × 1134 × 35	842	R\$ 1.220,00

Fonte: Solar (2023).

Com base na informação de tamanho dos paineis dado na Tabela 13 tem-se que cada painel ocupa uma área de $2,158 m^2$, $2,579 m^2$, $2,583 m^2$, $2,583 m^2$ e $2,583 m^2$, respectivamente. Como da seção anterior tem-se que a área total disponível é de $1.041,23 m^2$. Logo, conclui-se que não é possível instalar um SFV que supra todo o consumo de energia da unidade consumidora.

Sendo assim, escolheu-se o modelo JKM475N-60HL4-V da Jinko, por se tratar do painel solar de menor tamanho e preço para projetar o SFV considerando as áreas escolhidas para os locais de instalação. A ficha técnica deste modelo de painel solar encontra-se no Quadro 1.

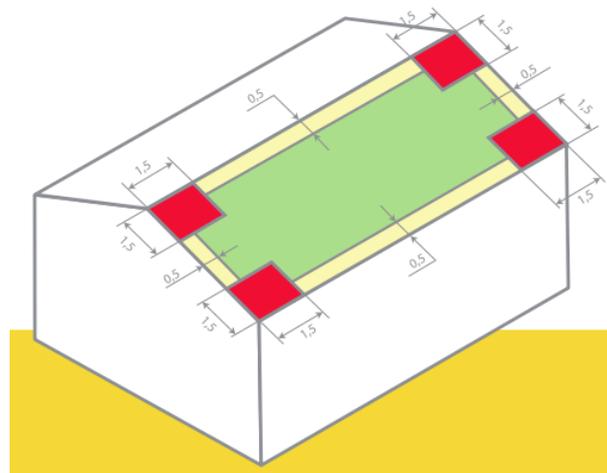
Quadro 1 – Especificações Técnicas dos painéis Jinko JKM475N-60HL4-V.

Especificações Técnicas	
Potência no ponto máximo de potência	475 W
Tensão no ponto máximo de potência	35,21 V
Corrente no ponto máximo de potência	13,49 A
Tensão em Circuito Aberto	42,54 V
Corrente de Curto Circuito	14,23 A
Eficiência	22,01%
Garantia do produto	12 anos
Tamanho	1903 mm × 1134 mm × 30 mm
Peso	24,2 kg ± 5 %
Composição da célula	Célula N-Type monocristalina

Fonte: Solar (2023).

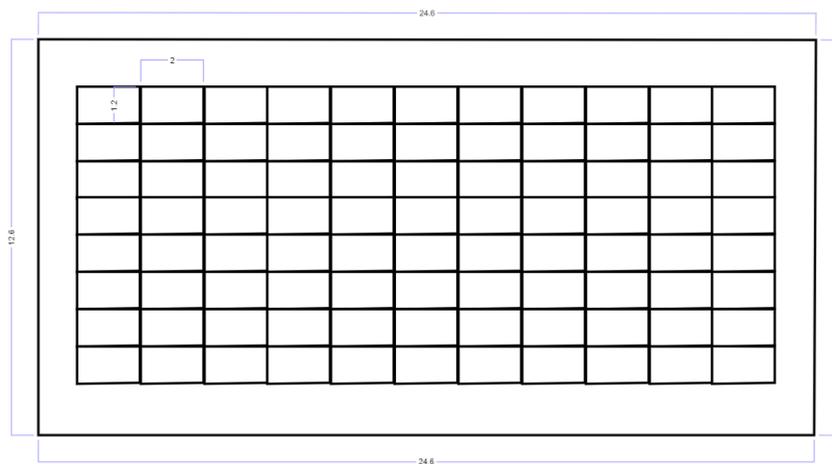
A partir da escolha do modelo dos painéis fotovoltaicos e através dos dados das suas dimensões distribuiu-se-os pelas três áreas definidas anteriormente como locais de instalação, seguindo a recomendação do IBRAP (s.d.) de instalar no centro dos locais, a uma distância mínima de 0,5 m entre a extremidade do telhado e o início dos módulos e 1,5 m nos cantos, conforme ilustrado na Figura 12. Portanto, obteve-se as seguintes distribuições mostradas nas Figuras 13 a 15.

Figura 12 – Recomendação de distribuição dos módulos fotovoltaicos em telhados.



Fonte: IBRAP (s.d.).

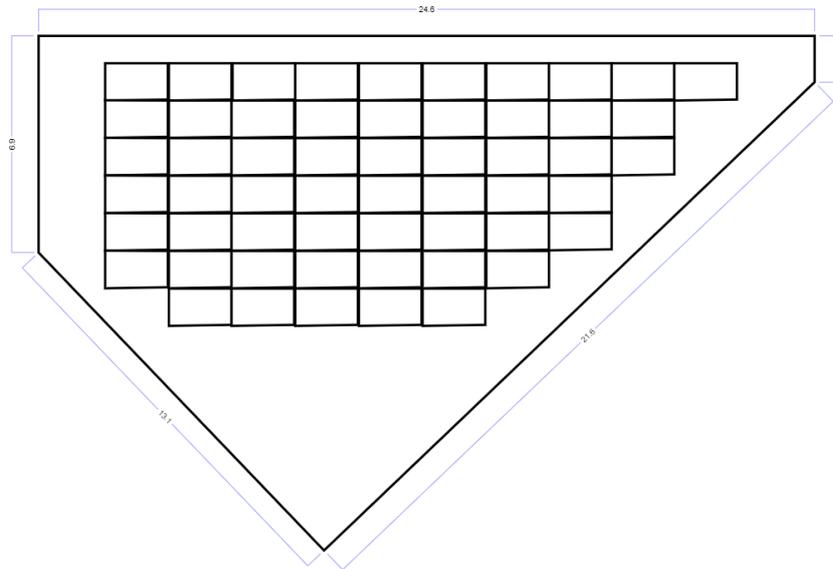
Figura 13 – Distribuição dos painéis fotovoltaicos no local de instalação 1.



