

INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE GOIÁS –
CAMPUS GOIÂNIA

DEPARTAMENTO DE ÁREAS ACADÊMICAS IV
CURSO DE BACHARELADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

ANDERSON ANTUNES DA SILVA
IVO JOSÉ DE OLIVEIRA JÚNIOR

PROJETO TÉCNICO E VIABILIDADE ECONÔMICA DE USINA FOTOVOLTAICA EM
INDÚSTRIA METALÚRGICA

GOIÂNIA



INSTITUTO FEDERAL
Goiás

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
SECRETARIA DE EDUCAÇÃO PROFISSIONAL E TECNOLÓGICA
INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO
SISTEMA INTEGRADO DE BIBLIOTECAS

**TERMO DE AUTORIZAÇÃO PARA DISPONIBILIZAÇÃO
NO REPOSITÓRIO DIGITAL DO IFG - ReDi IFG**

Com base no disposto na Lei Federal nº 9.610/98, AUTORIZO o Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás, a disponibilizar gratuitamente o documento no Repositório Digital (ReDi IFG), sem ressarcimento de direitos autorais, conforme permissão assinada abaixo, em formato digital para fins de leitura, download e impressão, a título de divulgação da produção técnico-científica no IFG.

Identificação da Produção Técnico-Científica

- | | |
|--|---|
| ☐ Tese | ☐ Artigo Científico |
| ☐ Dissertação | ☐ Capítulo de Livro |
| ☐ Monografia – Especialização | ☐ Livro |
| ☒ TCC - Graduação | ☐ Trabalho Apresentado em Evento |
| ☐ Produto Técnico e Educacional - Tipo: _____ | |

Nome Completo do Autor: Anderson Antunes da Silva

Matrícula: 20181011060290

TÍTULO DO TRABALHO: Projeto Técnico e Viabilidade Econômica de Usina Fotovoltaica em Indústria[PZ1][A2] Metalúrgica

Autorização - Marque uma das opções

1. ☒ Autorizo disponibilizar meu trabalho no Repositório Digital do IFG (acesso aberto);
2. ☐ Autorizo disponibilizar meu trabalho no Repositório Digital do IFG somente após a data ____/____/____ (Embargo);
3. ☐ Não autorizo disponibilizar meu trabalho no Repositório Digital do IFG (acesso restrito).

Ao indicar a opção **2 ou 3**, marque a justificativa:

- ☐ O documento está sujeito a registro de patente.
☐ O documento pode vir a ser publicado como livro, capítulo de livro ou artigo.
☐ Outra justificativa: _____

DECLARAÇÃO DE DISTRIBUIÇÃO NÃO-EXCLUSIVA

O/A referido/a autor/a declara que:

- i. o documento é seu trabalho original, detém os direitos autorais da produção técnico-científica e não infringe os direitos de qualquer outra pessoa ou entidade;
- ii. obteve autorização de quaisquer materiais incluídos no documento do qual não detém os direitos de autor/a, para conceder ao Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás os direitos requeridos e que este material cujos direitos autorais são de terceiros, estão claramente identificados e reconhecidos no texto ou conteúdo do documento entregue;
- iii. cumpriu quaisquer obrigações exigidas por contrato ou acordo, caso o documento entregue seja baseado em trabalho financiado ou apoiado por outra instituição que não o Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás.

Goiânia, 10/01/24.


Assinatura do Autor e/ou Detentor dos Direitos Autorais



INSTITUTO FEDERAL
Goiás

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
SECRETARIA DE EDUCAÇÃO PROFISSIONAL E TECNOLÓGICA
INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO
SISTEMA INTEGRADO DE BIBLIOTECAS

**TERMO DE AUTORIZAÇÃO PARA DISPONIBILIZAÇÃO
NO REPOSITÓRIO DIGITAL DO IFG - ReDi IFG**

Com base no disposto na Lei Federal nº 9.610/98, AUTORIZO o Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás, a disponibilizar gratuitamente o documento no Repositório Digital (ReDi IFG), sem ressarcimento de direitos autorais, conforme permissão assinada abaixo, em formato digital para fins de leitura, download e impressão, a título de divulgação da produção técnico-científica no IFG.

Identificação da Produção Técnico-Científica

- | | |
|--|---|
| ☐ Tese | ☐ Artigo Científico |
| ☐ Dissertação | ☐ Capítulo de Livro |
| ☐ Monografia – Especialização | ☐ Livro |
| ☒ TCC - Graduação | ☐ Trabalho Apresentado em Evento |
| ☐ Produto Técnico e Educacional - Tipo: _____ | |

Nome Completo do Autor: Ivo José de Oliveira Júnior

Matrícula: 20171011060292

Título do Trabalho: Projeto Técnico e Viabilidade Econômica de Usina Fotovoltaica em Indústria Metalúrgica

Autorização - Marque uma das opções

1. ☒ Autorizo disponibilizar meu trabalho no Repositório Digital do IFG (acesso aberto);
2. ☐ Autorizo disponibilizar meu trabalho no Repositório Digital do IFG somente após a data ____/____/____ (Embargo);
3. ☐ Não autorizo disponibilizar meu trabalho no Repositório Digital do IFG (acesso restrito).

Ao indicar a opção **2 ou 3**, marque a justificativa:

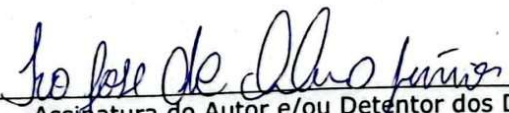
- ☐ O documento está sujeito a registro de patente.
☐ O documento pode vir a ser publicado como livro, capítulo de livro ou artigo.
☐ Outra justificativa: _____

DECLARAÇÃO DE DISTRIBUIÇÃO NÃO-EXCLUSIVA

O/A referido/a autor/a declara que:

- i. o documento é seu trabalho original, detém os direitos autorais da produção técnico-científica e não infringe os direitos de qualquer outra pessoa ou entidade;
- ii. obteve autorização de quaisquer materiais incluídos no documento do qual não detém os direitos de autor/a, para conceder ao Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás os direitos requeridos e que este material cujos direitos autorais são de terceiros, estão claramente identificados e reconhecidos no texto ou conteúdo do documento entregue;
- iii. cumpriu quaisquer obrigações exigidas por contrato ou acordo, caso o documento entregue seja baseado em trabalho financiado ou apoiado por outra instituição que não o Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás.

Goiânia, 10/01/2024.


Assinatura do Autor e/ou Detentor dos Direitos Autorais

ANDERSON ANTUNES DA SILVA
IVO JOSÉ DE OLIVEIRA JÚNIOR

PROJETO TÉCNICO E VIABILIDADE ECONÔMICA DE USINA FOTOVOLTAICA EM
INDÚSTRIA METALÚRGICA

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao curso de Bacharelado em Engenharia Elétrica do Departamento de Áreas Acadêmicas IV do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás – Câmpus Goiânia, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.
Orientador: Profº Me. Paulo Sergio Zanin Jr
Coorientador: Profº Me. Fabio da Silva Marques

GOIÂNIA, 2023

S586p Silva, Anderson Antunes da.

Projeto técnico e viabilidade econômica de usina fotovoltaica em indústria metalúrgica / Anderson Antunes da Silva; Ivo José de Oliveira Júnior. – Goiânia : Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás, 2023.
65f.

Orientação: Prof. Me. Paulo Sergio Zanin Jr.

Coorientação: Prof. Me. Fabio da Silva Marques.

TCC (Trabalho de Conclusão de Curso) – Curso de Engenharia Elétrica, Departamento de Áreas Acadêmicas IV, Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás.

1. Energia fotovoltaica. 2. Viabilidade econômica. I. Oliveira Júnior, Ivo José. II. Zanin Jr, Paulo Sergio (orientação). III. Marques, Fabio da Silva (coorientação). IV. Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás. V. Título.

CDD 621.47

Ficha catalográfica elaborada pela bibliotecária Lana Cristina Dias Oliveira CRB1/ 2.631
Biblioteca Professor Jorge Félix de Souza,
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás, Câmpus Goiânia.



INSTITUTO FEDERAL
Goiás

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
SECRETARIA DE EDUCAÇÃO PROFISSIONAL E TECNOLÓGICA
INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE GOIÁS
CÂMPUS GOIÂNIA

ANDERSON ANTUNES DA SILVA

IVO JOSÉ DE OLIVEIRA JÚNIOR

**ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA NA INSTALAÇÃO DE UMA USINA FOTOVOLTAICA EM
UMA INDÚSTRIA METALÚRGICA**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Bacharelado em Engenharia Elétrica do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás, como parte das exigências para obtenção do Título de Engenheiro Eletricista.

Goiânia, 15 de dezembro de 2023.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Me. Paulo Sérgio Zanin Júnior

Orientador - IFG/Goiânia

Prof. Me. Fábio da Silva Marques

Coorientador - IFG/Goiânia

Prof. Dr. Marcos Antônio Cardoso de Lima

Membro Interno da Banca Examinadora - IFG/Goiânia

Documento assinado eletronicamente por:

- Marcos Antonio Cardoso de Lima, PROFESSOR ENS BASICO TECN TECNOLOGICO, em 20/12/2023 14:15:54.
- Fabio da Silva Marques, PROFESSOR ENS BASICO TECN TECNOLOGICO, em 19/12/2023 08:46:32.
- Paulo Sergio Zanin Junior, PROFESSOR ENS BASICO TECN TECNOLOGICO, em 19/12/2023 08:04:50.

Este documento foi emitido pelo SUAP em 15/12/2023. Para comprovar sua autenticidade, faça a leitura do QRCode ao lado ou acesse <https://suap.ifg.edu.br/autenticar-documento/> e forneça os dados abaixo:

Código Verificador: 491328
Código de Autenticação: 89453a25f8



AGRADECIMENTOS

Agradecemos primeiramente a Deus pela vida e saúde, sendo possível a realização deste trabalho e conclusão de mais uma etapa em nossa vida acadêmica.

Somos gratos às nossas famílias pelo apoio incondicional, mesmo nos momentos em que nos abstinemos de seu convívio mais próximo devido aos compromissos acadêmicos.

Também agradecemos ao Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás e ao qualificado corpo docente do nosso curso pela elevada qualidade do ensino oferecido e sua dedicação em nos tornar profissionais dignos.

Agradecimento especial ao nosso orientador: Prof. Paulo Sérgio Zanin Júnior e ao coorientador Prof. Fábio da Silva Marques por conduzirem e a dedicarem seu tempo ao nosso trabalho de pesquisa.

Agradecemos ainda a empresa Azume que nos concedeu acesso a sua plataforma e a HQ Energy nas pessoas de Igor e Paloma, que forneceram dados importantes para que colaboraram para a realização deste trabalho.

RESUMO

Este trabalho propõe um projeto técnico e viabilidade econômica para um sistema de geração fotovoltaica com geração distribuída, a ser instalado em Indústria Metalúrgica na cidade de Goiânia. A geração distribuída é vista como uma alternativa para ampliação do potencial energético, com baixo investimento em infraestrutura, com um modelo personalizado levando em conta as necessidades de consumo e características físicas onde será implementado, bem como o necessário para aprovação junto a concessionária de energia. A metodologia empregada no presente estudo consistiu na análise da viabilidade econômica relacionada à implantação de uma usina fotovoltaica em uma indústria metalúrgica. Primeiramente, procedeu-se ao levantamento de carga, utilizando como base o histórico de consumo da empresa, devidamente registrado junto à concessionária de energia elétrica. Posteriormente, recorreu-se ao emprego do software PVSyst para realizar o dimensionamento do sistema fotovoltaico. Nesse contexto, foram realizados cálculos detalhados para determinar a potência necessária, a seleção criteriosa dos equipamentos, bem como a quantidade requerida para garantir a eficiência energética almejada. O passo subsequente compreendeu a análise da viabilidade econômica, envolvendo a avaliação dos custos associados à implantação do sistema, a projeção do fluxo de caixa ao longo do tempo e a estimativa das economias a serem obtidas. Adicionalmente, foi calculado o período de retorno do investimento a ser efetuado. A análise culminou na elaboração de um demonstrativo que engloba a relação custo-benefício do projeto em questão. A conclusão a que se chegou é que os sistemas fotovoltaicos, mesmo considerando as novas regras tarifárias, constituem soluções extremamente vantajosas para a economia de energia e a mitigação dos desafios advindos da crescente demanda energética. Tais sistemas apresentam não apenas uma atrativa rentabilidade, mas também uma notável longevidade, reforçando sua posição como alternativas altamente recomendáveis para empresas, como a indústria metalúrgica em foco, que buscam otimizar seus recursos energéticos de forma sustentável e economicamente viável.

Palavras-Chave: Energia Fotovoltaica, Inversor, Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede, Dimensionamento.

ABSTRACT

This work proposes a technical project and economic feasibility for a photovoltaic generation system with distributed generation to be installed in a metallurgical industry in the city of Goiânia. Distributed generation is seen as an alternative to expand the energy potential with low investment in infrastructure. The proposed model takes into account the specific needs of consumption and physical characteristics of the installation location, as well as the requirements for approval from the power utility company. The methodology employed in this study consisted of an analysis of the economic feasibility related to the implementation of a photovoltaic plant in a metallurgical industry. Initially, the load survey was conducted, using the company's consumption history as a basis, duly recorded with the electric power utility. Subsequently, the PVSyst software was used to size the photovoltaic system. In this context, detailed calculations were performed to determine the necessary power, a careful selection of equipment, and the quantity required to ensure the desired energy efficiency. The next step involved an analysis of economic feasibility, including the evaluation of costs associated with the system implementation, cash flow projection over time, and the estimation of savings to be achieved. Additionally, the payback period for the investment was calculated. The analysis culminated in the preparation of a statement that encompasses the cost-benefit relationship of the project at hand. The conclusion reached is that photovoltaic systems, even considering the new tariff rules, constitute highly advantageous solutions for energy savings and the mitigation of challenges arising from the growing energy demand. These systems not only offer attractive profitability but also notable longevity, reinforcing their position as highly recommended alternatives for companies, such as the metallurgical industry under consideration, seeking to optimize their energy resources sustainably and economically.

Keywords: Photovoltaic Energy, Inverter, Grid-Connected Photovoltaic Systems, Sizing.

LISTAS DE FIGURAS

Figura 1 - Tipos de Fontes de Energia.....	18
Figura 2- Tipos de Radiação solar.....	21
Figura 3- Irradiação solar pelo Brasil.....	22
Figura 4- Curva I-V de um painel Fotovoltaico	26
Figura 5- Alteração da curva I-V com a influência de irradiação.	26
Figura 6- Alteração da curva I-V com a temperatura.....	27
Figura 7- Associação em série dos módulos	28
Figura 8 - Associação em paralelo dos módulos	28
Figura 9- Componentes Tarifárias.....	31
Figura 10- Coordenadas e Dimensões do Galpão	48
Figura 11- Gráfico de consumo elétrico da empresa.....	49
Figura 12 – janela de Pré-Dimensionamento no Software PVSyst.....	53
Figura 13 - Dados inseridos no Pré-Dimensionamento.....	53
Figura 14 - Resultados do Pré-Dimensionamento.....	53
Figura 15 - Placas posicionadas no lado Sul do Galpão.....	54
Figura 16 - Placas posicionadas no Lado Norte do Galpão.....	55
Figura 17 - Placas divididas entre dois lados do telhado.....	55
Figura 18 - Disposição das placas com o melhor resultado	56
Figura 19 – Principais Resultados obtidos no PVSyst	57
Figura 20 – Características do SFCR apresentadas no relatório	58
Figura 21 – Diagrama Unifilar apresentado no relatório PVSyst	59
Figura 22 - Diagrama de perdas apresentado no relatório PVSyst	59

LISTAS DE GRÁFICOS

Gráfico 1- Peso da TUST Fio B na Tarifa de Eletricidade.....	32
Gráfico 2- Registro de Consumo Elétrico nos últimos 5 anos.	50
Gráfico 3 - Relação entre a tarifa tradicional e a tarifa com a cobrança do fio b segundo lei 14.300	64
Gráfico 4 - Relação entre contas de energia antes e depois da implementação do sistema fotovoltaico.....	65
Gráfico 5 - Relação entre a geração e créditos	66
Gráfico 6 - Relação entre contas de energia antes e depois da implementação do sistema fotovoltaico.....	66
Gráfico 7 - Fluxo de caixa segundo proposta GynENERGIA.....	67
Gráfico 8 - Fluxo de caixa segundo proposta azume.....	67
Gráfico 9 - Relação entre os cenários referentes a lei 14.300 e a ausência do sistema fotovoltaico.....	68

LISTAS DE TABELAS

Tabela 1 - Vantagens e Desvantagens	23
Tabela 2 - Comparação da Irradiação Solar Média Mensal em diferentes inclinações.....	51
Tabela 3 – Resultados principais apresentados no Relatório PVsyst	58
Tabela 4 - Custo dos Materiais para projeto.....	61
Tabela 5 – Valor dos projetos fotovoltaicos.....	62
Tabela 6- Resumo do cálculo de viabilidade econômica	63
Tabela 7 - Resumo Do Cálculo De Viabilidade Econômica Ajustado.....	63
Tabela 8– Previsão de retorno em outro ativos projetados para 25 anos.	70

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

ART - Anotação de Responsabilidade Técnica

CCC - Cadastro Centralizado de Contribuinte

CDE - Conta de Desenvolvimento Energético

CNPE - Conselho Nacional de Política Energética

CNPJ - Cadastro Nacional de Pessoas Jurídicas

COFINS - Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social

CPF - Cadastro de Pessoas Físicas

DIT - Demais Instalações de Transmissão

EE - Eficiência Energética

GD - Geração Distribuída

GW - Gigawatts

I - Corrente Elétrica

Imp - Unidade da Corrente em Máxima Potência

Isc - Unidade da Corrente de Curto-Circuito

J/m² - Joules por metro quadrado

kVA - Quilo Volt Ampere

kW - Kilowatts

kWp - Kilowatt pico

kWp/m² - Kilowatt pico por metro quadrado

MW - Megawatts

NT - Norma Técnica

P&D - Pesquisa e Desenvolvimento

PERS - Programa de Energia Renovável Social

PIS - Programa de Integração Social

PL - Projeto de Lei

P_{máx} - Potência Máxima

PR - Performance Ratio

PRODIST - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional

PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas

R - Resistência Elétrica

R\$/kW - Valor em Reais para cada Kilowatt

R\$/kWh - Valor em Reais para cada Kilowatt hora

REN - Resolução Normativa ANEEL

SCEE - Sistema de Compensação de Energia Elétrica

SFCR - Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede

SIN - Sistema Interligado Nacional

STC – Condições Normais de Ensaio (Standard Testing Conditions)

TD - Taxa de Desempenho

TFSEE - Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica

TIR - Taxa Interna de Retorno

TMA - Taxa Mínima de Atratividade

TUSD - Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

TUSD - Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição

TWh - Terawatts hora

UC - Unidade Consumidora

V - Tensão Elétrica

V_{mpp} - Unidade de medida da Tensão de Máxima Potência

V_{oc} - Unidade de medida da Tensão em Circuito Aberto

VPL - Valor Presente Líquido

W/m² - Watts por metro quadrado

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	13
1.1	OBJETIVOS.....	16
1.1.1	Objetivos Gerais	16
1.1.2	Objetivos Específicos	16
1.2	ESTRUTURA DO TRABALHO	17
2	REFERENCIAL TEÓRICO	18
2.1	FONTES DE GERAÇÃO DE ENERGIA E O MEIO AMBIENTE	18
2.2	CONCEITOS DE RADIAÇÃO SOLAR E IRRADIÂNCIA SOLAR.....	20
2.2.1	Tipos de Radiação solar segundo a forma que chega à Terra.....	21
2.2.2	Radiação solar e correção por orientação e inclinação	22
2.3	ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	23
2.4	FUNCIONAMENTO DO PAINEL FOTOVOLTAICO	24
2.5	CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS	25
2.6	CURVA I-V	25
2.7	ASSOCIAÇÃO DE MÓDULOS	27
2.8	REGULAMENTAÇÃO VIGENTE:.....	29
2.8.1	Potência Instalada	29
2.8.2	Compensação de Energia.....	30
2.8.3	Entendendo o Fio B:	31
2.8.4	Custo de Disponibilidade.....	33
2.8.5	Excedente de Energia	34
2.8.6	Faturamento como B Optante.....	34
2.8.7	Disposições Transitórias.....	34
2.9	OPTANTE DO GRUPO B.....	35
2.9.1	Optante B na Lei 14.300.....	36
2.10	HOMOLOGAÇÃO	37
2.10.1	Previsão para a regulamentação após 2029	39
2.11	PROJETO DE VIABILIDADE ECONÔMICA:	39
2.11.1	Investimento:.....	40
2.11.2	Retorno sobre o Investimento:	40
2.11.3	Retorno Financeiro:	40
2.11.4	Viabilidade Econômica:.....	40
2.11.5	Indicadores de viabilidade econômica	41
2.11.6	Taxa mínima de atratividade (TMA)	41
2.11.7	Valor Presente Líquido (VPL).....	42
2.11.8	Payback.....	43

2.11.9	Taxa Interna de Retorno (TIR)	43
2.11.10	Custo de Oportunidade	44
3	METODOLOGIA	47
3.1	CARACTERIZAÇÃO DO LOCAL DE INSTALAÇÃO.....	47
3.2	NECESSIDADE ENERGÉTICA	49
3.3	DIMENSIONAMENTO DO SFCR.....	51
4	PROJETO E SIMULAÇÃO:	54
4.1.1	MODELAGEM 3D	54
4.2	RESULTADOS DA SIMULAÇÃO	55
4.2.1	Análise do relatório gerado pelo PVSyst.....	57
5	PROJETO DE VIABILIDADE ECONÔMICA PARA IMPLEMENTAÇÃO DE USINA FOTVOLTAICA	60
5.1	RETORNO SOBRE O INVESTIMENTO.....	60
5.2	INVESTIMENTO	60
5.3	ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA.....	61
5.3.1	Investimento inicial	61
5.3.2	Descrição do fluxo de caixa.....	62
5.3.3	Custo de Oportunidade.	70
6	CONCLUSÃO	72
	REFERÊNCIAS	74
7	ANEXOS	76

1 INTRODUÇÃO

A energia solar fotovoltaica alcançou no ano de 2022, 1 Tera-watt de capacidade instalada. De 2012 a 2018, a fonte chegou a 500 Gigawatt, e em apenas três anos dobrou o seu volume, podendo dobrar novamente em apenas 4 anos. Para se ter um comparativo, a capacidade instalada da Usina de Itaipu é de 14 Gigawatt. Com esse desempenho, passou a ser a segunda fonte de energia renovável mais utilizada no mundo, atrás apenas da energia hídrica. Os dados fazem parte do “Global Market Outlook for Solar Power 2022-2026”, relatório de referência para os avanços do mercado de energia solar no mundo e projeções de crescimento. Atualmente, a energia solar corresponde por 1/3 da energia renovável global em capacidade instalada.