Fonte: Própria autora.

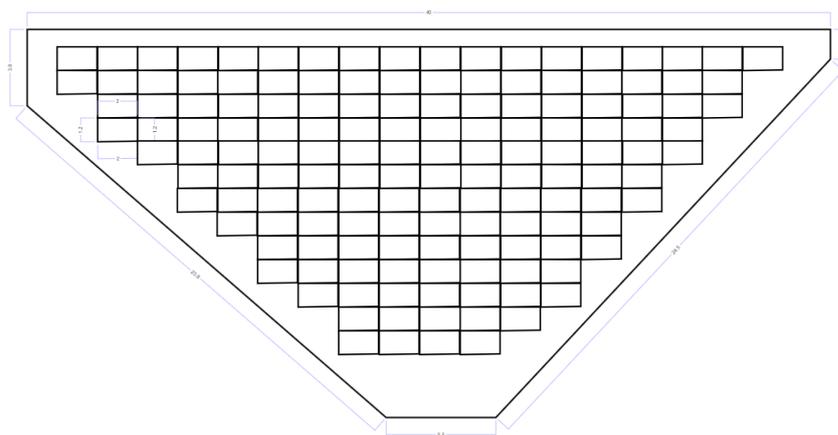
Como resultado, totalizou-se 291 painéis fotovoltaicos em 28 *strings*. Sendo 88 módulos distribuídos em 8 *strings* no local de instalação 1, 56 módulos em 7 *strings* no local de instalação 2 e 147 módulos em 13 *strings* no local de instalação 3. Uma vez que os painéis são de 475 W, isso fornece uma potência nominal do gerador de 138,225 kW, que supre 538,0408 kWh, ou seja, 28,56% do consumo médio diário.

Figura 14 – Distribuição dos painéis fotovoltaicos no local de instalação 2.



Fonte: Própria autora.

Figura 15 – Distribuição dos painéis fotovoltaicos no local de instalação 3.



Fonte: Própria autora.

4.2.4 Dimensionamento do Inversor

Ainda seguindo com a metodologia indicada pelo Pinho e Galdino (2014), deve-se dimensionar o inversor com potência nominal abaixo do gerador, pois dificilmente a potência do gerador se aproxima da nominal, mesmo em dias em que a irradiância está próxima de 1.000 W/m^2 . O FDI é a relação entre as potências nominais do inversor e do gerador, então de acordo com a recomendação do Pinho e Galdino (2014) que afirma que a literatura indica uma faixa de 0,75 a 0,85, foi definido o FDI de 0,75. A partir da Equação 2.4 chegou-se à uma potência nominal de 103,6688 kW para o inversor. Não foi possível encontrar no mercado um único inversor com essa potência nominal e com tensão de saída 220 V, então para o projeto é necessário mais inversores. Na Aldo Solar, encontrou-se modelos de até

75 kW para 220 V, então nesse caso será utilizado 2 inversores da marca Growatt, sendo um de 75 kW e outro de 30 kW, o que fornece uma potência nominal de 105 kW e um FDI ajustado para 0,7596.

As especificações técnicas dos modelos escolhidos estão no Quadro 2.

Quadro 2 – Especificações Técnicas dos inversores Growatt modelos MAX 75KTL3-XL2 e MAC30KTL3-XL.

Especificações Técnicas		
Modelo	MAX 75KTL3-XL2	MAC30KTL3-XL
Potência nominal	75 kW	39 kW
Tensão nominal trifásico	127/220 V (3NPE)	127/220 V (3NPE)
Frequência nominal	60 Hz	60 Hz
Tensão máx. de entrada	1100 V _{cc}	1100 V _{cc}
Tensão nominal de entrada	370 V _{cc}	360 V _{CC}
Corrente DC máxima por MPPT	40 A	52A
Rastreadores de MPPT	8	3
Números de arranjos por MPPT	2	4
Corrente máx. de saída	196,9 A	87.4 A
Eficiência máxima	98,8%	98,8%

Fonte: Solar (2023).

Como a tensão de entrada do inversor deve ser menor que a soma das tensões em circuito aberto dos módulos associados em série, utilizou-se a Equação 2.5 para saber quantos módulos em série cada modelo suporta, como ambos possuem a mesma máxima tensão c.c. admitida pela entrada do inversor, tem-se que:

$$\text{Num módulos em série} \cdot 42,54 < 1100$$

$$\text{Num módulos em série} < 25,86$$

$$\text{Num módulos em série} = 25$$

Em seguida, a partir da Equação 2.7 calculou-se quantas fileiras em paralelo cada entrada de cada modelo de inversor suporta.

Para o modelo MAX 75KTL3-XL2 tem-se que:

$$\text{Num fileiras em paralelo} = \frac{40}{14,23} = 2,78 = 2 \text{ fileiras}$$

Para o modelo MAC30KTL3-XL tem-se que:

$$\text{Num fileiras em paralelo} = \frac{52}{14,23} = 3,65 = 3 \text{ fileiras}$$

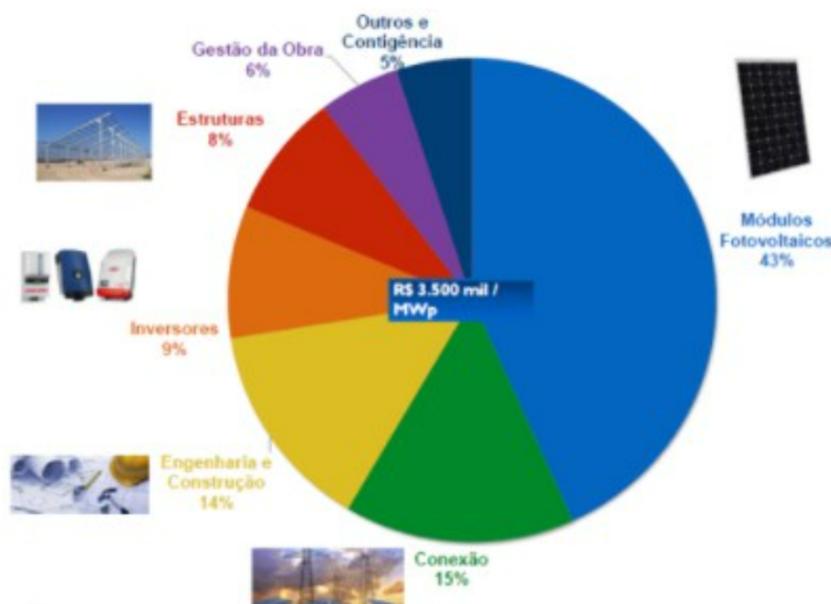
4.2.5 Análise de Viabilidade Econômica

Nesta subseção será feita a análise de viabilidade econômica de implantar o SFV dimensionado anteriormente. Para isso, será determinado os custos de investimento de instalação do SFV e a economia anual gerada para então utilizar indicadores de viabilidade para a análise, que serão o Valor Presente Líquido (VPL), o *Payback* e a Taxa Interna de Retorno (TIR).

4.2.5.1 Custos de Investimento do SFV

O custo de investimento do SFV é composto pelo valor dos módulos fotovoltaicos, inversores, estruturas metálicas, instalação, projeto e outros serviços. Como a unidade consumidora possui potência instalada maior que 75 kW, ela se enquadra em minigeração distribuída, e de acordo com Marangon (2020) em seu estudo de caso, tem-se a seguinte composição de custos para projetos de minigeração mostrada na Figura 16.

Figura 16 – Composição de custos de um SFV de minigeração distribuída.



Fonte: Marangon (2020).

A partir de então, utilizando a composição de custos apresentada na Figura 16 e os valores do modelo dos módulos fotovoltaicos e dos modelos dos inversores escolhidos obtidos no *site* da Aldo Solar, calculou-se os custos dos outros componentes para a implantação do SFV, o que pode ser visto na Tabela 14, bem como o valor do investimento total.

Tabela 14 – Custos de investimento do SFV

Equipamento/Serviço	Quantidade	Custo (%)	Preço (R\$)	Valor total (R\$)
Módulos Fotovoltaicos	291	43	890,90	258.990,00
Inversores (75 e 30 kW)	1	9	33.169,00	53.078,00
Estruturas	1	8	19.909,00	48.184,19
Engenharia e Construção		14	48.184,19	82.565,78
Gestão da Obra		6	82.565,78	36.138,14
Conexão		15	36.138,14	88.463,33
Outros e Contigência		5	88.463,33	30.115,12
Total				597.534,55

Fonte: Própria autora.

4.2.5.2 Economia Anual Gerada

A economia de energia gerada pelo SFV se dá pela energia total produzida descontada a inflação e perda de eficiência. Além disso, como o SFV será conectado à rede, levou-se em consideração também a tarifa de energia com impostos. Como visto anteriormente, o SFV foi projetado para suprir 30,47% do consumo diário de energia, ou seja, suprir em média 573,9102 kWh diariamente, fornecendo uma média anual de 196.384,8966 kWh. A tarifa com impostos é dada pela Equação 4.5, sendo que a unidade consumidora está enquadrada na modalidade tarifária verde que possui tarifas de energia diferentes para o posto horário ponta e fora ponta, conforme mostra a Figura 6.

$$T_{eq} = \frac{(TUSD + TE)_{vigente}}{1 - (ICMS + PIS + COFINS)} \quad (4.5)$$

No Espírito Santo, foi publicada a Lei Complementar n° 194/2022 em 23/06/2022 que prevê alíquotas máximas de 17% de ICMS. As taxas médias consideradas para PIS e COFINS são 0,67% e 3,09%, respectivamente (EDP, 2023).