Com uma capacidade instalada de mais de 24 GW, a energia solar fotovoltaica é a segunda maior fonte de energia elétrica do Brasil, respondendo por mais de 11% da matriz energética do país. De acordo com a Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (Absolar), essa capacidade é dividida em 7,6 GW de geração centralizada, que é composta por grandes usinas, e 16,4 GW de geração distribuída, que é formada por sistemas residenciais e comerciais de menor porte.

Embora alguns consumidores já utilizassem a energia solar antes, o mercado de geração distribuída começou oficialmente no Brasil em 2012, após a criação das regras da geração distribuída pela Resolução Normativa 482. Desde então, a geração de energia solar tornou-se uma opção viável para os brasileiros, que podem conectar seus sistemas à rede elétrica e gerar créditos solares a partir do excedente de energia. Esses créditos são então compensados, reduzindo o valor das tarifas de energia elétrica em até 95%. (MEYER, 2023)

Enquanto isso, a geração centralizada começou a operar no país em 2014, após o primeiro leilão de usinas de energia solar. As grandes usinas produzem energia que é enviada aos centros urbanos por meio de redes de transmissão e entregues aos consumidores por meio das distribuidoras de energia. A capacidade operacional de energia solar fotovoltaica no Brasil aumentou em 9,3 GW em 2022, ultrapassando 23 GW no país, um avanço de quase 66%. (MEYER, 2023)

O Brasil tem altos índices de irradiação solar, o que torna a energia solar fotovoltaica uma opção atraente para os consumidores. A eficiência dos sistemas fotovoltaicos pode ser ainda mais satisfatória em determinadas regiões do país devido aos fatores climáticos favoráveis, como a captação de raios solares. Além disso, outros fatores, como linhas de

financiamento com prazos prolongados e juros mais baixos, além da diminuição dos custos de aquisição de painéis solares, contribuem para o aumento do uso da energia solar no Brasil.

Devido ao alto consumo de energia nas indústrias e fábricas, a energia solar industrial vem ganhando cada vez mais importância nas empresas do setor a fim de reduzir custos com contas de energia e diminuir os impactos ambientais. Isso significa que, ao pagar contas de energia elétrica em valores elevados, o consumo pode afetar a operação e a manutenção das fábricas (MEYER, 2023)

A geração de energia solar para indústrias funciona de forma semelhante aos processos de produção em residências e comércios, no entanto, é feita em larga escala devido ao tamanho dos sistemas fotovoltaicos e de acordo com as necessidades da propriedade.

Por isso, a instalação do sistema fotovoltaico exige um planejamento bem elaborado, pensando em fatores fundamentais como economia, retorno sobre o investimento, além da instalação de equipamentos de qualidade que se adaptem à estrutura de instalação dos painéis solares.

No Brasil, as usinas hidrelétricas representam a parcela de 61,93% das fontes de geração (ANEEL, 2021), e mesmo sendo considerada uma fonte renovável, os impactos sociais e ambientais são bastante significativos. Impactos socioambientais como desmatamento, perda de biodiversidades, liberação de gases que contribuem para o efeito estufa, qualidade da água, deslocamento da população local e mudança nos seus meios de subsistência não são levados em conta no custo total de projetos de implementação destas usinas, segundo uma publicação da revista *Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America* (PNAS) por pesquisadores da Michigan State University. (MORAN et al., 2018)

Outro fator também enfrentado por sistemas dependentes de hidrelétricas, a estiagem em determinados períodos do ano, bem como uma crescente na demanda por energia elétrica, fatores estes que acabam por demandar outros tipos de geração complementares, como as usinas termelétricas, que obtêm sua forma de geração através da queima de combustíveis fósseis, carvão, gás dentre outros, contribuindo ainda mais para a degradação ambiental, efeito estufa além de ser uma geração de altíssimo custo (MEDEIROS, 2004). Outro ponto negativo é a baixa eficiência de sistemas termoeletricos, com apenas 38% da energia térmica convertida em energia elétrica. (AMBIENTE BRASIL, 2018).

Em 2018, a capacidade instalada de energia fotovoltaica era de apenas 1,19GW e correspondia a 0,75% de toda a matriz energética brasileira. Em meados de 2019 foi registrado o equivalente a 2,9GW. Em 2021, o Brasil ocupava a 14ª posição mundial em potência instalada de energia solar com 13 GW bem como a 11ª colocação em produção de energia solar com 16,8

TWh. Do total da matriz energética brasileira instalada, 2,48% era composta pelos sistemas solares fotovoltaicos. Em outubro de 2022, a capacidade instalada de energia fotovoltaica era de 21 GW. (LIMA, 2023)

Os principais produtores de energia solar no Brasil, com dados de maio de 2022, em termos de usinas solares instaladas, eram (ABRHIDRO, 2023):

- Bahia, com 1.354 MW e 44 parques;
- Piauí, com 1.205 MW e 33 parques;
- Minas Gerais, com 730 MW e 37 parques;
- São Paulo, com 588 MW e 35 parques;
- Ceará, com 499 MW e 21 parques;
- Pernambuco, com 315 MW e 21 parques;
- Rio Grande do Norte, com 261 MW e 15 parques;
- Paraíba, com 166 MW e 10 parques.

Totalizando 5,18 GW em usinas solares instaladas no território brasileiro. Já em micro e minigeração distribuída, o Brasil atingiu 10 GW de energia solar instalada em março de 2022, onde se destacavam Minas Gerais com 1,73 GW, São Paulo com 1,29 GW e Rio Grande do Sul com 1,17 GW deste total. Com ambos somados, chegava-se à marca de mais de 15 GW de energia solar instalada no país em maio de 2022. (IRENA,2022)

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 Objetivos Gerais

O objetivo desse trabalho é realizar o estudo da viabilidade econômica para a instalação de uma usina fotovoltaica, capaz de suprir a demanda de uma indústria metalúrgica localizada em Goiânia, com a viabilidade econômica do sistema proposto no local, visando quantificar o tempo necessário de retorno do investimento além de outros principais indicadores econômicos.

1.1.2 Objetivos Específicos

No presente trabalho serão realizadas análises necessárias visando tornar viável o projeto do sistema fotovoltaico proposto, considerando:

- Elencar os elementos de um sistema fotovoltaico, conectado à rede de baixa potência (menor que 1 kV);
- Projetar um sistema capaz de suprir as necessidades da empresa;
- Analisar o impacto da energia elétrica gerada na fatura mensal da empresa;
- Realizar uma análise da viabilidade econômica para o sistema proposto;
- Demonstrar a redução dos custos que pode representar aumento da competitividade frente aos concorrentes.

1.2 ESTRUTURA DO TRABALHO

A organização do trabalho consiste em seis capítulos, que complementarmente a este capítulo introdutório, apresenta os capítulos seguintes.

Capítulo 2 - Referencial Teórico: Apresenta a fundamentação teórica, apresentando conceitos e temas importantes referentes à geração distribuída como: fontes de geração de energia e o meio ambiente, conceitos de radiação solar, irradiância solar e irradiação solar, tipos de radiação solar segundo a forma que chega à Terra, irradiação solar e correção por orientação e inclinação, energia solar fotovoltaica o efeito fotovoltaico, funcionamento do painel fotovoltaico, a geometria solar, a classificação dos sistemas, fotovoltaicos e sobre o inversor.

Capítulo 3 - Metodologia: tem por objetivo apresentar o estudo de caso, como levantamento dos dados para o projeto, estudo dos obstáculos, e necessidade energética.

Capítulo 4 - Projeto e Simulação: parte destinada a apresentação do sistema de geração, simulação e análise dos resultados obtidos.

Capítulo 5 - Projeto de Viabilidade Econômica para Implementação de Usina Fotovoltaica: onde foi feita a análise de viabilidade econômica, que envolve o estudo de tempo de Payback, análise sobre o fluxo de caixa, além da discussão sobre a viabilidade do projeto.

Capítulo 6 - Conclusão: Apresentação das conclusões e considerações finais, demonstrando os resultados e o alcance do objetivo.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

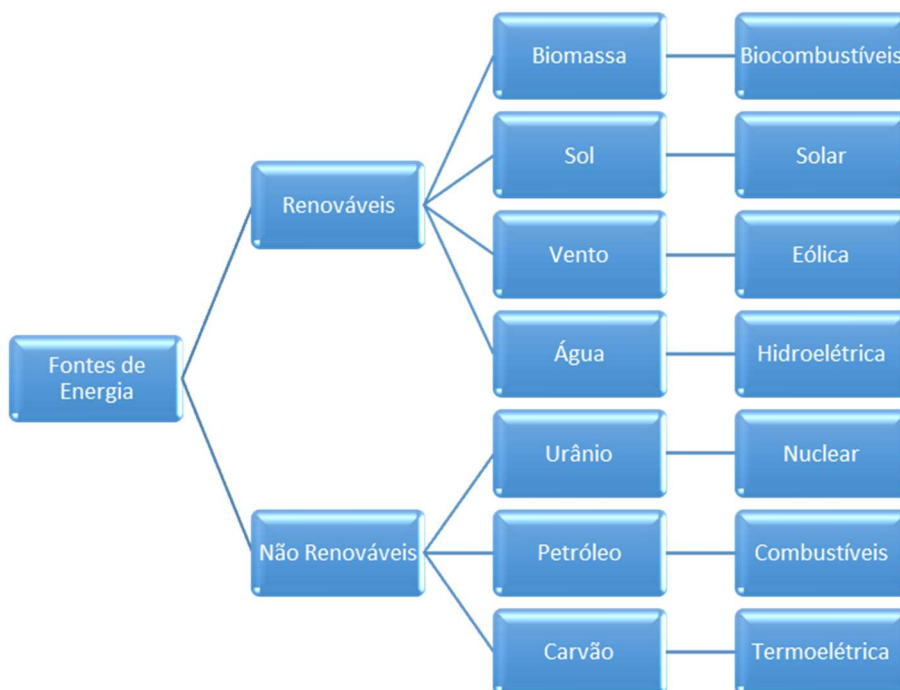
Durante essa seção é apresentado o embasamento teórico referente ao tema da pesquisa. São abordados os tópicos como fontes de geração de energia, conceitos de radiação e irradiação solar, energia solar fotovoltaica, funcionamento dos módulos, método de associação de módulos e regulamentos vigentes.

2.1 FONTES DE GERAÇÃO DE ENERGIA E O MEIO AMBIENTE

Existem dois tipos de energia na natureza, energia renovável e energia não renovável. A energia não renovável usa recursos que se esgotam com o tempo, como petróleo, gás natural e carvão. Por outro lado, os recursos utilizados pelas energias renováveis são um tanto ilimitados e o uso desses recursos não levará ao esgotamento dos recursos. Exemplos incluem a energia do sol, vento e água. (VILLALVA, 1983).

A Figura 1 ilustra os exemplos de cada tipo de energia.

Figura 1 - Tipos de Fontes de Energia



Fonte: Autores (2022)

Segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica, a energia hidrelétrica pode ter impactos significativos nos ecossistemas locais. A geração de energia é essencial para o

desenvolvimento econômico e social, mas também pode ter impactos significativos no meio ambiente. Algumas fontes de geração de energia, como a queima de combustíveis fósseis, emitem gases de efeito estufa e poluentes, que contribuem para as mudanças climáticas e a poluição do ar. Outras fontes, como a energia hidrelétrica, podem ter impactos significativos nos ecossistemas locais.

Aqui estão alguns exemplos de fontes de geração de energia e seus impactos ambientais (ROVERE, 1990):

- **Energia Fóssil:** A queima de combustíveis fósseis, como carvão, petróleo e gás natural, é a principal fonte de geração de energia global. No entanto, a queima desses combustíveis emite gases de efeito estufa e poluentes, que contribuem para as mudanças climáticas e a poluição do ar. Além disso, a extração de combustíveis fósseis pode ter impactos significativos no meio ambiente, como a degradação da paisagem, a contaminação da água e do solo, e a perda de biodiversidade.
- **Energia Nuclear:** A energia nuclear é gerada a partir da fissão de átomos de urânio. Embora a energia nuclear não emita gases de efeito estufa ou poluentes atmosféricos, ela produz resíduos radioativos perigosos que podem permanecer perigosos por milhares de anos. Além disso, a construção e a operação de usinas nucleares podem ter impactos significativos na biodiversidade local e nos ecossistemas aquáticos.
- **Energia Hidrelétrica:** A energia hidrelétrica é gerada a partir da energia potencial da água em represas ou turbinas de fluxo livre. Embora a energia hidrelétrica seja limpa e renovável, a construção de represas pode ter impactos significativos nos ecossistemas locais, como a alteração do fluxo de água, a degradação da paisagem e a perda de biodiversidade.
- **Energia Solar e Eólica:** A energia solar e eólica são fontes renováveis e limpas de geração de energia. A instalação de painéis solares e turbinas eólicas não emite gases de efeito estufa ou poluentes e não tem impactos significativos no meio ambiente. No entanto, a construção de grandes usinas solares ou parques eólicos pode ter impactos significativos na biodiversidade local e na paisagem.

Para minimizar os impactos ambientais da geração de energia, é essencial investir em fontes de geração de energia limpas e renováveis, como a energia solar e eólica, e reduzir o uso de combustíveis fósseis. Além disso, é importante avaliar cuidadosamente os impactos

ambientais de novas fontes de geração de energia e implementar medidas de mitigação, como a restauração de ecossistemas e a proteção da biodiversidade.

Dentre essas energias renováveis, a energia solar vem ganhando espaço e destaque por estar em ampla ascensão, por possuir um custo-benefício favorável para a população, além de ser uma energia limpa com menor degradação do meio ambiente. É considerada um importante alternativo para suprir a demanda da energia elétrica, pois o grande aumento da população, além de exigir uma maior demanda, vem junto com o aumento da poluição e outros fatores de degradação ambiental. Disseminar alternativas que sejam de fácil acesso para a população e sem muita burocracia é uma grande vantagem econômica e social desse sistema.

Além da energia solar ganhar destaque pela por ser uma alternativa renovável natural, existem aspectos importantes que favorecem essa disseminação, como seu fácil acesso, a possibilidade de ser instalada em qualquer lugar ou ambiente independentemente da área ou estação, e o fato de poder trabalhar junto a concessionária de qualquer país ou estado.

2.2 CONCEITOS DE RADIAÇÃO SOLAR E IRRADIÂNCIA SOLAR

A radiação solar é a energia emitida pelo Sol, que se propaga em todas as direções através do espaço por meio de ondas eletromagnéticas. Emitida pela superfície solar, essa energia determina a dinâmica dos processos atmosféricos e climatológicos. Além disso, é direta ou indiretamente responsável por determinadas circunstâncias cotidianas, como a fotossíntese das plantas, a manutenção de uma temperatura compatível com a vida e a formação do vento, algo essencial para a geração de energia eólica, por exemplo.

O Sol emite energia na forma de radiação de ondas curtas que sofre um processo de enfraquecimento na atmosfera devido à presença das nuvens e de sua absorção por moléculas de gases ou de partículas em suspensão. Depois de passar pela atmosfera, a radiação solar alcança a superfície terrestre oceânica e continental, sendo refletida ou absorvida, então a superfície a devolve em direção ao espaço exterior na forma de radiação de onda longa.

A irradiância, é uma grandeza empregada para quantificar a radiação solar. A radiação solar é medida em superfície horizontal através de um sensor de radiação ou piranômetro, que se situa orientado para o sul em um local livre de sombras. Os dados são coletados em unidades de potência, watts por metro quadrado (W/m^2), em todas as estações meteorológicas e a tendência é que se realize em intervalos de dez minutos ou de 24 horas para definir médias. Caso se pretenda converter a radiação solar de unidades de potência em unidades de energia, os dados em W/m^2 devem ser multiplicados pelo número de segundos compreendendo dez

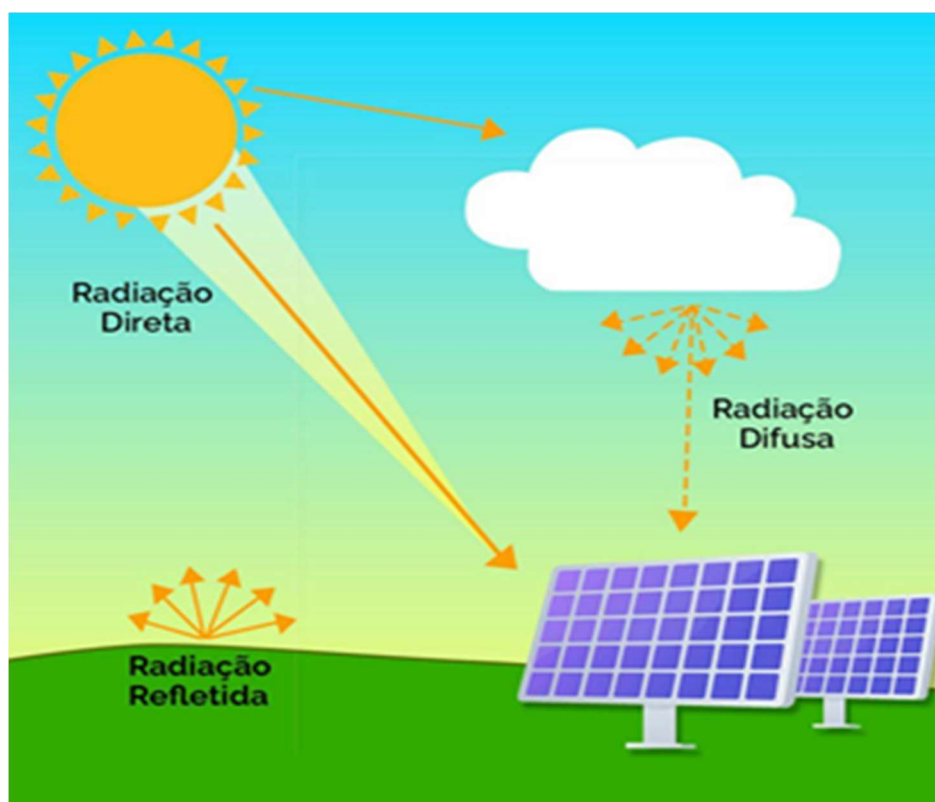
minutos (600) ou 24 horas (86.400) e o resultado será proporcionado em joules por metro quadrado (J/m^2). (VILLALVA, 2016)

2.2.1 Tipos de Radiação solar segundo a forma que chega à Terra

- Radiação solar direta. Esse tipo de radiação passa através da atmosfera e alcança a superfície da Terra sem ter sofrido qualquer dispersão em sua trajetória.
- Radiação solar difusa. É a radiação que atinge a superfície da Terra após ter sofrido vários desvios em sua trajetória, por exemplo devido aos gases presentes na atmosfera.
- Radiação solar refletida. É a fração de radiação solar que é refletida pela própria superfície terrestre, trata-se de um fenômeno conhecido como efeito o albedo (GNIPPER, 2020).