Sendo assim, a tarifa equivalente para o posto horário ponta é de R\$ 2,1836/kWh e para o fora ponta é de R\$ 0,5228/kWh. Fazendo uma média ponderada considerando as horas por dia que cada tarifa está em vigor, tem-se uma tarifa resultante de R\$ 0,7304/kWh. A taxa de inflação que será considerada é de 5,79% ao ano, tomando 2022 como referência (IBGE, 2023).

De acordo com o fabricante, há uma perda de 12,6% da eficiência em 30 anos, o que significa uma perda anual de 0,42% na geração de energia. A economia anual de energia é dada pela Equação 4.6.

$$E_c = E_p(1 - Q)^t \cdot T_i(1 + I_e)^t \quad (4.6)$$

Onde:

E_c é a economia anual (R\$);

E_p é a energia produzida anual (kWh);

Q é a taxa de perda de eficiência dos módulos fotovoltaicos (adimensional);

T_i é a tarifa com impostos (R\$/kWh);

I_e é a inflação energética anual (%);

t é o tempo (anos).

4.2.5.3 Valor Presente Líquido (VPL)

De acordo com Gitman (2010), o valor presente líquido é determinado subtraindo do investimento inicial necessário para a implantação do projeto o valor presente das entradas líquidas de caixa, descontadas a uma taxa igual ao custo do capital da empresa, conforme mostra a Equação 4.7. Quando o VPL é negativo significa que o projeto é inviável, quando é positivo significa que o projeto é viável, ou seja, que o investimento dará um retorno maior do que o custo inicial, aumentando o valor de mercado da empresa.

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1 + r)^t} - FC_0 \quad (4.7)$$

onde:

n é a vida útil do SFV (anos);

t é o tempo (anos);

FC_t é o fluxo de caixa no ano t ;

FC_0 é o investimento inicial do projeto (R\$);

K é a taxa de desconto (%).

Sendo assim, aplicando as Equações 4.6 e 4.7, considerando uma taxa de desconto de 10% e que os módulos fotovoltaicos tem uma vida útil de 30 anos, obteve-se os seguintes resultados apresentados na Tabela 15.

A primeira coluna da Tabela 15 mostra o tempo em anos, a segunda coluna mostra o fluxo de caixa, ou seja, o investimento inicial do projeto e a economia anual gerada pelo SFV, a terceira coluna mostra o fluxo de caixa aplicando a taxa de desconto e a quarta coluna

Tabela 15 – Cálculo de Valor Presente Líquido

Ano	Fluxo de Caixa	Fluxo de Caixa Descontado	Retorno Financeiro
0	R\$ -597.534,55	R\$ -597.534,55	R\$ -597.534,55
1	R\$ 151.111,19	R\$ 137.373,81	R\$ -460.160,74
2	R\$ 159.189,12	R\$ 131.561,25	R\$ -328.599,49
3	R\$ 167.698,86	R\$ 125.994,64	R\$ -202.604,85
4	R\$ 176.663,51	R\$ 120.663,55	R\$ -81.941,30
5	R\$ 186.107,38	R\$ 115.558,04	R\$ 33.616,74
6	R\$ 196.056,09	R\$ 110.668,55	R\$ 144.285,29
7	R\$ 206.536,62	R\$ 105.985,94	R\$ 250.271,24
8	R\$ 217.577,41	R\$ 101.501,47	R\$ 351.772,71
9	R\$ 229.208,41	R\$ 97.206,74	R\$ 448.979,45
10	R\$ 241.461,16	R\$ 93.093,73	R\$ 542.073,18
11	R\$ 254.368,91	R\$ 89.154,75	R\$ 631.227,93
12	R\$ 267.966,66	R\$ 85.382,44	R\$ 716.610,37
13	R\$ 282.291,31	R\$ 81.769,74	R\$ 798.380,10
14	R\$ 297.381,70	R\$ 78.309,90	R\$ 876.690,00
15	R\$ 313.278,78	R\$ 74.996,45	R\$ 951.686,45
16	R\$ 330.025,67	R\$ 71.823,20	R\$ 1.023.509,65
17	R\$ 347.667,79	R\$ 68.784,22	R\$ 1.092.293,87
18	R\$ 366.253,01	R\$ 65.873,82	R\$ 1.158.167,70
19	R\$ 385.831,73	R\$ 63.086,57	R\$ 1.221.254,27
20	R\$ 406.457,07	R\$ 60.417,25	R\$ 1.281.671,52
21	R\$ 428.184,97	R\$ 57.860,88	R\$ 1.339.532,40
22	R\$ 451.074,38	R\$ 55.412,67	R\$ 1.394.945,07
23	R\$ 475.187,38	R\$ 53.068,05	R\$ 1.448.013,12
24	R\$ 500.589,38	R\$ 50.822,64	R\$ 1.498.835,76
25	R\$ 527.349,30	R\$ 48.672,23	R\$ 1.547.507,99
26	R\$ 555.539,72	R\$ 46.612,81	R\$ 1.594.120,80
27	R\$ 585.237,10	R\$ 44.640,53	R\$ 1.638.761,33
28	R\$ 616.522,02	R\$ 42.751,70	R\$ 1.681.513,03
29	R\$ 649.479,32	R\$ 40.942,79	R\$ 1.722.455,82
30	R\$ 684.198,42	R\$ 39.210,42	R\$ 1.761.666,25