A figura 2 demonstra esses 3 tipos de radiação solar.

Figura 2- Tipos de Radiação solar

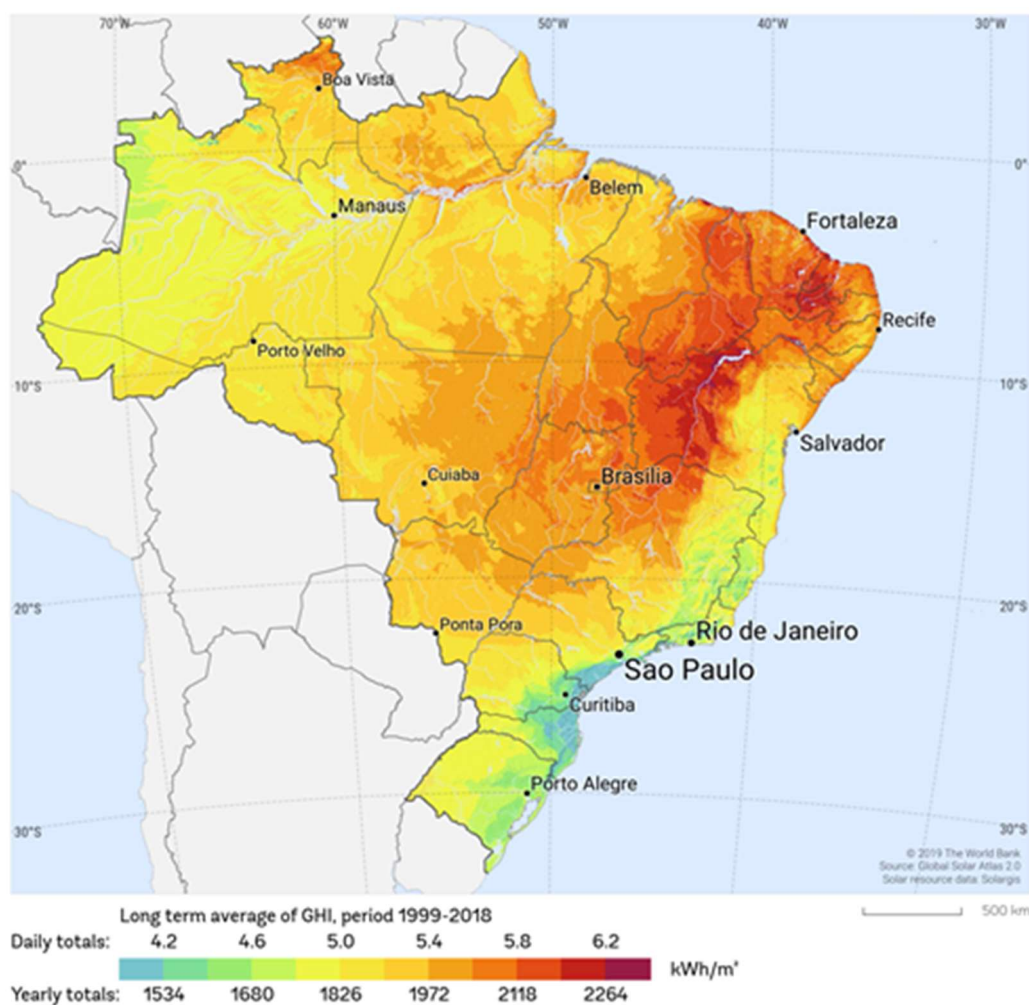


Fonte: Quanta (2021)

2.2.2 Radiação solar e correção por orientação e inclinação

A radiação solar é dada através de medições no local a partir de aparelhos como piranômetro, pireliômetro, entre outros. Porém hoje há outros recursos com vários repositórios confiáveis, que possuem esses dados de acordo com a região desejada como o Atlas Brasileiro de Energia Solar ou o Global Solar Atlas, conforme Figura 3. Existem também softwares como o Radasol, produzido pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS).

Figura 3- Irradiação solar pelo Brasil



Fonte: Atlas Brasileiro de Energia Solar (2020)

Através do método de Liu & Jordan (1962) isotrópico estendido por Klein (1977), esse dado é calculado a partir da conversão da radiação no plano horizontal, considerando a orientação e inclinação do plano em que será instalado a usina fotovoltaica. Porém, há também a informação do plano inclinado nos repositórios citados anteriormente, o que facilitará muito os cálculos para chegar à quantidade de módulos ideal. Esses fatores tornam-se de extrema

importância, principalmente em instalações em telhados, em que é necessário respeitar a orientação e inclinação já existente.

2.3 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

Segundo Pereira e Mendes (2018, p.20) “a energia fotovoltaica é a energia elétrica gerada a partir da conversão direta da luz através da radiação solar, onde, quanto maior a incidência de luz, maior a geração de eletricidade”.

Os sistemas fotovoltaicos são trazidos como alternativa para outras fontes de energia elétrica, como aquelas advindas de hidrelétricas e eólicas, as quais são relativamente mais caras no que tange a sua concepção (COSTA et al., 2019).

A partir de dados obtidos por Oliveira (2019) foi elaborado o Tabela 1, o qual expõe as vantagens e desvantagens do uso da energia solar fotovoltaica.

Tabela 1 - Vantagens e Desvantagens

Vantagens	Desvantagens
• A tecnologia de geração de energia fotovoltaica apresenta qualidades ecológicas, pois o produto final é não poluente, silencioso e não perturba o ambiente; • O custo de operação é baixo, não necessita de combustível ou transporte; • Não utiliza peças móveis, o que facilita a sua utilização em locais isolados; • Permite aumentar a potência instalada através de incorporações de módulos adicionais.	• Ainda possui um custo de fabricação dos módulos fotovoltaicos bastante elevados, embora cada vez mais barato; • O rendimento real de conversão de um módulo é reduzido face ao custo do investimento;

Fonte: Adaptado de Oliveira, 2019

Costa et al. (2019) dissertam sobre um dos benefícios trazidos pela utilização do sistema de energia solar fotovoltaica:

Uma vez instalado, o sistema pode gerar e compensar toda energia consumida pela residência e/ou empresa, minimizando o gasto mensal com a conta de luz, que poderá ser apenas a taxa mínima pelo uso da rede, a taxa de iluminação pública e outros. Esse retorno gerado na conta de luz tem motivado pessoas físicas e jurídicas investirem nessa tecnologia, pois o retorno é percebido desde o momento em que é instalado e conectado à rede da administradora (COSTA et al., 2019, p.3).

Complementando tais citações, Lopes (2011) fala sobre o emprego deste sistema, reforçando os benefícios em âmbito residencial da utilização de tal energia:

Este tipo de energia tem vários benefícios para o meio ambiente dentre eles: fonte de energia limpa e renovável; O emprego de painéis solares nas residências ou instituições contribui para a luta das transmissões de gases do efeito estufa; é um tipo de energia livre e produtiva. Diminui o vício dos combustíveis fósseis (LOPES, 2011, p. 135).

Quando este sistema é utilizado no setor residencial, faz com que o mercado seja cada vez mais impulsionado, dada a sua implantação em diferentes localidades (OLIVEIRA, 2019).

Além de utilizados em sistemas residenciais, segundo Oliveira (2019), a energia solar fotovoltaica pode ser empregue em outros meios, tais como centrais elétricas fotovoltaicas, sistemas de telefonia, satélites e sistemas de bombeamento de água.

2.4 FUNCIONAMENTO DO PAINEL FOTOVOLTAICO

O Painel Fotovoltaico é constituído por um conjunto de módulos fotovoltaicos, que por sua vez são constituídos de diversas células fotovoltaicas, que são as componentes básicas para um sistema Fotovoltaico.

Em diversas instalações fotovoltaicas vê-se um único painel formado por muitos módulos, mas, na verdade, pode-se ter vários painéis, do ponto de vista elétrico.

Quando a potência de um painel é muito grande, de tal maneira que as correntes elétricas geradas são demasiadamente grandes para os dispositivos de controle, é preferível subdividi-lo em painéis menores, que podem ser acomodados em uma estrutura única, e seus conectores serão levados a diferentes caixas de conexão, e daí para os dispositivos de controle correspondentes.

2.5 CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS

As principais características elétricas de um módulo fotovoltaico são:

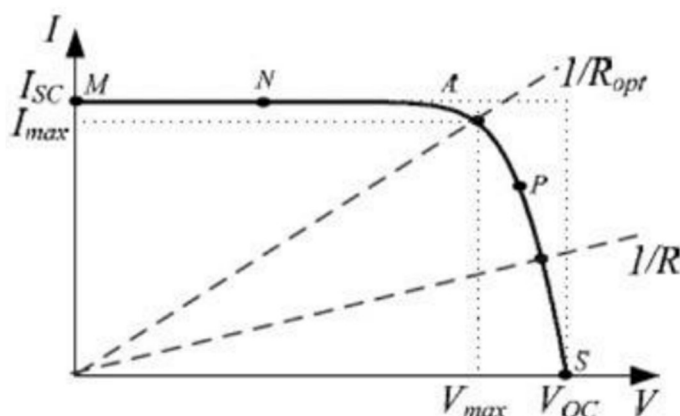
- Tensão Nominal: é a tensão padrão para a qual o módulo foi desenvolvido para trabalhar. A quantidade e arranjo de células fotovoltaicas determinar esse parâmetro;
- Tensão de Máxima Potência (V_{mpp}): é a tensão máxima que o módulo gerará, em seu ponto de máxima potência;
- Tensão em Circuito Aberto (V_{oc}): tensão máxima que o módulo fornece em seus terminais, sem a presença de uma carga (em vazio). É uma tensão de teste. Podemos medi-la com um multímetro;
- Corrente em Máxima Potência (I_{mp}): corrente máxima que um módulo fotovoltaico pode fornecer a uma carga, em condições padrão de teste.
- Corrente de Curto-Circuito (I_{sc}): corrente máxima que o módulo fotovoltaico fornece, quando seus terminais estão em curto-circuito, geralmente é 5% superior à corrente máxima;
- Potência Máxima ($P_{máx}$): a corrente elétrica gerada por um módulo varia de zero ao I_{sc} , enquanto a tensão entre os terminais varia de zero até o V_{oc} sob diferentes condições de irradiância e temperatura. Um módulo fotovoltaico estará fornecendo a máxima potência, quando o circuito externo possuir uma resistência tal, que determine os valores máximos de tensão e corrente e, portanto, o seu produto será o máximo;
- Eficiência: é o quociente entre a potência gerada e a irradiância incidente sobre o módulo.
- Fator de Forma (Preenchimento): é um conceito teórico que mede a forma da curva definida pelas variáveis I e V na seguinte equação:

$$FF = \frac{I_{mpp} * V_{mpp}}{I_{sc} * V_{oc}} = \frac{P_{max}}{I_{sc} * V_{oc}} \quad (2.1)$$

2.6 CURVA I-V

O funcionamento de um painel fotovoltaico pode ser estudado observando a curva que relaciona a tensão com a corrente à saída dele. Esta curva é conhecida como a característica I-V e apresenta a mesma forma geral para qualquer painel fotovoltaico.

Figura 4- Curva I-V de um painel Fotovoltaico

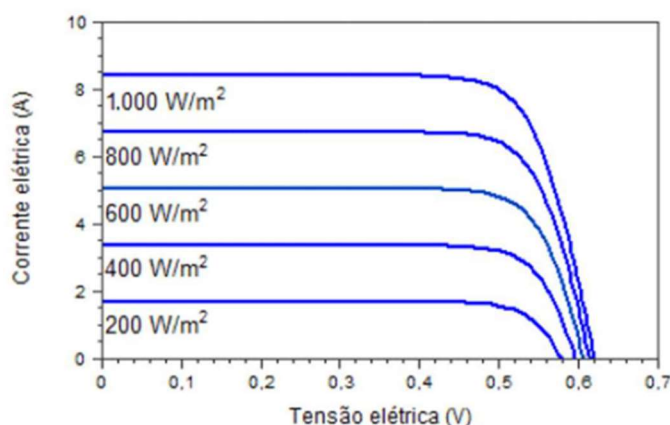


Fonte: Ferreira (2008)

Observa-se que junto ao gráfico da curva I-V, tem-se a representação de uma reta de carga com inclinação $1/R$. Esta reta, é a carga característica considerando a mesma puramente resistiva. Para um valor de R pequeno, diz-se que o painel é uma fonte de corrente constante, cujo valor é igual I_{SC} , além disso, o painel apresentará um funcionamento dentro da região M-N da curva. Para um alto valor de R (região P-S da curva), o painel terá um comportamento semelhante a uma fonte de tensão constante, cujo valor é igual à V_{OC} . As coordenadas $I_{máx}$ e $V_{máx}$, é o ponto em que o painel transfere a máxima potência, logo, é desejável que a curva da carga do painel se mantenha próxima desta zona de funcionamento. (FERREIRA, 2008).

A geração de energia solar fotovoltaica é influenciada principalmente por dois fatores climáticos: a irradiância e a temperatura. É possível observar no gráfico da irradiância, que ao aumentar a sua intensidade a corrente elétrica gerada aumenta e a tensão não apresenta variações relevantes. Isso ocorre, porque a corrente gerada é diretamente proporcional à quantidade de fótons. Com maior irradiância, maior a quantidade de fótons, e maior será a corrente elétrica gerada. A Figura 5 representa esta situação:

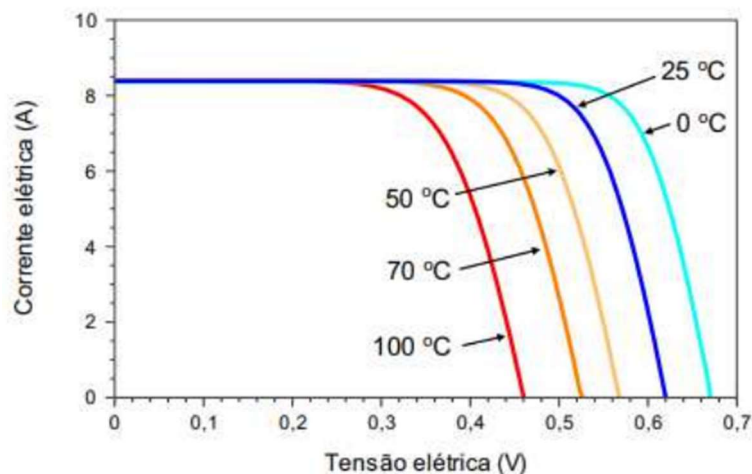
Figura 5- Alteração da curva I-V com a influência de irradiação.



Fonte: PINHO; GALDINO, 2014

A mudança de temperatura também afeta o desempenho das células fotovoltaicas. À medida que a temperatura aumenta, a tensão do circuito aberto diminui e a corrente de curto-circuito aumenta. Essa mudança se deve principalmente ao fato de a mobilidade dos portadores de carga diminuir com o aumento da temperatura. Na Figura 6 é ilustrada essa situação.

Figura 6- Alteração da curva I-V com a temperatura



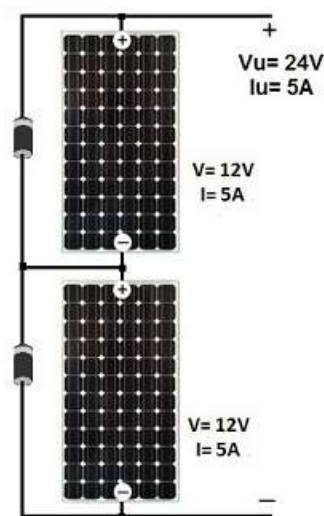
Fonte: PINHO; GALDINO, 2014

2.7 ASSOCIAÇÃO DE MÓDULOS

Para que dispositivos fotovoltaicos possam ser utilizados de forma eficiente e atendam às exigências de corrente e tensão, é necessário que seja realizada uma associação entre eles, desde uma associação de unidades básicas como células até a associação entre módulos. Desta forma, um painel fotovoltaico é um conjunto de módulos fotovoltaicos eletricamente ligados entre si, que fornecem determinada tensão.

Na associação em série, o terminal positivo do módulo fotovoltaico é ligado no terminal negativo do outro dispositivo. Os módulos terão suas tensões somadas e a tensão do painel será a soma das tensões individuais de cada módulo. A corrente será o valor médio atual da corrente de cada módulo, portanto, não é recomendável associar módulos com diferentes capacidades, pois poderá ocorrer superaquecimento nos módulos. A Figura 7 mostra a associação em série dos módulos.

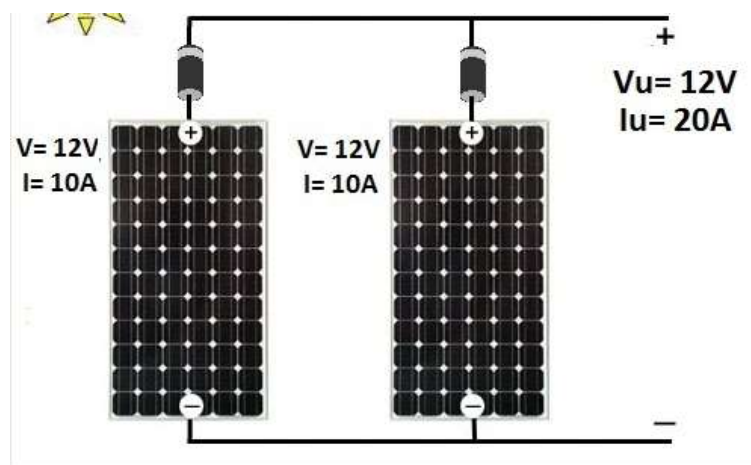
Figura 7- Associação em série dos módulos



Fonte: Site MPPTSOLAR

Já na associação em paralelo ocorre o contrário, o terminal positivo do módulo é ligado ao terminal positivo do outro módulo e o terminal negativo do módulo vai no terminal negativo do outro módulo. Assim, os módulos têm suas correntes somadas e a corrente do painel será a soma das correntes individuais de cada módulo. A tensão será a média das tensões geradas em cada módulo. A Figura 8 mostra a associação em paralelo dos módulos.

Figura 8 - Associação em paralelo dos módulos



Fonte: Site MPPTSOLAR

É importante ressaltar que na maioria dos casos, os módulos devem ser conectados em série para atingir a tensão nominal e em paralelo para atingir a corrente desejada. Portanto, teremos a associação de várias fileiras de módulos em paralelo, ou simplesmente, uma associação conjunta série/paralelo entre os módulos fotovoltaicos. Em uma combinação mista

de módulos fotovoltaicos, são obtidas as características das combinações em série e em paralelo.

2.8 REGULAMENTAÇÃO VIGENTE:

Inicialmente, a regulamentação dos créditos de energia solar ou sistema de compensação de energia elétrica se deu em 2012 pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) via Resolução Normativa 482. (ANEEL, 2012)

Esta modalidade ocorre quando o sistema fotovoltaico opera no modo On Grid, na qual o sistema do cliente está conectado à rede de energia da concessionária, que atua como armazenador da energia excedente, dispensando assim, o uso de baterias para armazenar a energia produzida.

É importante observar que este crédito de energia solar contempla tanto pessoas físicas quanto para pessoas jurídicas e podem fazer parte de duas categorias distintas sendo elas:

- Microgeração de energia: sistemas que produzem até 75 kW;
- Minigeração de energia: sistemas que produzem de 75 kW a 5

MW (previsto na REN482 da ANEEL sobreposta pela REN687 e REN786, onde na REN687 permite a injeção de 5 MW à rede).

Deve ser um “Consumidor Cativo”, comprando energia diretamente da distribuidora, podendo assim instalar um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica e participando do sistema de compensação de créditos da ANEEL.

No dia 7 de janeiro de 2022, o Projeto de Lei 5829/2020 foi sancionado, dando origem à Lei 14.300/2022 que cria o Marco Legal da Geração Distribuída e trata regras para as tarifas futuras bem como outros assuntos, abrangendo não só a energia fotovoltaica, mas também outras formas de geração interligadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN).

A nova regulamentação trouxe algumas alterações em relação a sua antecessora, descritas a seguir.

2.8.1 Potência Instalada

Houve um rebaixamento em relação a potência instalada com relação a minigeração distribuída de 5MW para 3MW para fontes não despacháveis.

XIII – minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica renovável ou de cogeração qualificada que não se classifica como microgeração distribuída e que possua

potência instalada, em corrente alternada, maior que 75 kW (setenta e cinco quilowatts), menor ou igual a 5 MW (cinco megawatts) para as fontes despacháveis e menor ou igual a 3 MW (três megawatts) para as fontes não despacháveis, conforme regulamentação da Aneel, conectada na rede de distribuição de energia elétrica por meio de instalações de unidades consumidoras.

Fontes despacháveis: as hidrelétricas, cogeração qualificada, biomassa, biogás e fontes de geração fotovoltaica, limitadas, nesse caso, a 3 MW (três megawatts) de potência instalada, com baterias cujos montantes de energia despachada aos consumidores finais apresentam capacidade de modulação de geração por meio do armazenamento de energia em baterias, em quantidade de, pelo menos, 20% (vinte por cento) da capacidade de geração mensal da central geradora que podem ser despachados por meio de um controlador local ou remoto.

Fontes não despacháveis: solar fotovoltaica sem armazenamento e demais fontes não listadas acima. Para essas fontes, o PL 5829/2019 propõe uma diminuição do limite de potência instalada para minigeração para 3 MW. Por esse motivo, pode provocar uma redução do mercado potencial e escalabilidade da Minigeração Distribuída para estas fontes.

2.8.2 Compensação de Energia

Antes da Lei 14.300, o que existia era um sistema de compensação total de 1 para 1, ou seja, tudo que era injetado na rede poderia ser consumido sem pagar taxas por isso, pagando apenas pela disponibilidade do sistema e tributos como PIS e COFINS.

Mas a partir da nova lei, fica instituído a cobrança dos custos de distribuição para quem produz a própria energia e que não paga tarifa ao usar energia da rede, mas compensa esse uso com créditos de geração. Basicamente, quem gera energia solar começará a pagar pelo uso da infraestrutura da concessionária nos períodos em que não há geração simultânea de energia, o contrário do que acontecia até então, no qual não havia esta compensação, no qual toda energia injetada no sistema, retornava em forma de créditos.

A taxa se refere ao pagamento do Fio B, que não era cobrado antes. Ele faz parte da Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição (TUSD), o custo da concessionária para levar a energia da fonte até o consumidor final, incluindo instalações, equipamentos, subestações, transformadores e postes, além de outros gastos e perdas que podem ocorrer no sistema da distribuidora.

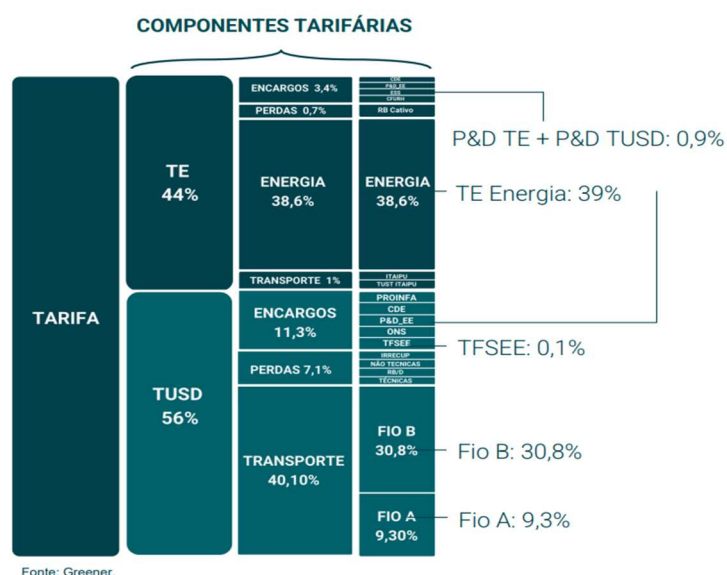
O valor do Fio B muda de acordo com a região do Brasil e é cobrado quando não há simultaneidade, ou seja, nos momentos em que você precisa injetar energia na rede da distribuidora, fazendo uso da estrutura da concessionária.

Após o sancionamento da lei 14.300, foi inserido um sistema de compensação, onde será necessário o pagamento do “Fio B” à concessionária de energia, que equivale em média de 30% da redução do crédito injetado. (PETERS, 2022)

No caso das unidades de minigeração distribuída acima de 500kW em fonte não despachável, na modalidade autoconsumo remoto ou na modalidade geração compartilhada em que um único titular detenha 25% ou mais da participação do excedente de energia elétrica, o faturamento de energia das unidades participantes do SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELETRICA devem ser consideradas até 2028, a incidência de:

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

Figura 9- Componentes Tarifárias



Fonte: Greener, 2022

2.8.3 Entendendo o Fio B:

A conta de energia é composta pela Tarifa de Energia, referente ao consumo de energia do sistema de distribuição e também pela TUSD (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição).

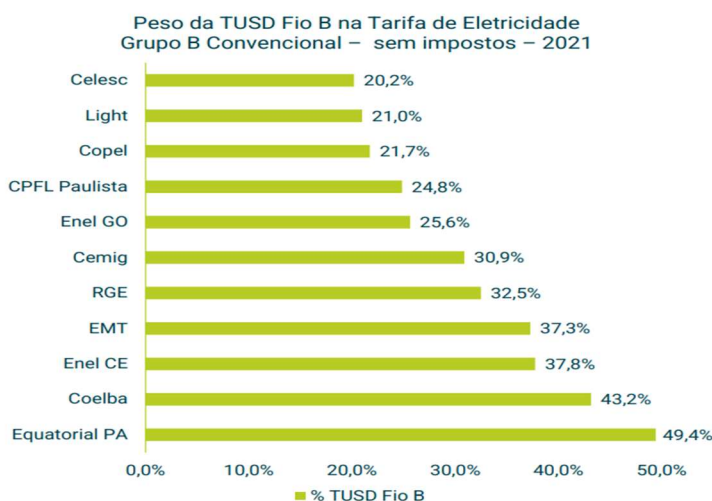
Há ainda o adicional de bandeira tarifária, a contribuição na Iluminação Pública, a Subvenção tarifária para propriedades rurais e outros.

O Fio B é um valor absoluto, calculado anualmente pela concessionária e validado pela ANEEL. A TUSD por sua vez, é a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição. Nela, são incluídos os custos com as instalações, equipamentos e componentes das redes de distribuição como as subestações, transformadores, postes e todo aparato referente ao sistema. (PETERS, 2022)

Na composição da TUSD estão FIO-A (custos vinculados à manutenção e operação das linhas de transmissão, bem como os custos de Transmissão de Energia), FIO-B, ENCARGOS, PERDAS TÉCNICAS, PERDAS NÃO-TÉCNICAS (roubo de energia por exemplo) , CCC (Cadastro Centralizado de Contribuinte), CDE (Conta de Desenvolvimento Energético) e PROINFA (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas).

Com base no entendimento de FIO-B e TUSD, tem-se também que o valor da TUSD Fio B, depende de uma análise de densidade demográfica de cada rede de concessão calculado pela própria concessionária. Quanto mais otimizada esta relação for, mais barato deverá ser o valor da TUSD Fio B. (PETERS, 2022)

Gráfico 1- Peso da TUST Fio B na Tarifa de Eletricidade.



Fonte: Greener, 2022.

Ao entender o que é o Fio B, o artigo 27 da Lei 14.300, que trata sobre o escalonamento da tarifação do Fio B, diz:

Art. 27. O faturamento de energia das unidades participantes do SCEE não abrangidas pelo art. 26 desta Lei deve considerar a incidência sobre toda a energia elétrica ativa compensada dos seguintes percentuais das componentes tarifárias relativas à remuneração dos ativos do serviço de distribuição, à quota de reintegração regulatória

(depreciação) dos ativos de distribuição e ao custo de operação e manutenção do serviço de distribuição:

- I – 15% (quinze por cento) a partir de 2023;
- II – 30% (trinta por cento) a partir de 2024;
- III – 45% (quarenta e cinco por cento) a partir de 2025;
- IV – 60% (sessenta por cento) a partir de 2026;
- V – 75% (setenta e cinco por cento) a partir de 2027;
- VI – 90% (noventa por cento) a partir de 2028;
- VII – a regra disposta no art. 17 desta Lei a partir de 2029.

Neste trecho da Lei, está explicitado o escalonamento da cobrança do Fio B, lembrando sempre que o artigo 17 referido no VII ano da transição, trata da delegação de poder à ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) para determinação das regras tarifárias que regulamentarão a classe a partir do ano de 2029, resultante do chamado “encontro de contas” para valoração de custos e benefícios da GD.

Desta forma, quem iniciar o seu processo de homologação a partir do dia 7/1/2023 já estará sujeito às novas regras de não compensação do Fio B. Ou seja, se seu cliente conectar o projeto à rede de distribuição no ano de 2023, ele passará a pagar o Fio B na conta de energia de forma escalonada ao longo dos anos, conforme exemplo abaixo:

Solicitação de Acesso protocolada em 7/1/2023: pagará 15% do Fio B em 2023, 30% do Fio B em 2024 e assim sequencialmente até o sétimo ano de transição onde estará pagando 90% do Fio B mais o percentual que a ANEEL determinar ou não após a valoração dos benefícios da GD;

Solicitação de Acesso protocolada em 7/1/2024 pagará 30% do Fio B em 2024, 45% do Fio B em 2025 e assim sequencialmente até o sétimo ano de transição onde estará pagando 90% do Fio B mais o percentual que a ANEEL determinar ou não após a valoração dos benefícios da GD. (PETERS, 2022)

2.8.4 Custo de Disponibilidade

Para consumidores do grupo B, caso do objeto do estudo, tem-se o famoso custo de disponibilidade, referente à taxa mínima que as concessionárias cobram para o uso da infraestrutura de distribuição.

As taxas mínimas para a consumidores monofásicos é de 30kW, para consumidores bifásicos é de 50kW e para trifásicos é de 100kW.

A principal mudança da REN482 para a Lei 14.300 refere-se à duplicidade dos créditos. (PETERS,2022)

Por exemplo: “Após consumir parte da geração, injetei na rede da distribuidora um total de 500kW e sou consumidor trifásico, portanto, tenho que pagar a taxa mínima de 100kW.

A distribuidora vai zerar meus créditos de energia (Consumida-Injetada) e ainda lançará mais a cobrança de 100kW, ou seja, você fica com a percepção que consumiu apenas 400kW.

Já com a Lei 14.300 deixará de existir esta duplicidade, pois compensará 400kW e 100kW ficará de crédito”

2.8.5 Excedente de Energia

Antes da Lei 14.300 podia-se apenas distribuir o excedente de forma de percentual.

Por exemplo: “Tem-se 3 casas, onde as 3 são do mesmo titular e estão na mesma concessionária. O sistema fotovoltaico está instalado na casa A que injetou na rede 300kWh de excedente para usar nas casas B e C.

Anteriormente, o proprietário determinava a porcentagem, como 50% para a casa B e 50% para a casa C, totalizando 150kWh para cada. Hoje, com a Lei 14.300, ele pode definir por ordem de prioridade também, onde o excedente fica priorizado na casa B por exemplo e o que sobra irá para a C.”

Cap. IV Art. 14. O consumidor-gerador titular da unidade consumidora onde se encontra instalada a microgeração ou minigeração distribuída deve definir as unidades consumidoras que receberão os excedentes de energia elétrica na forma deste artigo e estabelecer o percentual que será alocado a cada uma delas ou a ordem de prioridade para o recebimento, a seu critério.

2.8.6 Faturamento como B Optante

Unidades consumidoras com geração local até 112,5kVA podem optar por faturamento idêntico às unidades conectadas em baixa tensão (Grupo B).

Observação: Não incluem as unidades consumidores com geração remota.

2.8.7 Disposições Transitórias

O sistema de tarifação desta Lei não se aplica até 31 de dezembro de 2045 para unidades beneficiárias da energia oriunda de micro geradores e minigeradores:

- Existentes na data de publicação desta Lei; ou
- Que protocolarem solicitação de acesso na distribuidora em até 12 (doze) meses contados da publicação desta Lei.

2.9 OPTANTE DO GRUPO B

O consumidor B Optante, tal como o alvo deste estudo, é aquele que, embora seja atendido em média ou alta tensão (Grupo A), pode optar por ser faturado pela tarifa do Grupo B, desde que observe alguns requisitos.

A Lei 14.300/2022 trouxe expressamente a possibilidade do faturamento da unidade consumidora como B Optante no seu §1º do artigo 11:

§ 1º Unidades consumidoras com geração local, cuja potência nominal total dos transformadores seja igual ou inferior a uma vez e meia o limite permitido para ligação de consumidores do Grupo B, podem optar por faturamento idêntico às unidades conectadas em baixa tensão, conforme regulação da Aneel.

Existem dois grupos de faturamento e eles são definidos a partir da tensão. São eles:

- Grupo A: grandes consumidores com tensão de fornecimento maior ou igual a 2,3 kV, que pagam uma parcela de demanda contratada (R\$/kW) e uma parcela de energia consumida (R\$/kWh).
- Grupo B: consumidores menores que recebem energia em tensão menor que 2,3 kV, como residências e lojas a título de exemplo; este grupo é faturado somente pelo consumo de energia (kWh).

Assim no grupo B, o consumidor paga uma parcela referente ao consumo, enquanto no grupo A o consumidor paga uma parcela fixa sob a demanda contratada (estrutura da rede) e uma parcela volumétrica sobre o consumo, permitindo à energia solar fotovoltaica uma redução de custos maior no Grupo B do que no Grupo A, já que um sistema de micro ou minigeração compensa somente a parcela volumétrica.

Porém alguns consumidores específicos, podem receber a energia como Grupo A, mas serem faturados como Grupo B, chamada “Optante B”.

Para entrar na categoria do Optante Grupo B, a unidade consumidora deve se enquadrar em pelo menos um dos critérios abaixo, conforme determina o artigo 292 da Resolução Normativa 1.000/2021 da ANEEL:

Art. 292. O consumidor pode optar por faturamento com aplicação da tarifa do grupo B para sua unidade consumidora do grupo A, desde que atendido um dos seguintes critérios:

- I - A soma das potências nominais dos transformadores da unidade consumidora for menor ou igual a 112,5 kVA;
- II - A soma das potências nominais dos transformadores da unidade consumidora for menor ou igual a 1.125 kVA, se classificada na subclasse cooperativa de eletrificação rural;

- III - a atividade desenvolvida na unidade consumidora for a exploração de serviços de hotelaria ou pousada e estiver localizada em área de veraneio ou turismo, independentemente da potência nominal total dos transformadores; ou
- IV - A carga instalada dos refletores utilizados na iluminação for maior ou igual a 2/3 (dois terços) da carga instalada total em instalações permanentes para a prática de atividades esportivas ou parques de exposições agropecuárias

2.9.1 Optante B na Lei 14.300

No §1º do artigo 11 da Lei 14.300/22, o consumidor com GD, poderá ser optante Grupo B, quando a potência nominal total dos transformadores for igual ou inferior a 112,5 kVA. Essa previsão está em conformidade com o art. 292 da REN 1.000/2021. Outro ponto importante é que, a carga da unidade consumidora que irá caracterizar o requisito para se enquadrar como consumidor B Optante e não a sua potência para geração de energia. Por isso, a usina tem que estar junto ao consumidor (no telhado ou na mesma área dessa unidade consumidora).

Quanto ao compartilhamento de créditos pelo Optante B, está previsto na NT 41. Segundo o entendimento da ANEEL, as unidades consumidoras caracterizadas como B Optante com micro ou minigeração de energia, não podem enviar ou receber excedentes de energia, ou seja, não podem ter beneficiárias, sendo enquadrada na modalidade Autoconsumo Local.

Devido aos entendimentos controversos, é necessário aguardar a regulação da Lei 14.300 pela ANEEL.

A NT 41, no item “III.13. Opção de faturamento pelo Grupo B”, afirma que os requisitos cumulativos para o consumidor se enquadrar como B Optante são:

- Possuir geração da unidade consumidora junto à carga na modalidade autoconsumo local;
- A soma das potências nominais dos transformadores da unidade consumidora ser menor ou igual a 112,5 kVA;
- Não pode haver alocação de energia entre unidades consumidoras distintas (enviar ou receber excedentes).

Dessa forma, sugere-se inclusão de disposição no art. 292 da REN nº 1.000/2021 contendo as condições específicas para que as unidades com minigeração distribuída possam fazer a opção pelo faturamento em Grupo B, conforme preceitua a Lei nº 14.300/2022. Ademais, propõe-se conceder prazo para que as unidades que já exerceram a opção de se enquadrar como B Optante e não estão na modalidade “Autoconsumo Local”, ou seja, possuem beneficiárias, possam se adequar às novas exigências legais.

Enfim, os pontos de atenção sobre Sistema de Geração Distribuída para B Optante, são:

- Para ser B Optante o consumidor deve possuir um transformador de até 112,5 kVA;
- A potência dos transformadores em kVA deve ser convertida para kW;
- A usina deve ser implantada no local da carga (na UC);
- A potência do inversor pode ser 100 kW, por exemplo, e a dos módulos 130 kW, pois a potência válida é a em corrente alternada;

A definição se uma UC B Optante com sistema de MM Geração de energia pode ou não enviar e receber excedente aguarda a regulação da Lei 14.300 pela ANEEL.

2.10 HOMOLOGAÇÃO

No Brasil, a ANEEL é responsável por definir todos os critérios que vão desde a instalação de usinas até os critérios de cobrança pela energia produzida, além da fiscalização do setor. Nesse aspecto, ela também exige a homologação dos sistemas fotovoltaicos, que precisam contar com a chancela da concessionária de energia local.

Como é um processo fiscalizado por órgãos do governo e pela concessionária de energia elétrica, para homologar um projeto solar é necessário seguir as seguintes etapas:

- Solicitação para instalação de um sistema fotovoltaico junto à concessionária local
- Análise do pedido no período de até 15 dias
- Instalação do sistema e das placas solares
- Solicitação de uma vistoria técnica, que deve ser feita em até 7 dias
- Envio de um relatório com possíveis pendências e ajustes
- Homologação do sistema, com troca do relógio medidor por um equipamento adaptado para sistemas fotovoltaicos.

As documentações necessárias especificamente junto a ANEEL são:

- Formulários de solicitação de acesso preenchidos para a micro e a minigeração distribuída, disponíveis nos Anexos II, III e IV da seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST, determinados em função da potência instalada da geração. Além disso, o formulário específico para cada caso deve ser protocolado na distribuidora,

acompanhado dos documentos pertinentes, não cabendo à distribuidora solicitar documentos adicionais além dos indicados nos formulários padronizados

- Lista de consumidores participantes do sistema de compensação
- Certificado de conformidade do(s) inversor(es) ou número de registro da concessão do Inmetro
- ART do responsável técnico pelo projeto elétrico e pela instalação do sistema de microgeração.

O processo de homologação para um sistema fotovoltaico ligados à rede é fundamental, para que o usuário se enquadre no sistema de créditos de energia. Esses créditos podem ser utilizados em até 60 meses e são computados pela concessionária sempre que a energia gerada não for totalmente consumida, sendo de grande ajuda nas estações menos ensolaradas, onde naturalmente a geração cai. Essa energia excedente, pode ser redistribuída também gerando ganhos coletivos.

A lei 14300/2022 da energia solar, é vista de forma positiva para o mercado, no qual gerar energia através dos sistemas fotovoltaicos, continuará sob muitos aspectos, extremamente vantajoso. Através dela, o direito legal de produzir a própria energia afim de baixar os custos com consumo de energia fica garantido. A lei trouxe também outros benefícios como:

- Segurança Jurídica para quem utiliza os serviços de geração de energia (justamente porque não havia regulamentação específica anteriormente, então agora temos a garantia desse direito, antes ele poderia ser revogado pela ANEEL);
- Inclusão social por meio do Programa de Energia Renovável Social (PERS), destinado a financiar a instalação de geração fotovoltaica e outras fontes renováveis para consumidores de baixa renda;
- Fim da cobrança em duplicidade. Na regra antiga havia a cobrança do “custo de disponibilidade”, conforme explicado no item 4.2.2.
- Possibilidade de distribuição dos créditos energéticos acumulados. Com a nova lei da energia solar é possível enviar os créditos energéticos que já foram acumulados para outras propriedades que estejam na mesma área de cobertura da concessionária de energia e que pertençam ao mesmo proprietário. Ex: se você possui 2.000 créditos energéticos acumulados na sua casa A (que possui sistema fotovoltaico), poderá enviar esse saldo de créditos para abater a conta de energia da sua propriedade B ou C. Antes da lei essa possibilidade não existia.

A nova lei da energia solar prevê que as bandeiras tarifárias não incidirão sobre a energia excedente que é gerada e injetada na rede por aqueles que possuem sistemas fotovoltaicos. Elas incidirão apenas sobre o montante de energia elétrica consumido normalmente, fato esse que é extremamente positivo, pois evita uma cobrança dupla.

Antes da nova lei fotovoltaica, nem mesmo existia a possibilidade de venda dos créditos energéticos excedentes. Após sua publicação, o tema ganhou mais força e agora há sim um cenário de possibilidade de concretizar a venda dos créditos excedentes. Esse ainda é um ponto que será regulamentado e definido pela ANEEL.