Fonte: Própria autora.

mostra o saldo acumulado de retorno financeiro. Analisando os resultados percebe-se que devido à inflação energética anual o montante de economia gerada aumenta ao longo dos anos. Tem-se ainda que a partir do quinto ano há um retorno financeiro positivo e chegando no final do 30º ano o VPL é igual a R\$ 1.761.666,25, ou seja, 194,82% de lucro com relação ao investimento.

4.2.5.4 Payback

O *Payback* é o tempo de retorno de um investimento, ou seja, se dá quando entradas de caixa se igualam às saídas de caixa, e é outra forma de avaliar a proposta de implantação do SFV. Quanto menor for o *payback*, mais atrativo é o investimento. Conforme observado anteriormente o retorno financeiro de implantação do sistema é positivo no quinto ano, então em algum momento entre o quarto e o quinto ano o investimento se pagou resultando em um retorno financeiro igual a zero. Fazendo uma interpolação linear, usando a Equação 4.8, com os valores de retorno financeiro obtidos no quarto e quinto ano, tem-se que o *payback* deste investimento é de 4 anos e 9 meses, aproximadamente.

$$y = y_1 + \left(\frac{x - x_1}{x_2 - x_1} \right) (y_2 - y_1) \quad (4.8)$$

4.2.5.5 Taxa Interna de Retorno (TIR)

A taxa interna de retorno (TIR) é a taxa de desconto que torna o VPL de um investimento seja igual a 0. Em outras palavras, é a taxa que iguala o valor presente das entradas de caixa ao investimento inicial. A TIR é dada pelo ajuste da Equação 4.7 resultando na Equação 4.9. (GITMAN, 2010)

$$0 = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1 + TIR)^t} - FC_0 \quad (4.9)$$

Esse indicador de análise econômica é um dos mais usados na análise de investimentos, pois permite comparar o tanto que um projeto é mais atrativo do que outro, pois quanto maior for o TIR, mais atrativo é o investimento. Então, aplicando a Equação 4.9 para o projeto obteve-se uma TIR de 31%.

5 CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS

Neste trabalho o objetivo era realizar um estudo de caso de análise tarifária e viabilidade técnica e econômica de implantação de um sistema fotovoltaico em uma unidade consumidora do subgrupo A4. A escolha deste tema se deu devido aos fatores ambientais e econômicos, uma vez que utilizar um SFV na geração de energia elétrica contribui positivamente com a redução do aquecimento global, e a análise tarifária faz com que seja exigido da rede uma demanda adequada para a UC, além de que ambos os estudos são formas de trazer economia para o cliente.

Sendo assim, primeiramente foi necessário conhecer melhor a UC objeto do estudo, para isso realizou-se visitas em campo, colheu-se informações sobre seu funcionamento e suas características, obteve-se faturas de energia elétrica de um período de 1 ano. Como no local há um gerador que entra em funcionamento no horário de ponta, foi necessário a partir dos dados do *datasheet* e de entradas de óleo diesel estimar a quantidade de energia elétrica gerada por ele durante o mesmo período das faturas. Com esses valores somados aos dados da fatura obteve-se o consumo total de energia elétrica da unidade consumidora no período de um ano e essa informação foi de extrema importância para viabilizar as análises feitas neste estudo de caso.

Na análise tarifária avaliou-se a possibilidade de alterar a demanda contratada da unidade consumidora que hoje está enquadrada na modalidade tarifária verde, bem como a alteração para a modalidade tarifária azul. Como resultado, chegou-se à conclusão de que ajustar a demanda contratada para 167 kW mantendo a unidade consumidora na modalidade tarifária verde é a melhor opção gerando uma economia anual de R\$ 5.498,12.

No estudo de viabilidade técnica de implantação de um sistema fotovoltaico na unidade consumidora encontrou-se uma limitação de área disponível para a instalação dos módulos fotovoltaicos não sendo possível projetar um SFV que suprisse todo o consumo de energia elétrica. Sendo assim, projetou-se o sistema com base nas áreas disponíveis escolhidas que melhor favorecem a geração de energia, possibilitando instalar 291 painéis distribuídos em 28 *strings* que fornece um gerador de potência nominal igual à 138,225 kW, suprimindo 538,0408 kWh, ou seja, 28,56% do consumo médio diário. Para esse sistema chegou-se a conclusão de que é necessário a instalação de dois inversores, um com 16 e o outro com 12 entradas, possibilitando conectar todas as *strings*.