A garantia legal de que, se você realizar a troca de titularidade da sua conta de energia após o período de 07/01/2023, os benefícios adquiridos (regra antiga) serão mantidos. Vamos supor que sua casa possua um sistema fotovoltaico que usufrui das regras antigas. Se você vender sua casa após janeiro de 2023 e fizer a mudança de titularidade para o comprador, o novo proprietário continuará com o sistema enquadrado na regra antiga. É importante ressaltar que antes da lei solar esse direito já existia, porém agora há um reforço com base legal na lei.

2.10.1 Previsão para a regulamentação após 2029

Os Órgãos do Governo responsáveis pelo setor energético brasileiro (CNPE e ANEEL), buscam soluções para a definição do valor final do “pedágio” sobre a geração fotovoltaica. Este balanço de contas sobre a tarifa cobrada, deve levar em consideração os inúmeros benefícios que a energia fotovoltaica traz para o país, tais como a redução de perdas e de investimentos; facilidade nas manutenções; sustentabilidade dos sistemas; empregos gerados; dentre outros.

2.11 PROJETO DE VIABILIDADE ECONÔMICA:

Para possibilitar a análise de viabilidade econômica, alguns conceitos, cálculos e indicadores são necessários, dentre eles:

- Investimento, que é a alocação de recursos no projeto visando retorno futuro.
- Retorno sobre investimento, que visa avaliar a eficiência do investimento
- Retorno Financeiro, referindo-se ao retorno obtido a partir do investimento

- Taxa Mínima de Atratividade (TMA), referente a taxa de retorno mínima que o investimento deve proporcionar para ser considerado viável.
- Valor Presente Líquido (VPL), que considerando a TMA, calcula o valor presente do fluxo de caixa futuro descontados para o presente.
- Payback, que é o tempo necessário para que o investimento “se pague”, ou seja, o retorno se iguale ou supere o investimento inicial.
- Taxa Interna de Retorno (TIR), que é a taxa que torna o investimento neutro em termos de valor presente, o valor presente líquido igual a zero.
- Custo de Oportunidade, que representa o benefício perdido ao escolher uma opção de investimento em detrimento de outro que poderia ter proporcionado um retorno mais atrativo. Os resultados para viabilidade econômica deste trabalho, são apresentados no capítulo 5.

2.11.1 Investimento:

O investimento inicial ou aporte de capital, é um apoio financeiro que uma empresa ganha em formato de contribuições monetárias, subsídios ou aplicação de recursos introdutória realizada pelos sócios proprietários da empresa. No mercado de investimentos, o termo se refere a uma quantia aplicada com o propósito de alcançar um determinado objetivo.

2.11.2 Retorno sobre o Investimento:

Para avaliar o retorno sobre o investimento, são utilizadas as informações obtidas na análise da demanda e no estudo de viabilidade técnica. O retorno sobre o investimento é calculado com base nos custos totais, como tarifas de energia, créditos, possíveis incentivos fiscais e financeiros disponíveis para projetos de energia renovável.

2.11.3 Retorno Financeiro:

O retorno financeiro do investimento é obtido através do abatimento da energia elétrica gerada pela usina no consumo de energia da rede da concessionária.

2.11.4 Viabilidade Econômica:

No estudo da viabilidade econômica do projeto, são avaliados o Valor Presente Líquido (VPL) e a Taxa Interna de Retorno (TIR) do investimento mediante a proposta de aquisição e submetidas à duas situações, o antes e o depois da PL14.300 de 2022, considerando um período de 25 anos.

2.11.5 Indicadores de viabilidade econômica

O uso de sistemas fotovoltaicos conectados à rede torna-se cada vez mais usual visto que é uma tecnologia que resulta em economia aos custos com energia elétrica dos consumidores com a utilização do sistema de compensação de energia. Junto com a queda dos preços dos equipamentos e utensílios utilizados em sistemas fotovoltaicos houve uma significativa alteração na viabilidade econômica que possibilita, cada vez mais, a instalação de novos sistemas fotovoltaicos.

Pelo exposto, esta questão deve ser melhor estudada a partir de critérios de decisão da análise e avaliação de investimentos de capital para provar que o sistema de geração de energia utilizado é rentável e viável. Diante disso, um estudo de viabilidade econômica tem como objetivo analisar o fluxo de caixa de um determinado investimento e, então, estimar os benefícios que ele irá produzir em um horizonte de planejamento definido.

Para isso deve-se utilizar alguns indicadores econômicos como: valor presente líquido (VPL); taxa interna de retorno (TIR); payback; e taxa mínima de atratividade (TMA), que mostram a evolução do investimento que se pretende realizar.

2.11.6 Taxa mínima de atratividade (TMA)

A taxa mínima de atratividade é uma taxa de juros disponível no mercado financeiro que representa o mínimo que um investidor se propõe a ganhar quando faz um investimento, ou o máximo que se propõe a pagar quando faz um financiamento.

A TMA evidencia os riscos e mostra a possibilidade de baixa taxa de retorno de maneira que o investidor possa avaliar a atratividade de um investimento.

Esta taxa não possui fórmula para o seu cálculo, porém alguns critérios são estabelecidos para serem analisados. Pelo que foi mencionado os critérios a serem analisados são: custo de oportunidade, rentabilidade, grau de risco e segurança de aplicação, liquidez, cenário local do investimento e inflação (CLEMENTE; SOUZA, 2008).

Dos critérios mencionados, destacam-se, por ter maior relevância, o custo de oportunidade, o grau de risco e segurança de aplicação e a liquidez que serão melhores explicados.

O custo de oportunidade refere-se a tomada de decisões por parte do investidor na escolha de um investimento em relação a outro. Essa tomada de decisões a partir de informações financeiras ocasiona em uma escolha de qual oportunidade de investimento aparenta ter interesses mais alinhados ao do investidor, o que, por consequência, ocasiona na exclusão de outros investimentos (CAMARGO, 2018).

A exemplo de custo de oportunidade tem-se a escolha por um maior tempo de especialização acadêmica do que se inserir no mercado de forma prévia. Este exemplo serve de comparativo devido ao sujeito que optar por ter uma melhor especialização pode ser que tenha uma oportunidade de trabalho melhor do que aquele que se inseriu antes no mercado com o decorrer dos anos.

É oportuno mencionar que o grau de risco indica que a escolha por um investimento com maior risco pode trazer maiores remunerações, já que um investimento com o risco menor geralmente possui remuneração mais baixa (CAMARGO, 2018).

Tem-se como exemplo a comparação entre títulos de renda fixa e fundos de ações. Sendo que os fundos de ações geralmente possuem uma rentabilidade superior aos títulos de renda fixa, mas ao custo de um maior risco agregado.

Por último, não menos importante, a liquidez é a representação da capacidade ou da velocidade em que se sai de uma posição no mercado para assumir outra, ou seja, é a medida em que se transforma o investimento em dinheiro a ser retirado pelo investidor (CAMARGO, 2018).

2.11.7 Valor Presente Líquido (VPL)

Em um estudo de viabilidade econômica o valor presente líquido contempla as projeções de fluxo de caixa futuros trazidos para o valor do presente momento, descontando-se os juros e o capital inicial (CLEMENTE; SOUZA, 2008).

O estudo desse indicador financeiro é justificado pela necessidade de ajuste da incerteza de quanto um valor monetário valerá com o tempo, visto que, em geral, no Brasil o dinheiro desvaloriza-se, além de que é necessário saber se o investimento apresenta retorno financeiro maior do que se tivesse investido todo o montante em um investimento com a mesma rentabilidade da taxa mínima de atratividade.

O VPL é calculado através de uma fórmula matemática-financeira, representada conforme equação (2.2), que utiliza uma série de pagamentos futuros descontando uma taxa de custo de capital estipulada (CLEMENTE; SOUZA, 2008).

Caso o VPL apresente valor acima de zero, pode-se concluir que o investimento terá um retorno maior do que o custo de capital, porém somente essa análise não é conclusiva quanto a verificação se o projeto é atrativo ou não.

Dessa forma, deve-se utilizar outros métodos além do VPL para a decisão de se aplicar em um investimento.

É importante mencionar que o valor utilizado na taxa de desconto é bastante significativo, pois através dele é feito o comparativo se o valor que você ganharia se tivesse investido o dinheiro em uma aplicação segura, como os títulos do governo, não seriam mais rentáveis (CLEMENTE; SOUZA, 2008).

Para isso geralmente utiliza-se a taxa Selic que é a taxa básica de juros da economia como um comparativo inicial.

$$VPL = \sum_{k=0}^n F_n (1 + i)^{-n} \quad (2.2)$$

Onde:

VPL = valor presente líquido;

F_n = cada um dos diversos valores envolvidos no fluxo de caixa e que ocorrem em n períodos;

n = número de períodos envolvidos em cada elemento da série de receitas e dispêndios do fluxo de caixa;

i = taxa de juros comparativa ou taxa mínima de atratividade ou taxa de desconto.

2.11.8 Payback

O Payback é o indicador financeiro que apresenta o número de períodos necessários para que se tenha o retorno do investimento a partir de um fluxo de caixa, ou seja, é o instante no horizonte de planejamento em que o VPL apresenta valor maior ou igual a zero (ÁVILA, 2018).

2.11.9 Taxa Interna de Retorno (TIR)

A Taxa Interna de Retorno (TIR), é uma taxa utilizada na avaliação de investimentos. O seu valor representa um retorno igual a zero, um ponto de equilíbrio entre lucros e prejuízos.

A TIR é interpretada como a taxa de desconto que torna o Valor Presente Líquido (VPL) nulo. O cálculo efetuado é o mesmo feito na VPL, com a diferença de que a TIR será o valor a descobrir.

Da mesma forma que a VPL, é feita uma atualização dos valores de um fluxo de caixa para o momento inicial do investimento.

A diferença é que na VPL se utiliza uma taxa escolhida pelo analista do investimento, conhecida como a sua Taxa Mínima de Atratividade (TMA). Já a TIR é a própria taxa a ser calculada para um VPL igual a zero. Da comparação da TIR com a TMA, o projeto é viável se a primeira é maior que a segunda. Entenda melhor nos tópicos abaixo como calcular e interpretar a TIR. (Dicionariofinanceiro.com)

O cálculo é feito somando cada entrada do fluxo de caixa menos o investimento inicial, igualando a fórmula a zero. A TIR é representada como uma incógnita na equação 2.3:

$$\sum_{i=1}^n \frac{FCi}{(1+TIR)^i} - Investimento\ Inicial = 0 \quad (2.3)$$

FCi = fluxo de caixa do período

i = período de cada investimento

N = período final do investimento

A partir da equação, pode-se fazer algumas conclusões a respeito da TIR. Em caso do valor da TIR ser maior do que a TMA utilizada, significa que o projeto possui lucro acima do que o investidor deseja. Em contrapartida, se a TIR apresentar valor inferior a TMA utilizada, tem-se que há um lucro menor do que o lucro que o investidor deseja obter. Desse modo, caso a TIR for igual a TMA, o projeto dispõe de lucro igual à taxa mínima.

2.11.10 Custo de Oportunidade

O custo de oportunidade é um termo importante na economia que pode ter um impacto significativo em diversas áreas da nossa vida, incluindo nossos investimentos. Trata-se de um conceito econômico que representa o benefício perdido ao escolher uma opção em detrimento de outra. Em outras palavras, ele quantifica o valor da alternativa que foi sacrificada em função da escolha feita.

Para ilustrar, imagine aquela situação em que nos perguntamos "e se eu tivesse feito aquilo?". É exatamente disso que se trata o custo de oportunidade - a avaliação das consequências das nossas decisões.

Logo o custo de oportunidade atua como um avaliador de cenários. Ele nos indica o valor da melhor alternativa que foi sacrificada quando fazemos uma escolha e nos mostra os benefícios que poderíamos ter obtido a partir dessa oportunidade perdida.

Por exemplo, ao decidir implementar uma usina fotovoltaica, estamos renunciando a outras possíveis alternativas, como aplicar o capital necessário para a concretização do projeto ou investir em outros ativos. (MENEZES; AMANDA, 2023)

Os benefícios de levar o custo de oportunidade em consideração são muitos, especialmente para os investidores. A análise do custo de oportunidade é muito importante para a avaliação de prós e contras, auxílio na tomada de decisão e na garantia de que você fará a melhor escolha possível.

“Ao tomar decisões de investimento, é importante que o investidor leve em consideração o custo da oportunidade para garantir que está escolhendo a opção que oferece o maior retorno potencial, levando em conta os riscos e seus objetivos financeiros no prazo desejado”. (Louzada; Fabio, 2023)

Diferença entre Custo de Oportunidade e Trade Off

Segundo Louzada, o custo de oportunidade e o trade off são conceitos relacionados, mas têm diferenças importantes. Ambos são fundamentais para investidores, pois ajudam a tomar decisões importantes e a maximizar o retorno financeiro.

Enquanto o custo de oportunidade se refere ao benefício que perdemos ao escolher uma opção em vez de outra, o trade off envolve a escolha entre opções e a renúncia a um benefício em favor de outro.

Por exemplo, ao escolher entre investir em ações com alto potencial de retorno e alto risco, ou em títulos de renda fixa com retorno mais baixo e menor risco, estamos fazendo um trade off entre risco e retorno potencial. (LOUZADA; FABIO, 2023)

“Por exemplo, se um investidor decide investir em um título de renda fixa com uma taxa de retorno menor, o custo de oportunidade é o retorno que ele poderia ter obtido se tivesse escolhido investir em um fundo de ações com um retorno maior”. (LOUZADA; FABIO, 2023)

Diferença entre Custo de Oportunidade e Custo Contábil

A diferença entre custo de oportunidade e custo contábil é que o primeiro representa o benefício que perdemos ao escolher uma opção em vez de outra, enquanto o segundo é uma medida em dinheiro do que gastamos em um determinado investimento.

O custo contábil é uma medida tangível, como o preço de compra de um ativo ou o valor dos juros pagos em um empréstimo. Ele é importante para calcular a rentabilidade de um investimento e monitorar o desempenho financeiro.

Por outro lado, o custo de oportunidade nos mostra o valor do retorno que poderíamos ter obtido se tivéssemos escolhido a opção mais rentável. (LOUZADA; FABIO, 2023)

“O custo contábil é uma medida financeira tangível, como o preço de compra de um ativo ou o valor dos juros pagos em um empréstimo. É importante para manter um controle rigoroso das finanças, pois permite calcular a rentabilidade de um investimento e monitorar o desempenho financeiro”. (LOUZADA; FABIO, 2023)

3 METODOLOGIA

Para a realização do projeto de uma usina fotovoltaica, é necessário um levantamento do consumo médio da empresa ao qual o estudo de caso se aplica, juntamente com a disponibilidade para instalação.

O ponto de partida foi a análise de consumo médio com base nas contas de energia dos últimos 12 meses. Foi analisado também as contas de energia pré-pandemia, levando-se em conta o fato que as atividades da indústria foram reduzidas nos últimos 2 anos e meio, tendo assim o cuidado para não realizar um estudo subdimensionado para as necessidades reais em tempos de atividades normais de produção.

Usando os dados obtidos ao longo desse tempo, foi calculada uma previsão de crescimento do consumo da empresa, a fim de suprir necessidades futuras, como aumento da carga horaria de funcionamento, ou ainda a aquisição de equipamentos novos.

Para a determinação da possibilidade de instalação, é necessário analisar itens como:

- Caracterização do local, como por exemplo a orientação (norte, sul, leste ou oeste) em que o sol percorrerá a instalação, e o tipo do local de instalação, como telhado de fibrocimento, telhado cerâmico, laje, solo, entre outros;
- Obstáculos que podem causar sombra nos painéis;
- Necessidade energética da empresa e irradiação solar disponível para realizar a conversão da energia solar em energia elétrica nos módulos fotovoltaicos;

3.1 CARACTERIZAÇÃO DO LOCAL DE INSTALAÇÃO

A seleção de um local para a instalação dos módulos de um Sistema Fotovoltaico desempenha um papel crucial no desempenho do sistema. É necessário considerar a disponibilidade de recursos solares uniformes, evitar sombreamentos, superfícies reflexivas próximas (albedo), permitir a troca de calor com o ambiente e garantir a circulação adequada do ar. Em instalações do tipo rooftop (no telhado) como a do estudo de caso, há menos flexibilidade no posicionamento dos painéis (PINHO; GALDINHO, 2014).

Existem programas de dimensionamento que possibilitam a incorporação de elementos tridimensionais dos edifícios e objetos vizinhos na simulação do desempenho do sistema, permitindo um dimensionamento mais preciso da posição efetiva dos módulos fotovoltaicos. Dessa forma, a inclinação e as orientações azimutais podem ser facilmente determinadas com a ajuda dessas ferramentas (PINHO; GALDINHO, 2014).

O primeiro passo foi obter as coordenadas geográficas do local de instalação, assim como a área disponível para a instalação dos módulos e a inclinação da superfície onde os módulos serão fixados, conforme ilustrado na Figura 10. Observa-se que na figura estão registradas as coordenadas geográficas e o Azimute (inclinação do galpão em relação ao Norte Geográfico), extraídos do Google Maps, e a inclinação do telhado do galpão.

Figura 10- Coordenadas e Dimensões do Galpão



Fonte: Google Maps e Próprio Autor

Além dos fatores a serem analisados como mencionados no item anterior, é necessário analisar os objetos próximos da futura instalação da usina fotovoltaica, para evitar possíveis zonas de sombreamentos, uma vez que o sombreamento em apenas um módulo, pode interferir na geração de energia em todo o arranjo fotovoltaico, prejudicando assim a capacidade de produção da usina, que podem ser árvores, acidentes geográficos, ou possíveis alterações estruturais.

3.2 NECESSIDADE ENERGÉTICA

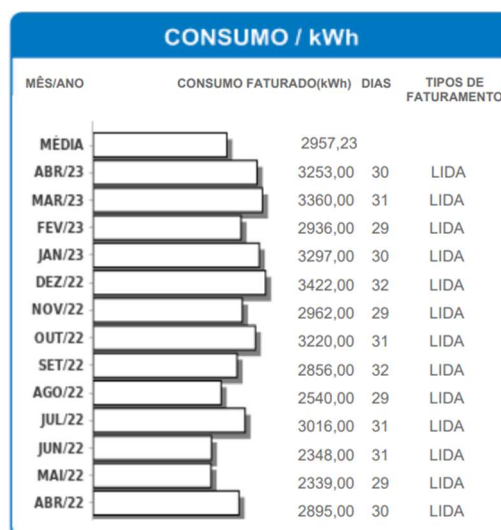
Os itens mais relevantes para a análise proposta neste projeto são o levantamento da necessidade energética e a média de consumo da indústria em pleno funcionamento. Estas informações permitem uma solução energética flexível que possa vir a suprir a carga durante o expediente normal de trabalho, bem como possíveis necessidades de aumento de turnos para horários onde a usina esteja inoperante ou até mesmo aumento de carga por ampliação do parque de produção ou de equipamentos do setor administrativo, de acordo com a previsão de crescimento fornecido pela direção da Empresa.

Os dados referentes ao consumo de energia elétrica podem ser obtidos por meio de uma consulta à segunda via da fatura do serviço, realizada através do site da concessionária local, Figura 11. Na referida fatura, é possível verificar o consumo mensal da empresa, bem como obter informações sobre a média de consumo destacada na parte superior do documento. Devido aos dois anos e meio de pandemia, onde o país teve uma queda no seu setor produtivo, será analisado não só a média de consumo dos últimos 12 meses, mas a média de consumo dos últimos anos, a fim de ter uma base mais sólida.

Na análise também será incluída a previsão de crescimento da empresa para os próximos 5 anos, para que assim o projeto de viabilidade seja feito com a previsão que possa vir atender os interesses da Empresa em questão também a médio prazo sem a necessidade de alterações e demais investimentos, garantindo a segurança energética durante este período.

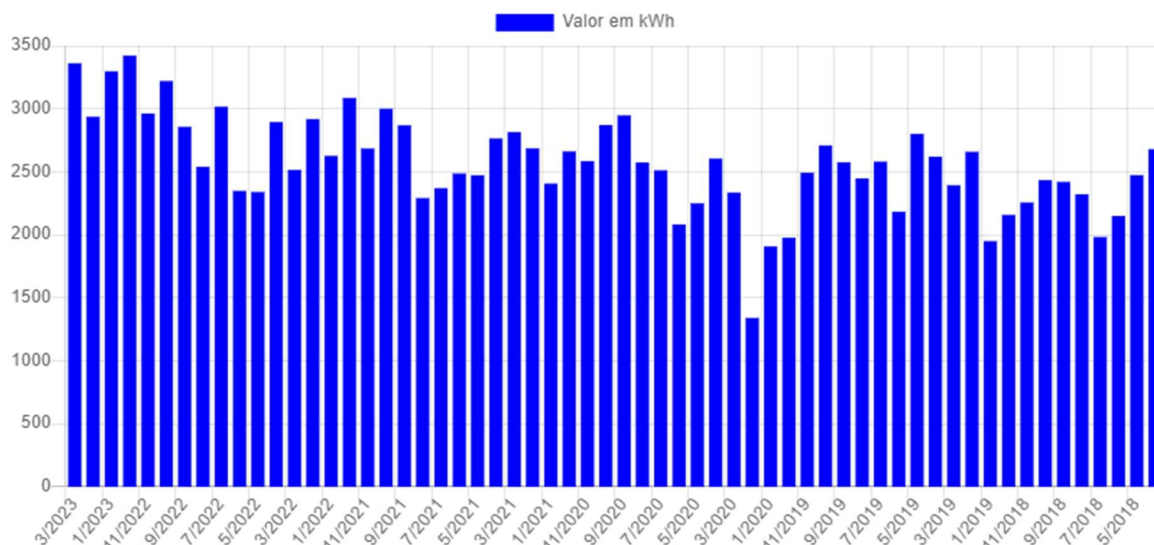
Ainda no mesmo site, é possível obter os dados de consumo dos últimos cinco anos, os quais estão apresentados no Gráfico 2.

Figura 11- Gráfico de consumo elétrico da empresa



Fonte: Próprio Autor

Gráfico 2- Registro de Consumo Elétrico nos últimos 5 anos.



Fonte: Próprio Autor

Ao calcular a média anual de consumo, pode-se observar um aumento progressivo do consumo de energia elétrica a cada ano. Nos primeiros doze meses, a média de consumo foi de 2.318 kWh, e no ano subsequente, 2.329 kWh, sem um aumento significativo. Contudo, nos anos posteriores, houve um aumento considerável, sendo as médias anuais de consumo 2.596 kWh, 2.684 kWh e, no último ano, de 2.962 kWh.

De acordo SOBRINHO (2014), para calcular a taxa de crescimento para esses dados, foi utilizado a equação 3.1 da taxa de crescimento médio anual:

$$\text{Taxa de crescimento médio anual} = \left[\left(\frac{\text{valor final}}{\text{valor inicial}} \right)^{\left(\frac{1}{n^{\circ} \text{ de Períodos}} \right)} - 1 \right] \times 100 \quad (3.1)$$

Considerando os dados fornecidos, tem-se:

Valor inicial (primeiro ano) = 2.318 kWh

Valor final (último ano) = 2.962 kWh

Número de períodos = 5 anos

Substituindo os valores na fórmula, temos:

$$\text{Taxa de crescimento médio anual} = \left[\left(\frac{2962}{2318} \right)^{\left(\frac{1}{5} \right)} - 1 \right] \times 100 \quad (3.2)$$

$$\text{Taxa de crescimento médio anual} = \left[1,27715^{\left(\frac{1}{5} \right)} - 1 \right] \times 100 \quad (3.3)$$

$$\text{Taxa de crescimento médio anual} = [1,069 - 1] \times 100 \quad (3.4)$$

$$\text{Taxa de crescimento médio anual} = 6,90\% \quad (3.5)$$

Portanto, a taxa de crescimento médio anual para esses dados é de aproximadamente 6,9%. Isso significa que, em média, o consumo de energia elétrica aumentou em 6,9% a cada ano nos últimos cinco anos. No entanto, é importante lembrar que essa taxa pode variar ao longo do tempo e que outros fatores podem influenciar o consumo de energia elétrica.

Seguindo esse raciocínio, em 2028 a empresa teria um consumo médio de aproximadamente 4.130kWh, o que é pouco provável devido a estrutura atual da empresa.

Por esse motivo, foi adotado uma previsão de 3.500kWh, que representa uma previsão menos arrojada e mais realista, que representa um crescimento médio anual de 3,3%, para o ano de 2028, e todos os cálculos serão feitos a partir desse valor.

3.3 DIMENSIONAMENTO DO SFCR

O desempenho de um SFCR é dado pela Taxa de Desempenho (TD) que é definida pela relação entre o desempenho real do sistema sobre o desempenho máximo teórico possível. Por se levar em consideração a potência real de um sistema em operação e todas as perdas possíveis envolvidas na geração, a taxa de desempenho é utilizada como parâmetro para avaliar a geração de energia elétrica de um dado SFCR (PINHO; GALDINHO, 2014)

Para SFCR a TD geralmente é definida de forma empírica entre 70 e 80%, isso considerando sistemas ventilados e não sombreados com as irradiações solares médias do Brasil.

Tabela 2 - Comparação da Irradiação Solar Média Mensal em diferentes inclinações

Estação: Goiânia
Município: Goiânia, GO - BRASIL
Latitude: 16,601° S
Longitude: 49,249° O
Distância do ponto de ref. (16,630372° S; 49,28543° O) : 5,1 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]													
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média	Delta
✓	Plano Horizontal	0° N	5,51	5,57	5,16	5,07	4,83	4,59	4,83	5,71	5,54	5,59	5,37	5,49	5,27	1,12
✓	Ângulo igual a latitude	17° N	5,07	5,33	5,22	5,50	5,63	5,55	5,76	6,46	5,76	5,44	4,99	5,00	5,48	1,46
✓	Maior média anual	19° N	5,00	5,28	5,20	5,53	5,70	5,63	5,85	6,51	5,76	5,40	4,93	4,92	5,48	1,59
✓	Maior mínimo mensal	10° N	5,29	5,47	5,23	5,37	5,34	5,20	5,42	6,20	5,71	5,54	5,18	5,23	5,43	1,02

Fonte: SunData através do site do CRESESB

Analisando a Tabela 2 é possível verificar que nos meses que correspondem ao verão (dezembro, janeiro e fevereiro) a trajetória aparente do sol privilegia inclinações com ângulos mais rasos. Enquanto no inverno (fim junho, julho, agosto e início de setembro), a trajetória do sol é melhor para ângulos mais acentuados. Porém como a diferença entre a inclinação com a maior média mensal, e a inclinação real do telhado, é de apenas 1%, não há motivos para investir em uma estrutura para corrigir a inclinação das placas.

O dimensionamento da potência do SFCR pode ser calculado pela equação:

$$P_{FV}(kWp) = \frac{E * G_{STC}}{H_{TOT} * TD} \quad (3.6)$$

Onde:

$P_{FV} (kWp)$ - Potência a ser instalada do SFCR;

$E (kWp)$ – Energia a ser gerada conforme consumo médio mensal ou anual da unidade consumidora;

$G_{STC} \left(\frac{kWp}{m^2} \right)$ - Irradiância nas condições STC

$H_{TOT} \left(\frac{kWp}{m^2} \right)$ – Irradiação média total incidente nos módulos fotovoltaicos.

TD (adimensional) – Taxa de desempenho ou (PR - Performance Ratio)

Para realização desse cálculo, foi adotado uma Taxa de Desempenho de 75%, e uma Irradiância nas condições STC, no valor de 1 kWp/m².

$$E (kWp) = 3500 [kWh.mês] \quad (3.7)$$

$$G_{STC} \left(\frac{kWp}{m^2} \right) = 1 [kWp/m^2] \quad (3.8)$$

$$H_{TOT} \left(\frac{kWp}{m^2} \right) = 5,43 \frac{kWp}{m^2} . dia = 162,90 \left[\frac{kWp}{m^2} . mês \right] \quad (3.9)$$

$$TD (empírico) = 75\% \quad (3.10)$$

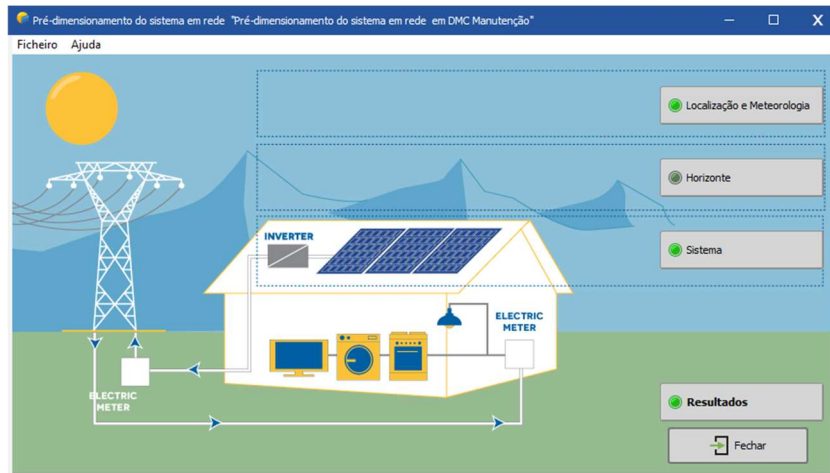
$$P_{FV}(kWp) = 28,64 [kWp] \quad (3.11)$$

Contudo dado ao fato do desempenho dos SFCR serem fortemente influenciados pela temperatura ambiente e pela tecnologia empregada dos sistemas fotovoltaicos, para reduzir as incertezas da estimativa de TD, utilizamos programas de dimensionamento e simulação tal como PVSyst por exemplo.

Existe uma função no software PVSyst que permite fazer um pré-dimensionamento, figura 12 e 13, e tem como objetivo calcular a potência de pico do sistema de geração que será projetado.

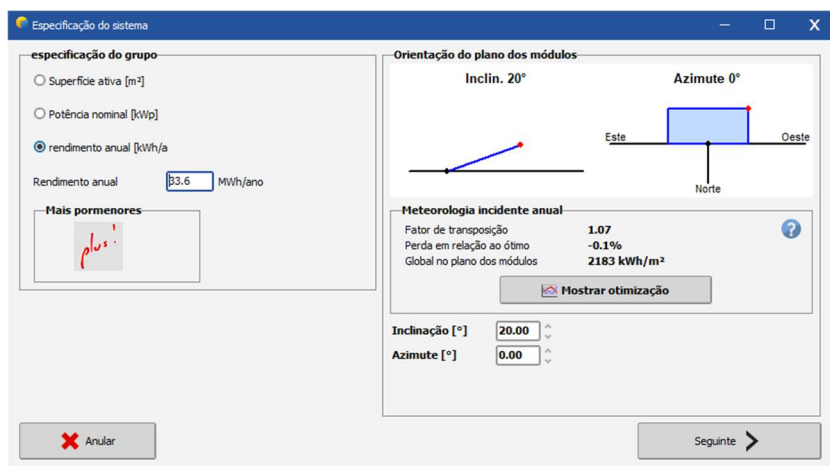
Inserindo os dados anteriores no software, juntamente com a estimativa de consumo médio anual da empresa, obteve-se como resposta uma potência nominal de aproximadamente 23,4kW para atender a demanda indicada, como mostrada na figura 14.

Figura 12 – janela de Pré-Dimensionamento no Software PVsyst



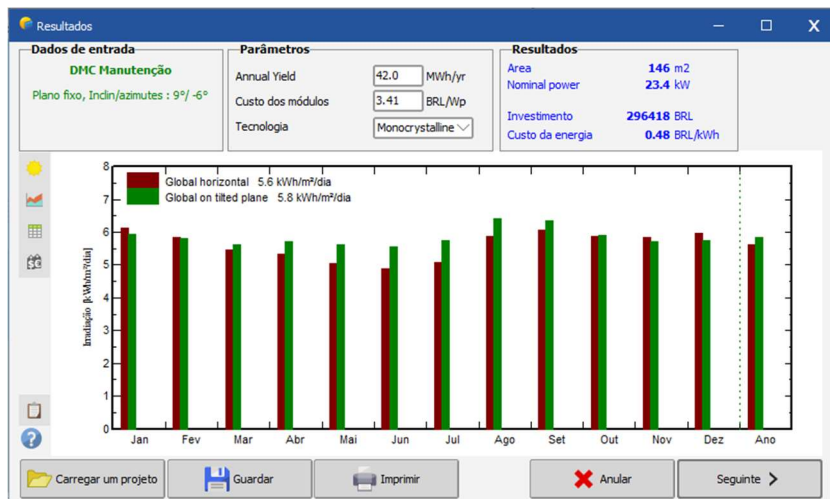
Fonte: Software PVsyst – 7.3 – Versão de Testes

Figura 13 - Dados inseridos no Pré-Dimensionamento



Fonte: Software PVsyst – 7.3 – Versão de Testes

Figura 14 - Resultados do Pré-Dimensionamento



Fonte: Software PVsyst – 7.3 – Versão de Testes

4 PROJETO E SIMULAÇÃO:

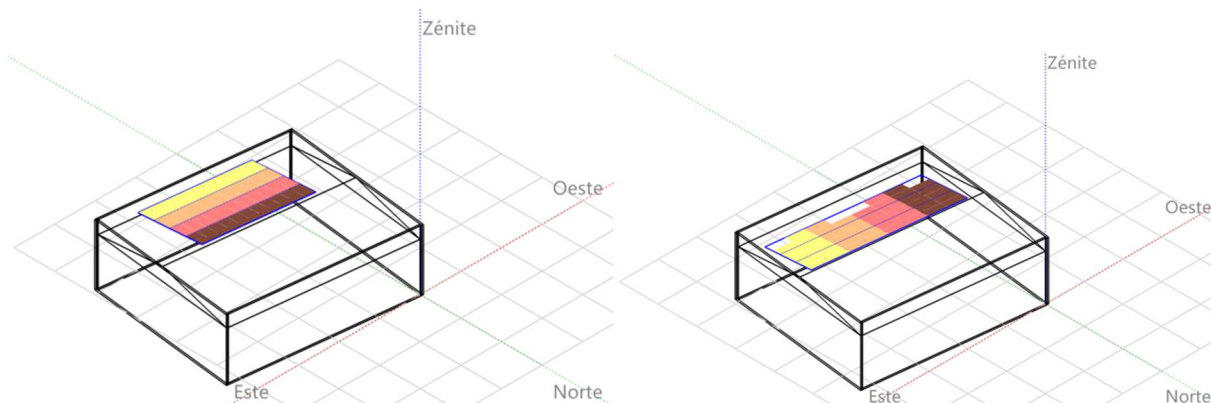
Com base nos resultados obtidos no Pré-dimensionamento, figura 14, iniciou-se o projeto principal, no qual foram utilizadas placas fotovoltaicas CSI Solar de 550Wp e 35V. Além disso, foi selecionado o inversor MID 20KTL3-X, de 20kW, da fabricante Growatt New Energy, de acordo com a Potência Nominal do sistema. As informações sobre os equipamentos constam no anexo.

Para determinar a quantidade de placas necessárias, dividiu-se a potência de pico encontrada anteriormente pela potência nominal de cada placa. O cálculo resultou em 43 placas, porém, para uma melhor configuração, foram utilizadas 44 placas, sendo divididas em 4 strings de 11 placas cada.

4.1.1 MODELAGEM 3D

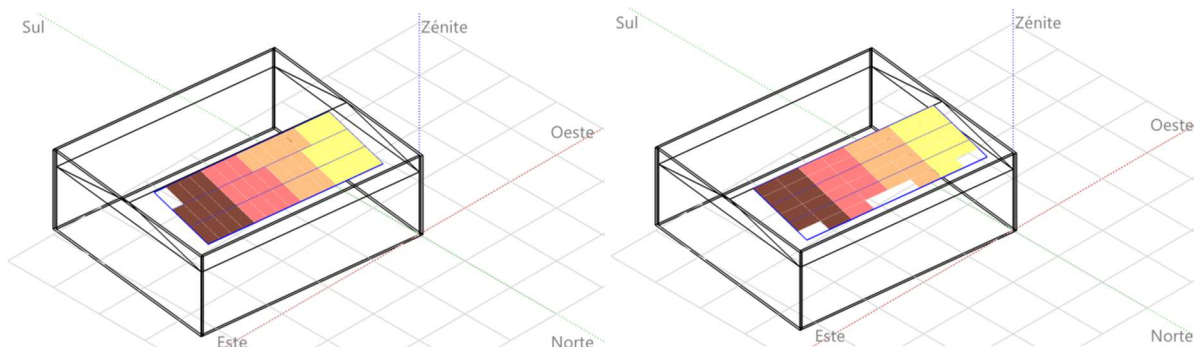
O software utilizado permite realizar a modelagem completa do imóvel, bem como dos objetos próximos que possam afetar o desempenho do sistema. Com base nos dados obtidos no item 3.4, foi construído o modelo 3D do galpão da empresa, levando em consideração a disposição das placas em diversos cenários, conforme ilustrações apresentadas nas figuras 15, 16 e 17.

Figura 15 - Placas posicionadas no lado Sul do Galpão



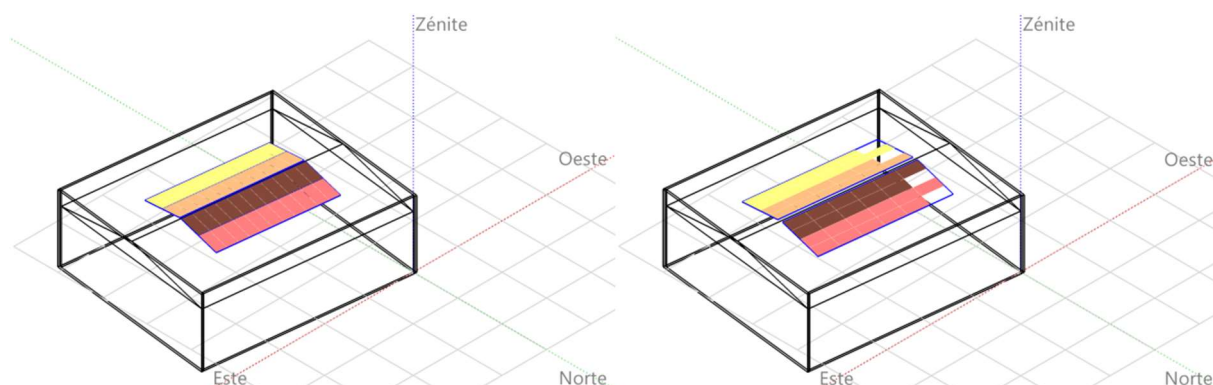
Fonte: Software PVsyst – 7.3 – Versão de Testes

Figura 16 - Placas posicionadas no Lado Norte do Galpão



Fonte: Software PVsyst – 7.3 – Versão de Testes

Figura 17 - Placas divididas entre dois lados do telhado

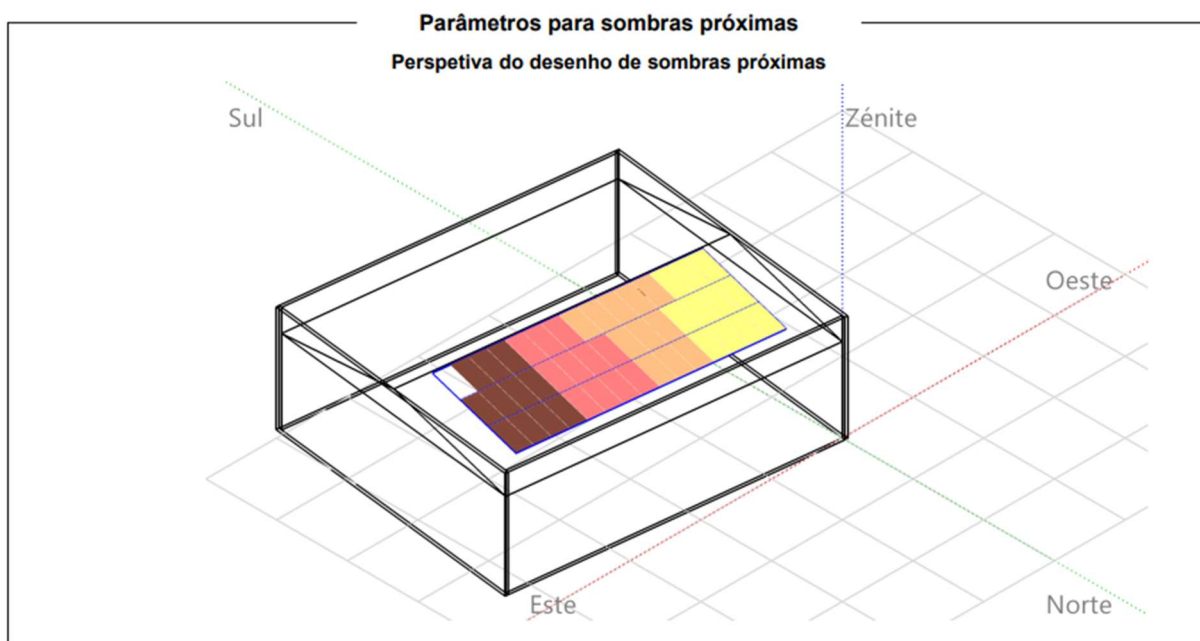


Fonte: Software PVsyst – 7.3 – Versão de Testes

4.2 RESULTADOS DA SIMULAÇÃO

O software utilizado permitiu simular o projeto em diversos cenários, a fim de encontrar a melhor solução. E como já se esperava, dentre todas as simulações feitas, a que teve o melhor resultado foi a que possui todas as placas no lado norte do galpão, posicionadas na posição retrato, como mostrado na figura 18. O motivo desse resultado é que existe uma relação entre o ângulo de azimuth com a latitude do local, onde a posição/angulação “ideal” dos painéis, é quando esses dois possuem o mesmo valor. Essa teoria foi apresentada por Liu & Jordan em 1962, e como pode-se observar na figura 10, apresentada no item 3.1, os valores são próximos.