No aspecto econômico, determinou-se o custo de implantação do SFV, bem como a economia

anual gerada. Com esses valores utilizou-se indicadores da administração financeira para avaliar a viabilidade do projeto. Obteve-se como resultados um VPL de R\$ 1.761.666,25 no final do 30^o ano, representando um lucro de 194,82% em relação ao investimento inicial, um payback de 4 anos e 9 meses, além de uma TIR de 31%, ou seja, maior que a taxa de desconto utilizada no cálculo do VPL que foi de 10%. Portanto, analisando esses resultados é possível determinar que a implantação do SFV é viável, tornando o investimento atrativo.

Como proposta de trabalho futuros pode ser feita uma análise sobre a viabilidade econômica de manter ou não o gerador a diesel durante o horário de ponta, pois devido ao aumento e variação constante do preço dos combustíveis, essa alternativa de geração de energia pode não estar sendo tão viável quanto era no passado. Outra sugestão é realizar um estudo de eficiência energética dos equipamentos presentes no supermercado como forma de buscar economia no consumo de energia, trazendo retorno positivo ao meio ambiente e financeiramente ao cliente, já que resultaria em menos energia consumida da rede. As especificações técnicas dos modelos escolhidos estão no Quadro 2. Por fim, outra sugestão é analisar a viabilidade da utilização de microinversores ao invés de dois inversores conforme projetado para o SFCR neste trabalho.

REFERÊNCIAS

ALMEIDA, E.; ROSA, A. C.; DIAS, F. C. L. S.; BRAZ, K. T. M.; LANA, L. T. C.; SANTO, O. C. do E.; SACRAMENTO, T. C. B. ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA: REVISÃO BIBLIOGRÁFICA. [S.l.], s.d. Citado 2 vezes nas páginas 20 e 21.

ANEEL. Modalidades Tarifárias. 2022. <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/entenda-a-tarifa/modalidades-tarifarias>>. (Accessed on 07/31/2022). Citado 2 vezes nas páginas 18 e 19.

BAJAY, S.; JANUZZI, G. M.; HEIDEIER, R. B.; VILELA, I. R.; PACCOLA, J. A.; GOMES, R. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E EFICIÊNCIA ENERGÉTICA - Reflexões para o setor elétrico de hoje e do futuro. [S.l.]: International Energy Initiative – IEI Brasil, 2018. Citado na página 14.

BEZERRA, F. D. ENERGIA SOLAR. [S.l.], 2021. Citado na página 14.

BUENO, R. D. da R. ENERGIA E DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL: AS FONTES ALTERNATIVAS DE ENERGIA E AS POLÍTICAS ENERGÉTICAS NO ÂMBITO NACIONAL E INTERNACIONAL. Monografia (TCC) — Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2010. Citado na página 13.

CASTRO, R. M. Energias Renováveis e Produção Descentralizada - INTRODUÇÃO À ENERGIA FOTOVOLTAICA. [S.l.], 2002. Citado 3 vezes nas páginas 19, 20 e 21.

CRESESB. Potencial Solar - SunData v 3.0. 2018. <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php#data>>. (Accessed on 31/05/2023). Citado na página 44.

DEPUTADOS, C. dos. Lei institui marco legal da micro e minigeração de energia - Notícias - Portal da Câmara dos Deputados. 2022. <<https://www.camara.leg.br/noticias/843782-LEI-INSTITUI-MARCO-LEGAL-DA-MICRO-E-MINIGERACAO-DE-ENERGIA>>. (Accessed on 07/25/2022). Citado na página 14.

EDP. Confira abaixo as tarifas aplicadas aos clientes atendidos pela EDP. 2022. <<https://www.edp.com.br/tarifas-vigentes/>>. (Accessed on 27/05/2023). Citado na página 39.

EDP. ICMS, PIS e COFINS. 2023. <<https://www.edp.com.br/icms-pis-e-cofins>>. (Accessed on 28/06/2023). Citado na página 53.

EPE. MATRIZ ENERGÉTICA. s.d. <<https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>>. (Accessed on 07/25/2022). Citado na página 13.

GITMAN, L. J. Princípios de Administração Financeira. [S.l.]: PEARSON, 2010. v. 12. Citado 2 vezes nas páginas 54 e 56.

IBGE. IPCA - Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo. 2023. <<https://www.ibge.gov.br/estatisticas/economicas/precos-e-custos/9256-indice-nacional-de-precos-ao-consumidor-amplo.html?=&t=series-historicas>>. (Accessed on 28/06/2023). Citado na página 53.