Figura 18 - Disposição das placas com o melhor resultado

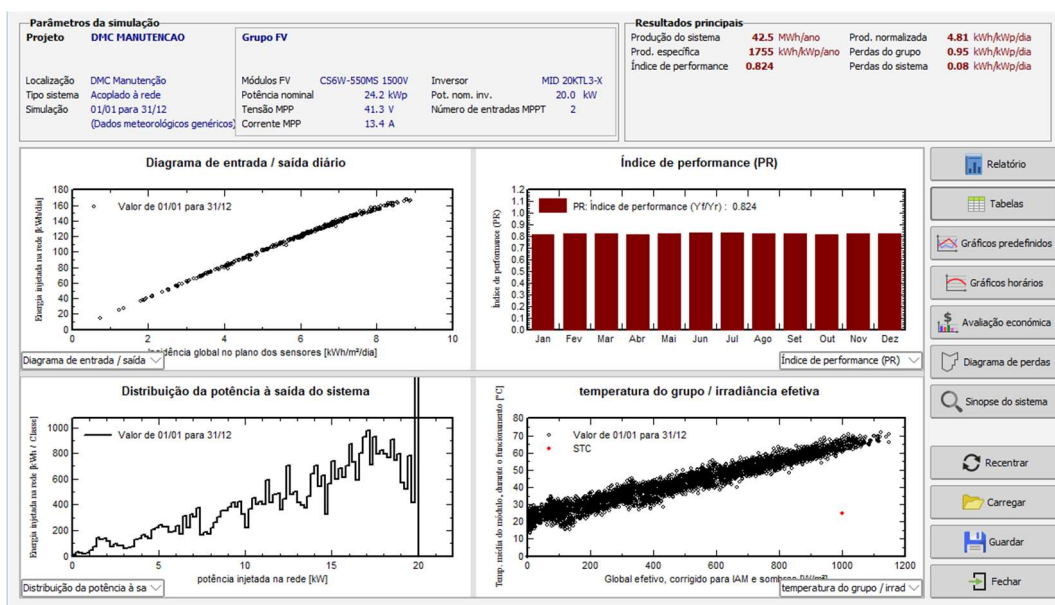


Fonte: Software PVsyst – 7.3 – Versão de Testes

A tela Results, apresentada na Figura 19, ilustra os resultados de simulação principais do sistema:

- produção total do sistema no ano - System Production [kwh/ano],
- produção específica - Especific. prod.[KWh/kWp/ano],
- taxa de desempenho - Performance Ratio,
- produção normalizada por dia – Normalized prod.[kWh/kWp/dia],
- perdas nos conjuntos dos módulos – Array losses [kWh/kWp/dia] e
- perdas no sistema – System losses[kWh/kWp/dia].

Figura 19 – Principais Resultados obtidos no PVSyst



Fonte: Software PVSyst – 7.3 – Versão de Testes

Para visualizar o relatório completo da simulação deve-se clicar no botão Report para que seja gerado o relatório.

4.2.1 Análise do relatório gerado pelo PVSyst

O Relatório inicia com um pequeno resumo técnico contendo informações do sistema, como por exemplo, modelo, quantidade e arranjo dos módulos utilizados no sistema, o tipo e a potência do inversor, além da potência média gerada, conforme ilustrado na Figura 20.

Na Tabela 3 são apresentados os balanços e os resultados do sistema projetado. Os dados permitem analisar dados naturais como irradiação e temperatura no local de instalação, mas também contém dados do sistema, como energia efetiva gerada e energia injetada na rede, além do índice de performance.

Figura 20 – Características do SFCR apresentadas no relatório

Características do grupo FV			
Módulo FV		Inversor	
Fabricante	CSI Solar	Fabricante	Growatt New Energy
Modelo	CS6W-550MS 1500V	Modelo	MID 20KTL3-X
(Base de dados original do PVsyst)		(Base de dados original do PVsyst)	
Potência unitária	550 Wp	Potência unitária	20.0 kWca
Número de módulos FV	44 unidades	Número de inversores	2 * MPPT 50% 1 unidade
Nominal (STC)	24.20 kWp	Potência total	20.0 kWca
Módulos	4 Strings x 11 Em série	Tensão de funcionamento	160-1000 V
Em condições de func. (50°C)		Rácio Pnom (DC:AC)	1.21
Pmpp	22.17 kWp	No Power sharing between MPPTs	
Ump	414 V		
I mpp	54 A		
Potência FV total		Potência total inversor	
Nominal (STC)	24 kWp	Potência total	20 kWca
Total	44 módulos	Número de inversores	1 unidade
Superfície módulos	113 m²	Rácio Pnom	1.21

Fonte: Software PVsyst – 7.3 – Versão de Testes

Como pode-se observar, existem meses em que a quantidade de energia gerada será menor do que a estimada, porém quando se contabiliza a produção anual, 42.466kWh, percebe-se que o sistema projetado será satisfatório até o ano de 2028, desde que a taxa de crescimento da empresa seja respeitada conforme a estipulada no item 3.3.

Na mesma tabela ainda é possível ver que a taxa de desempenho do sistema foi superior a estipulada teoricamente no item 3.4.

Tabela 3 – Resultados principais apresentados no Relatório PVsyst

Balanços e resultados principais								
	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR rácio
Janeiro	189.7	75.76	23.00	183.3	172.9	3697	3635	0.820
Fevereiro	163.8	72.63	22.92	162.5	153.6	3290	3234	0.822
Março	169.6	76.81	22.74	173.9	164.0	3525	3467	0.824
Abril	159.6	51.40	22.30	170.1	160.7	3431	3375	0.820
Mai	156.0	42.76	21.20	173.8	164.4	3532	3474	0.826
Junho	146.1	33.44	19.58	167.5	158.1	3436	3379	0.834
Julho	157.7	35.66	19.58	179.1	169.1	3665	3605	0.832
Agosto	181.6	38.88	21.31	199.9	189.1	4050	3984	0.824
Setembro	181.7	56.73	23.06	189.9	179.9	3836	3771	0.821
Outubro	181.7	74.64	24.12	182.3	171.7	3678	3618	0.820
Novembro	174.9	80.52	22.58	169.7	159.5	3433	3378	0.822
Dezembro	184.5	89.46	22.85	177.0	166.1	3604	3545	0.828
Ano	2046.8	728.70	22.10	2129.1	2009.1	43177	42466	0.824

Legendas

GlobHor Irradiação horizontal total

DiffHor Irradiação difusa horizontal

T_Amb Temperatura ambiente

GlobInc Incidência global no plano dos sensores

GlobEff Global efetivo, corrigido para IAM e sombras

EArray Energia efetiva à saída do grupo

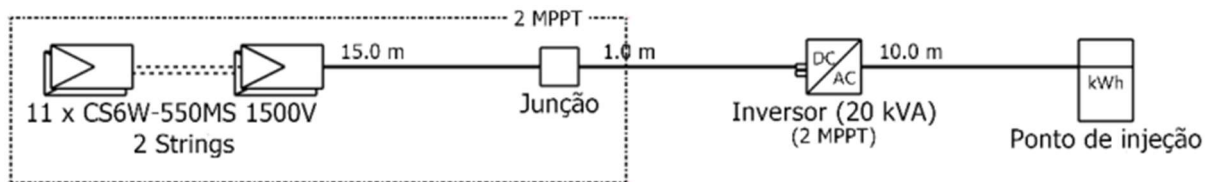
E_Grid Energia injetada na rede

PR Índice de performance

Fonte: Software PVsyst – 7.3 – Versão de Testes

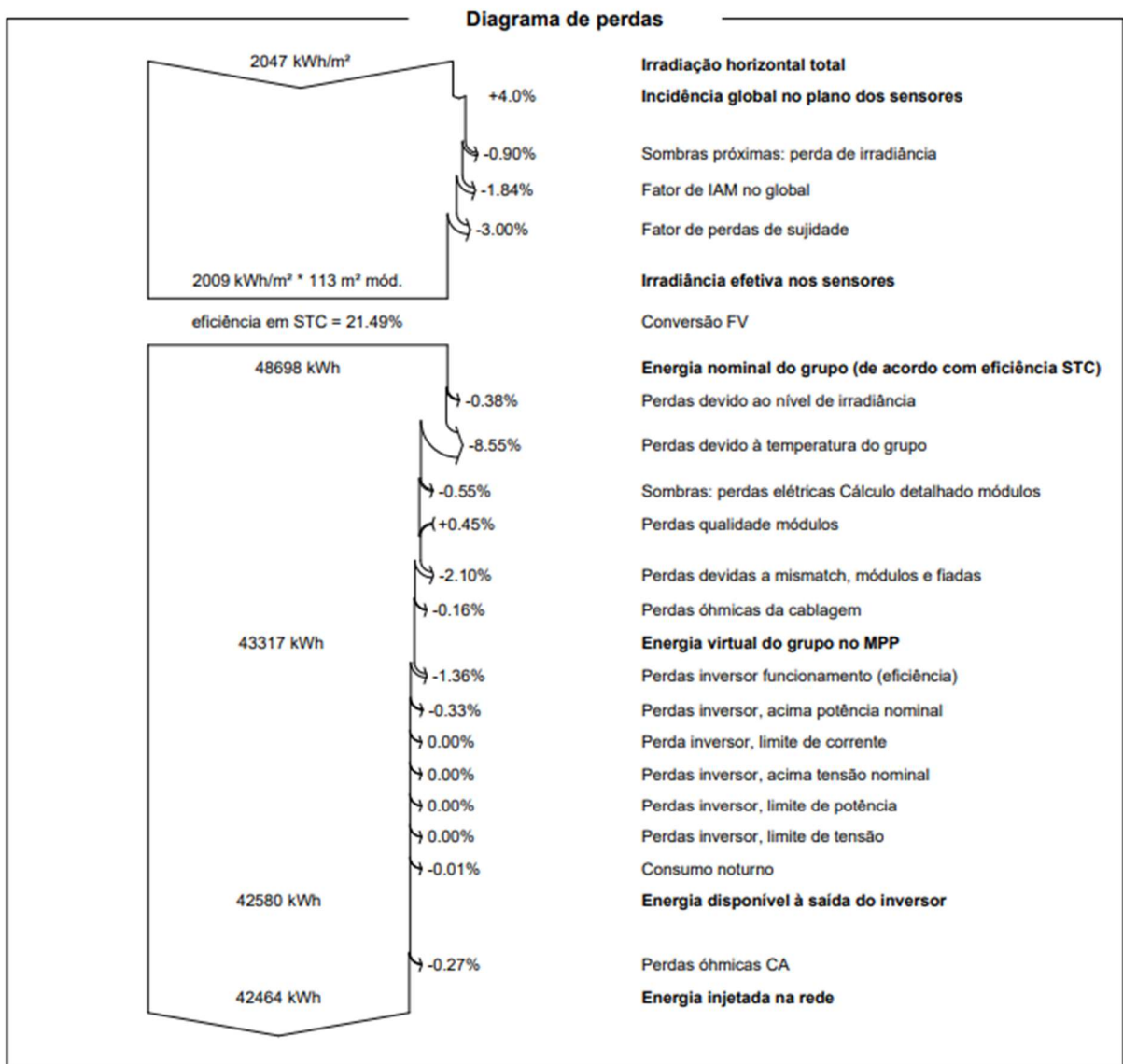
Outras informações importantes que constam no relatório são o diagrama unifilar do sistema, figura 21, e o diagrama de perdas, figura 22.

Figura 21 – Diagrama Unifilar apresentado no relatório PVsyst



Fonte: Software PVsyst – 7.3 – Versão de Testes

Figura 22 - Diagrama de perdas apresentado no relatório PVsyst



Fonte: Software PVsyst – 7.3 – Versão de Testes

5 PROJETO DE VIABILIDADE ECONÔMICA PARA IMPLEMENTAÇÃO DE USINA FOTOVOLTAICA

Para determinar a viabilidade econômica da usina fotovoltaica, foi analisado a demanda de energia, viabilidade técnica, a capacidade de produção de energia da usina fotovoltaica, a radiação solar na região; os custos de instalação, operação e manutenção da usina, bem como a previsão do fluxo de caixa diante dos senários analisados.

Para uma melhor compreensão, abordamos alguns conceitos básicos para o melhor entendimento dos passos dados no estudo da viabilidade econômica que é o escopo do trabalho.

5.1 RETORNO SOBRE O INVESTIMENTO

Para avaliar o retorno sobre o investimento, foram utilizadas as informações obtidas na análise da demanda e no estudo de viabilidade técnica. O retorno sobre o investimento foi calculado com base nos custos totais mencionados no parágrafo anterior, tarifas de energia, crédito, possíveis incentivos fiscais e financeiros disponíveis para projetos de energia renovável.

5.2 INVESTIMENTO

Os investimentos iniciais para a construção da usina fotovoltaica foram utilizados para base de cálculo duas propostas iniciais, uma de R\$ 60.800,00 (GynENERGIA,2023) e outra no valor de R\$ 73.121,25 (AZUME,2023), como mencionado de forma mais detalhada na Tabela 4 de custos de materiais, incluindo a aquisição dos equipamentos, projeto e serviço homologação, instalação e conexão à rede elétrica.

A usina fotovoltaica terá uma capacidade de geração de 23,4 KWp, com custos operacionais da usina fotovoltaica que incluem a manutenção dos equipamentos, o seguro, o monitoramento e o pessoal necessário para operar a usina. Estima-se que estes custos representem cerca de 2% do investimento inicial por ano.

5.3 ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA

O estudo de viabilidade econômica depende inicialmente da elaboração de orçamento dos materiais e obras necessárias para obter o valor do investimento inicial. É necessário ainda analisar o fluxo de caixa, para que se possa calcular os indicadores financeiros pertinentes e, então, obter as variáveis que possibilitaram uma decisão mais assertiva de se realizar o investimento ou não.

5.3.1 Investimento inicial

O investimento inicial corresponde ao valor estimado para a implantação da usina solar.

Abaixo, foi descrito na tabela 4, após os cálculos realizados com base na demanda e apoiado nos resultados obtidos através do PVSyst, foi feito o levantamento de custo dos equipamentos necessários para o projeto junto a empresa Soollar Distribuidora, empresa especializada no fornecimento de materiais fotovoltaicos de

Tabela 4 - Custo dos Materiais para projeto

PRODUTO	QDT	R\$ UNIT.	R\$ TOTAL
MODULO 560W OSDA 30MM	44	R\$ 660,00	R\$ 29.040,00
MC4 MACHO E FEMEA - PROAUTO	6	R\$ 35,40	R\$ 35,40
KIT EST PERF SOOLLAR MD04 METALICA	11	R\$ 91,90	R\$ 1.010,90
INV DEYE SUN-20K-G02-LV TRI220V 3MPPT	1	R\$ 10449,90	R\$ 10.449,90
CABO SOLAR 6MM VERMELHO 50MT	1	R\$ 209,90	R\$ 209,90
CABO SOLAR 6MM PRETO 50MT	1	R\$ 209,90	R\$ 209,90
CABO SOLAR 6MM PRETO 30MT	1	R\$ 125,90	R\$ 125,90

Fonte: Autor

Visando os cálculos de viabilidade do projeto, fazia-se necessário o levantamento não só do custo dos equipamentos, mas o valor total do projeto, contendo custos de instalação,

projeto, serviço de homologação junto a concessionária bem como toda o trabalho burocrático para implementação do projeto. Mediante a isto foi solicitado o orçamento junto a duas empresas, que prontamente nos atendeu.

A empresa Azume, é uma empresa voltada a venda de sistemas fotovoltaicos e ao desenvolvimento de sistemas de dimensionamento, geração de propostas e gestão de clientes para empresas do ramo, que cedeu temporariamente acesso ao seu sistema.

A empresa GynEnergia, atualmente renomeada para HQ Energy, empresa jovem do ramo de projetos, vendas e instalações de sistemas fotovoltaicos, formada por ex-alunos do Instituto Federal de Goiás, do curso de Engenharia Elétrica, forneceu os valores apresentados de orçamento de projeto na tabela 4 abaixo.

Tabela 5 – Valor dos projetos fotovoltaicos

EMPRESA	R\$ TOTAL
Azume	R\$ 73.131,25
GynENERGIA	R\$ 60.800,00

Fonte: Autor

5.3.2 Descrição do fluxo de caixa

O fluxo de caixa elaborado tem como objetivo estimar os custos e benefícios gerados pela usina solar ao longo do horizonte de planejamento.

Dessa forma foram considerados os custos de investimento inicial e manutenção do sistema (0,8% do investimento total), assim como a economia proporcionada pelos créditos de energia no sistema de compensação.

Vale ressaltar que no estudo realizado, não foi considerado uma possível aquisição de um novo inversor, uma vez que a garantia do equipamento é de 8 anos. Tal consideração, ocasiona em uma diminuição do VPL.

O custo de energia elétrica para a unidade consumidora relativa a usina solar foi considerado igual ao valor de R\$ 0,84322 kW/h (Equatorial Energia Goiás,2023), desconsiderando o acréscimo do custo de bandeiras tarifárias ao longo do ano. Vale ressaltar que, considerando a inflação acumulada dos últimos dez anos, foi estimado um aumento anual na tarifa de energia igual a 10,0%.

Tabela 6- Resumo do cálculo de viabilidade econômica

	Sist. GynEnergia	Sistema Azume
Investimento inicial	R\$ 60.800,00	R\$ 73.131,25
Tx. de reajuste tarifário	10,00 %	10,00 %
Méd. geração mês	3.160,00 kWh/mês	3.040,92 kWh/mês
Méd. economia mês	R\$ 2.275,00	R\$ 2.295,82
Degradação do sistema	0,7 %/Ano	0,7 %/Ano
Payback	42 Meses	29 Meses
TIR	58,8155 %	50,7453 %
VPL	R\$ 404.675,07	R\$ 392.343,82

Fonte: Autor

O projeto foi elaborado prevendo o crescimento da indústria nos próximos 5 anos, através da média de crescimento dos últimos 5 anos e também da previsão de aquisição de novos equipamentos que levará a previsão de demanda para 3500 kWh/mês, sendo que a geração fotovoltaica deve suprir a demanda da mesma, sem a necessidade de novos investimentos.

Tabela 7 - Resumo Do Cálculo De Viabilidade Econômica Ajustado

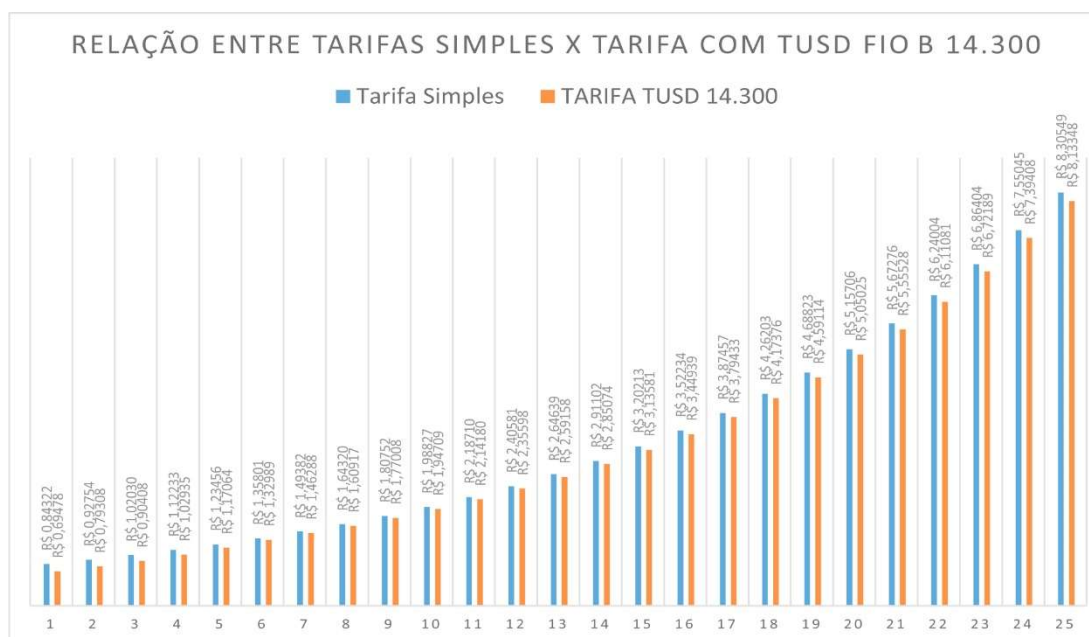
	Sist. GynEnergia	Sistema Azume
Investimento inicial	R\$ 67.341,78	R\$ 84.171,70
Tx. de reajuste tarifário	10,00 %	10,00 %
Méd. geração mês	3.500 kWh/mês	3.500 kWh/mês
Méd. economia mês	R\$ 2.694,59	R\$ 2.694,59
Degradação do sistema	0,7 %/Ano	0,7 %/Ano
Payback	26 Meses	30 Meses
TIR pré 14.300	54,1733 %	45,5104 %
TIR pós 14.300	54,1698 %	45,5033 %
VPL pré 14.300	R\$ 401.028,89	R\$ 384.198,97
VPL pós 14.300	R\$ 398.133,29	R\$ 381.303,37

Fonte: Os próprios autores

Apesar das duas empresas fornecerem propostas com potência de geração equivalente ao projeto calculado e simulado no software PVsyst, a média de geração mensal esperada, ficou abaixo do calculado para suprir o consumo nos próximos anos. Por esse motivo, foi feito um ajuste proporcional dos valores, a fim de atingir o valor de geração desejado conforme expresso na Tabela 7, dados estes utilizados para os cálculos de viabilidade econômica.