- IBRAP. Manual de Instalação - Telhados Fotovoltaicos. Santa Catarina, s.d. Citado 2 vezes nas páginas 48 e 49.
- IEEE, I. D. E. E. E. Energia solar fotovoltaica de terceira geração. 2014. <<http://www.ieee.org.br/wp-content/uploads/2014/05/energia-solar-fotovoltaica-terceira-geracao.pdf>>. (Accessed on 24/06/2023). Citado na página 20.
- JULIÃO, F. Veja outros momentos em que a economia brasileira teve recessão técnica | CNN Brasil. 2021. <<https://www.cnnbrasil.com.br/business/veja-outros-momentos-em-que-a-economia-brasileira-teve-recessao-tecnica/#:~:text=O%20Brasil%20ficou%20cinco%20anos,a%20economia%20brasileira%20recuou%20novamente.>>>. (Accessed on 07/25/2022). Citado na página 14.
- MACHADO, C. T.; MIRANDA, F. S. Energia solar fotovoltaica: Uma breve revisão. Revista Virtual de Química, 2015. Citado na página 14.
- MARANGON, B. O que é o LCOE e como utilizar nos projetos fotovoltaicos? 2020. <<https://canalsolar.com.br/o-que-e-o-lcoe-e-como-utilizar-nos-projetos-fotovoltaicos/>>. (Accessed on 28/06/2023). Citado na página 52.
- MARQUES, M. C. S.; HADDAD, J.; MARTINS, A. R. S. Conservação de Energia - Eficiência Energética de Equipamentos e Instalações. 3. ed. Itajubá: E-book, 2006. Citado 2 vezes nas páginas 17 e 18.
- NASCIMENTO, C. A. do. PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO DA CÉLULA FOTOVOLTAICA. Monografia (Pós-Graduação Lato-Sensu em Fontes alternativas de energia) — Universidade Federal de Lavras, 2004. Citado 5 vezes nas páginas 13, 19, 20, 21 e 22.
- PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. Rio de Janeiro, 2014. Citado 14 vezes nas páginas 19, 20, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 46 e 50.
- PVEL. The 2023 Top Performers. 2023. <<https://scorecard.pvel.com/top-performers/>>. (Accessed on 02/06/2023). Citado na página 47.
- SCHIRMER, W. N.; RUDNIAK, A. Avaliação das emissões gasosas de diferentes tipos de combustíveis utilizados e seus impactos ambientais. TECNO-LÓGICA, 2009. Citado na página 13.
- SOLAR, A. PAINEL SOLAR. 2023. <<https://www.aldo.com.br/categoria/energia-solar/produtos/painel-solar>>. (Accessed on 02/06/2023). Citado 2 vezes nas páginas 48 e 51.

Anexos

=====

| SUPERMERCADOS PADOVA LTDA |

| RUA PRINCIPAL, 1701 - RIO MARINHO - CARIACICA - ES - Cep: 29141-752 |

| Tel.: (27)3316-3056 E-mail: nfpadova@hotmail.com |

| 24/04/2023 |

CNPJ: 00.662.606/0001-92 Ins.: 081744455

Página nº. 1 |

=====

Movimentação de Mercadoria

Modelo Padrão / Ordenado por Código

Cód. produto: 129449 - OLEO DIESEL B S500 (GERADOR)

Movimentados entre 01/06/2021 até 01/06/2022

Data	Produto	Descrição	Almoxarifado	Doc.Orig	Entrada	Saida	Saldo Acum.	Num.Doc
01/06/2021	129449	OLEO DIESEL B S500 (GERADOR)	CONSUMO	Saldo	#.###,###	0	208.295,113	
02/06/2021	129449	OLEO DIESEL B S500 (GERADOR)	CONSUMO	NF Entrada	442	0	208.737,113	2151
09/06/2021	129449	OLEO DIESEL B S500 (GERADOR)	CONSUMO	NF Entrada	452	0	209.189,113	421
16/06/2021	129449	OLEO DIESEL B S500 (GERADOR)	CONSUMO	NF Entrada	402	0	209.591,113	2162
23/06/2021	129449	OLEO DIESEL B S500 (GERADOR)	CONSUMO	NF Entrada	392	0	209.983,113	2181
30/06/2021	129449	OLEO DIESEL B S500 (GERADOR)	CONSUMO	NF Entrada	400	0	210.383,113	2203
07/07/2021	129449	OLEO DIESEL B S500 (GERADOR)	CONSUMO	NF Entrada	370	0	210.753,113	1459
16/07/2021	129449	OLEO DIESEL B S500 (GERADOR)	CONSUMO	NF Entrada	360	0	211.113,113	1466
22/07/2021	129449	OLEO DIESEL B S500 (GERADOR)	CONSUMO	NF Entrada	484	0	211.597,113	2240
04/08/2021	129449	OLEO DIESEL B S500 (GERADOR)	CONSUMO	NF Entrada	438	0	212.035,113	464
11/08/2021	129449	OLEO DIESEL B S500 (GERADOR)	CONSUMO	NF Entrada	442	0	212.477,113	492
18/08/2021	129449	OLEO DIESEL B S500 (GERADOR)	CONSUMO	NF Entrada	421	0	212.898,113	2863
25/08/2021	129449	OLEO DIESEL B S500 (GERADOR)	CONSUMO	NF Entrada	449	0	213.347,113	540
01/09/2021	129449	OLEO DIESEL B S500 (GERADOR)	CONSUMO	NF Entrada	415	0	213.762,113	563
08/09/2021	129449	OLEO DIESEL B S500 (GERADOR)	CONSUMO	NF Entrada	428	0	214.190,113	581
15/09/2021	129449	OLEO DIESEL B S500 (GERADOR)	CONSUMO	NF Entrada	452	0	214.642,113	608
22/09/2021	129449	OLEO DIESEL B S500 (GERADOR)	CONSUMO	NF Entrada	490	0	215.132,113	631
04/10/2021	129449	OLEO DIESEL B S500 (GERADOR)	CONSUMO	NF Entrada	466	0	215.598,113	654
06/10/2021	129449	OLEO DIESEL B S500 (GERADOR)	CONSUMO	NF Entrada	448	0	216.046,113	677
13/10/2021	129449	OLEO DIESEL B S500 (GERADOR)	CONSUMO	NF Entrada	439	0	216.485,113	694
13/10/2021	129449	OLEO DIESEL B S500 (GERADOR)	CONSUMO	NF Entrada	65,718	0	216.550,831	13127
20/10/2021	129449	OLEO DIESEL B S500 (GERADOR)	CONSUMO	NF Entrada	457	0	217.007,831	715
27/10/2021	129449	OLEO DIESEL B S500 (GERADOR)	CONSUMO	NF Entrada	58,67	0	217.066,501	13308
27/10/2021	129449	OLEO DIESEL B S500 (GERADOR)	CONSUMO	NF Entrada	452	0	217.518,501	738
03/11/2021	129449	OLEO DIESEL B S500 (GERADOR)	CONSUMO	NF Entrada	446	0	217.964,501	757
10/11/2021	129449	OLEO DIESEL B S500 (GERADOR)	CONSUMO	NF Entrada	511	0	218.475,501	781
17/11/2021	129449	OLEO DIESEL B S500 (GERADOR)	CONSUMO	NF Entrada	388	0	218.863,501	798
24/11/2021	129449	OLEO DIESEL B S500 (GERADOR)	CONSUMO	NF Entrada	428	0	219.291,501	812
02/12/2021	129449	OLEO DIESEL B S500 (GERADOR)	CONSUMO	NF Entrada	526	0	219.817,501	828
08/12/2021	129449	OLEO DIESEL B S500 (GERADOR)	CONSUMO	NF Entrada	444	0	220.261,501	845
15/12/2021	129449	OLEO DIESEL B S500 (GERADOR)	CONSUMO	NF Entrada	506	0	220.767,501	863
22/12/2021	129449	OLEO DIESEL B S500 (GERADOR)	CONSUMO	NF Entrada	508	0	221.275,501	881
29/12/2021	129449	OLEO DIESEL B S500 (GERADOR)	CONSUMO	NF Entrada	505	0	221.780,501	1742
05/01/2022	129449	OLEO DIESEL B S500 (GERADOR)	CONSUMO	NF Entrada	516	0	222.296,501	1753
12/01/2022	129449	OLEO DIESEL B S500 (GERADOR)	CONSUMO	NF Entrada	509	0	222.805,501	8
19/01/2022	129449	OLEO DIESEL B S500 (GERADOR)	CONSUMO	NF Entrada	516	0	223.321,501	23
09/02/2022	129449	OLEO DIESEL B S500 (GERADOR)	CONSUMO	NF Entrada	512	0	223.833,501	65
14/02/2022	129449	OLEO DIESEL B S500 (GERADOR)	CONSUMO	NF Entrada	1	0	223.834,501	15025
16/02/2022	129449	OLEO DIESEL B S500 (GERADOR)	CONSUMO	NF Entrada	504	0	224.338,501	903
09/03/2022	129449	OLEO DIESEL B S500 (GERADOR)	CONSUMO	NF Entrada	561	0	224.899,501	925
16/03/2022	129449	OLEO DIESEL B S500 (GERADOR)	CONSUMO	NF Entrada	469	0	225.368,501	941
23/03/2022	129449	OLEO DIESEL B S500 (GERADOR)	CONSUMO	NF Entrada	497	0	225.865,501	109

Movimentação de Mercadoria

Modelo Padrão / Ordenado por Código

Cód. produto: 129449 - OLEO DIESEL B S500 (GERADOR)

Movimentados entre 01/06/2021 até 01/06/2022

Data	Produto	Descrição	Almoxarifado	Doc.Orig	Entrada	Saida	Saldo Acum.	Num.Doc
06/04/2022	129449	OLEO DIESEL B S500 (GERADOR)	CONSUMO	NF Entrada	503	0	226.368,501	967
13/04/2022	129449	OLEO DIESEL B S500 (GERADOR)	CONSUMO	NF Entrada	504	0	226.872,501	975
20/04/2022	129449	OLEO DIESEL B S500 (GERADOR)	CONSUMO	NF Entrada	451	0	227.323,501	988
27/04/2022	129449	OLEO DIESEL B S500 (GERADOR)	CONSUMO	NF Entrada	451	0	227.774,501	135
04/05/2022	129449	OLEO DIESEL B S500 (GERADOR)	CONSUMO	NF Entrada	427	0	228.201,501	2631
11/05/2022	129449	OLEO DIESEL B S500 (GERADOR)	CONSUMO	NF Entrada	416	0	228.617,501	1019
18/05/2022	129449	OLEO DIESEL B S500 (GERADOR)	CONSUMO	NF Entrada	550	0	229.167,501	2640
25/05/2022	129449	OLEO DIESEL B S500 (GERADOR)	CONSUMO	NF Entrada	329	0	229.496,501	2644
01/06/2022	129449	OLEO DIESEL B S500 (GERADOR)	CONSUMO	NF Entrada	498	0	229.994,501	2648