Após os devidos ajustes, foi feito um levantamento do reajuste tarifário médio no Estado de Goiás. A partir deste ponto, uma projeção do custo médio da tarifa nos próximos 25 anos foi feita juntamente com uma projeção conforme a projeção do cálculo do Fio B, para a geração de energia fotovoltaica injetada na rede, seguindo o reajuste fixado de 2023 a 2028. Para os anos seguintes, adotou-se para efeito de cálculo, a porcentagem cobrada no ano de 2028, uma vez que a partir de 2029, a legislação será revista pelo órgão competente. No Gráfico 3, pode-se ver a previsão da evolução da tarifa em ambos os casos.

Gráfico 3 - Relação entre a tarifa tradicional e a tarifa com a cobrança do fio b segundo lei 14.300



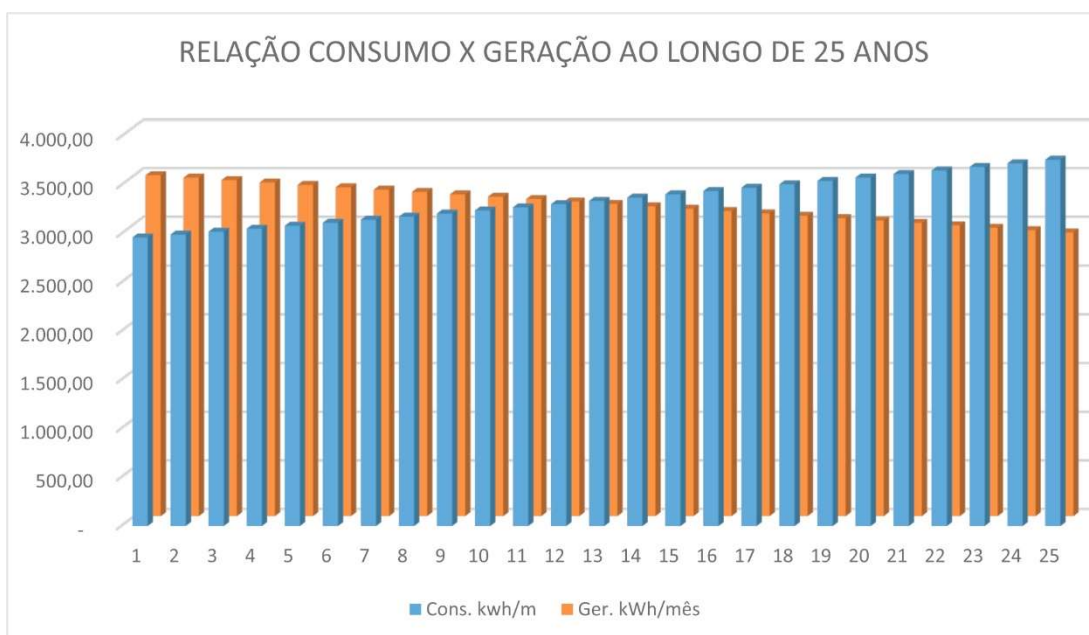
Fonte: Os próprios autores

Com a projeção da progressão tarifária, da previsão de geração, levando-se em conta a perda de eficiência do sistema segundo os próprios fabricantes a uma taxa de 0,7% ao ano, bem como a projeção de crescimento do consumo médio da empresa objeto do estudo em 2% ao ano, resultado expresso no Gráfico 04, que demonstra a projeção entre geração e consumo nos próximos 25 anos, além da geração de créditos relativos à energia injetada no sistema como excedente, demonstrado no gráfico 05.

Ainda sobre o Gráfico 04, seguindo as projeções, após 10 anos o consumo passa ser maior que a geração, deixando também de gerar créditos excedentes; porém este fato só será refletido no 15º ano, devido aos créditos acumulados, caso eles não sejam utilizados em outra unidade consumidora (conforme REN 687 que permite o compartilhamento de créditos, desde que a UC que fara uso destes créditos, seja atendida pela mesma concessionária e esteja vinculada ao mesmo CPF ou CNPJ da micro geração.), o que não é o caso, além da garantia de direito de uso dos créditos por até 5 anos conforme legislação.

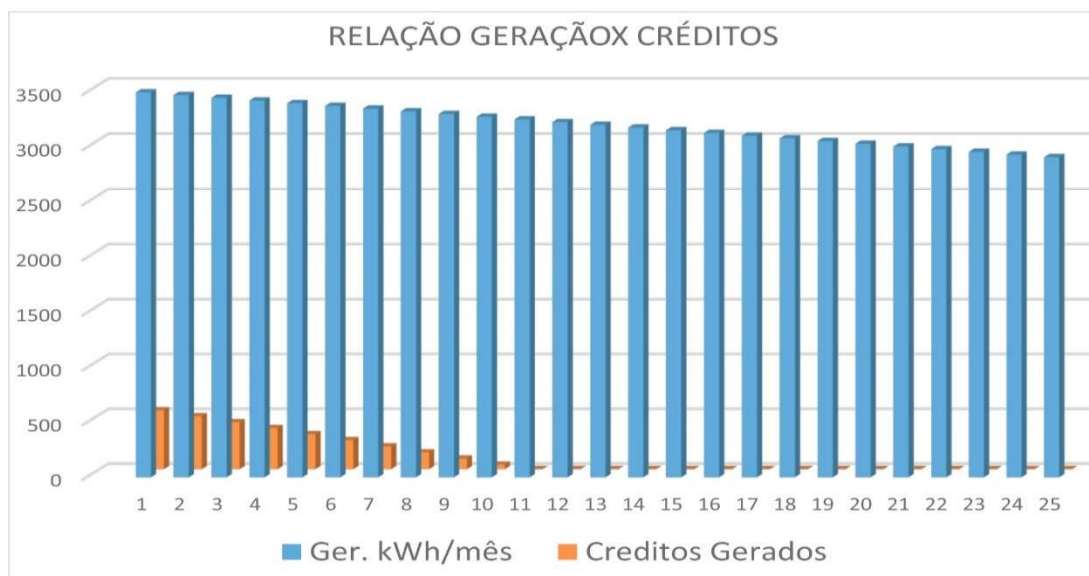
Portanto, apenas no 16º ano segundo a projeção, o fato da geração não mais suprir toda a demanda da indústria, começará a se fazer presente em valores a serem pagos referente a conta de energia.

Gráfico 4 - Relação entre contas de energia antes e depois da implementação do sistema fotovoltaico.



Fonte: Os próprios autores

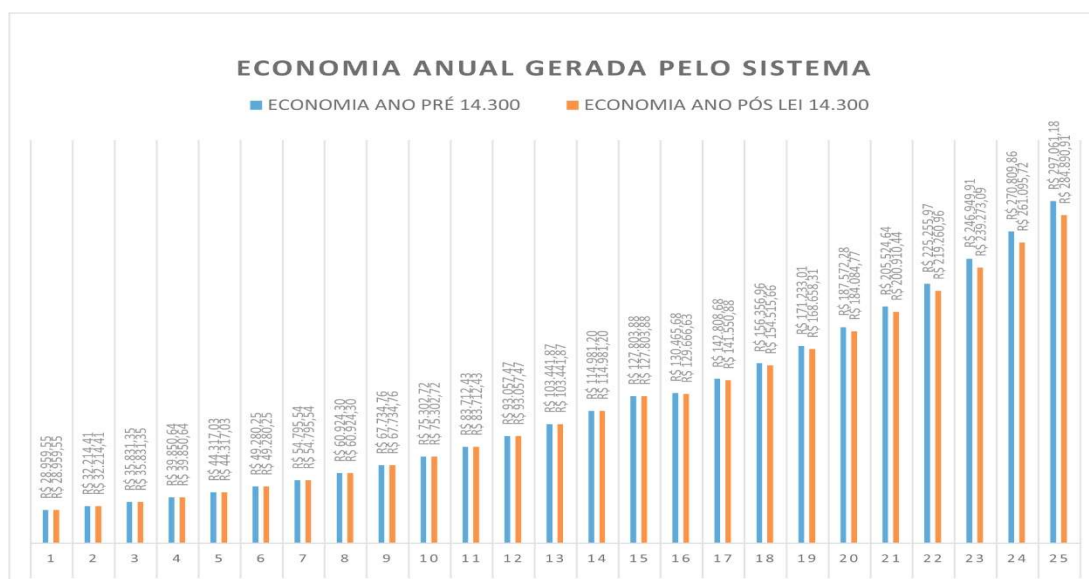
Gráfico 5 - Relação entre a geração e créditos



Fonte: Os próprios autores

Partindo dos dados obtidos, no Gráfico 06 abaixo, levando em consideração o método de cobrança pós Lei 14.300 e também a legislação anterior, a economia que o sistema traz de forma anual, onde pôde-se notar que a conta de energia permanece idêntica em ambos os casos, até que os créditos acumulados sejam utilizados ao final do 15º ano. A partir daí a economia passa a ser um pouco menor com a aplicação da TUSD Fio B segundo a lei 14.300, uma vez que a empresa começa a injetar energia no sistema em horários ociosos, como o horário do almoço por exemplo, que é um dos horários de pico de geração, passando a tomar de volta esta energia compensada segundo os créditos com o abatimento do Fio B.

Gráfico 6 - Relação entre contas de energia antes e depois da implementação do sistema fotovoltaico.

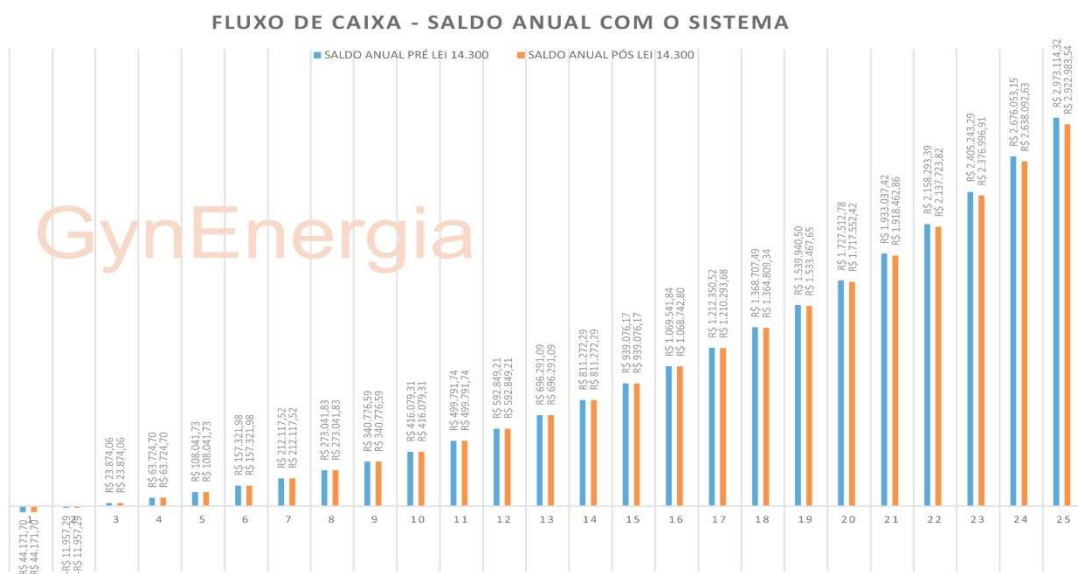


Fonte: Os próprios autores

A diferença entre as duas propostas comerciais, ficaram reservadas a forma que o fluxo de caixa progrediu ao longo do tempo, interferindo no Payback, onde a proposta da GYNenergia, apresentou o retorno do investimento 6 meses antes em relação a proposta Azume. O mesmo ocorre na TIR e no VPL. A análise destes índices, comparando o antes e o depois da Lei 14.300 entrar em vigor, conforme a Tabela 05.

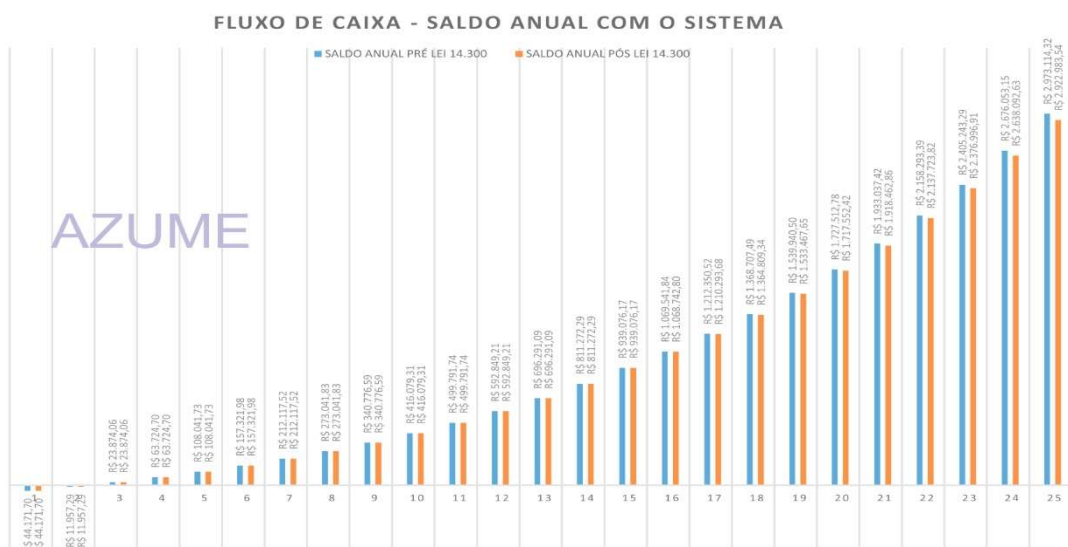
No gráfico 7 e 8 abaixo, os comportamentos dos fluxos de caixa anual de acordo com cada proposta feita.

Gráfico 7 - Fluxo de caixa segundo proposta GynENERGIA.



Fonte: Os próprios autores

Gráfico 8 - Fluxo de caixa segundo proposta azume



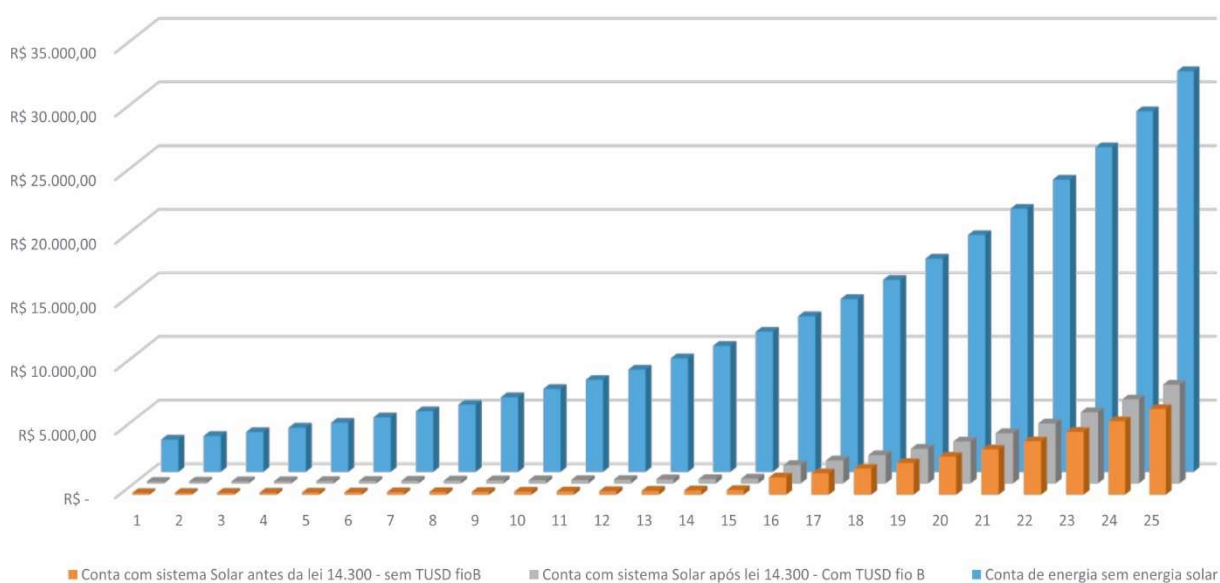
Fonte: Os próprios autores

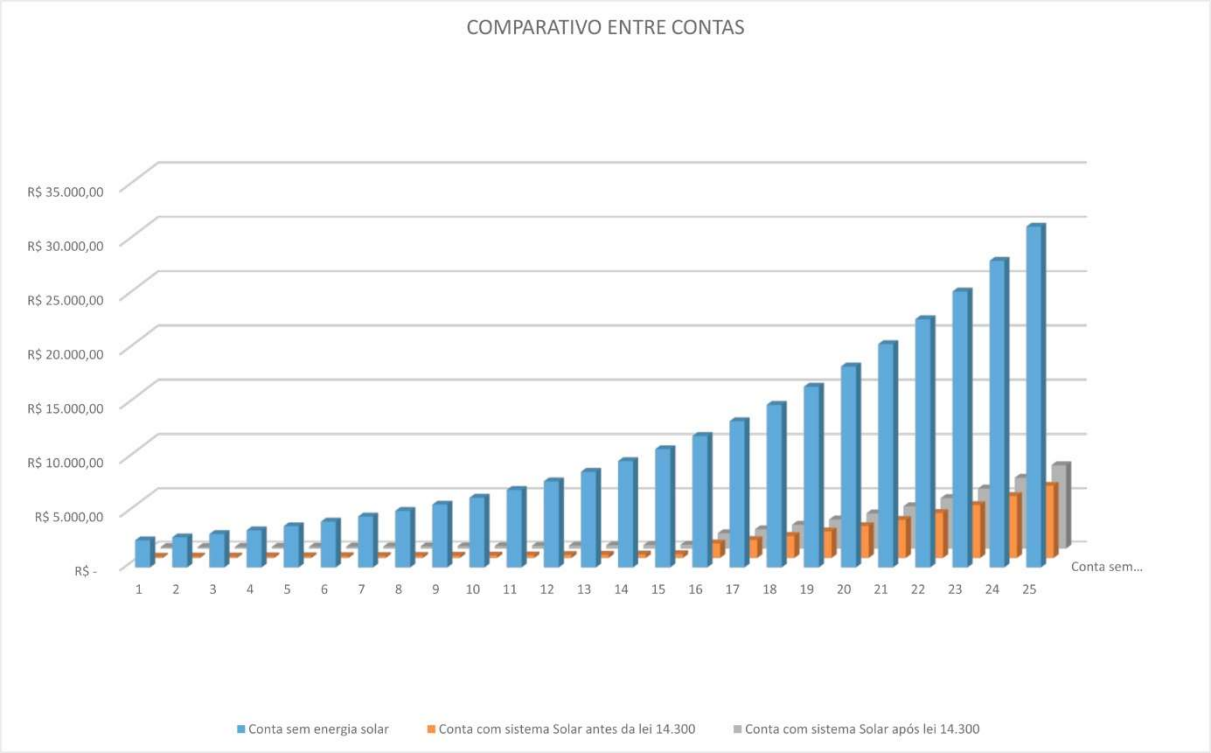
Com base nos dados apresentados e nos resultados de simulação e calculado, independente da nova forma de tarifação, o sistema fotovoltaico se mostrou extremamente vantajoso em termos de economia e retorno do investimento. Feito a comparação da conta da empresa atual e projetando nos próximos 25 anos, a diferença do que a empresa deixará de pagar é bastante expressiva, mesmo quando a demanda se tornar mais que a geração. O estudo também mostrou que quando feito uma relação com o que seria pago caso a Lei 14.300 não estivesse vigorando e também com a aplicação da mesma, a margem é um pouco menor de economia, mas de forma alguma desfavorece o projeto.

No Gráfico 9 está demonstrada a relação de gasto financeiro com energia elétrica, entre o não uso do sistema (em azul), bem como as diferenças tarifárias antes (em vermelho) e depois da nova legislação (em cinza). Com o uso do sistema proposto, apenas no 15º ano, com ou sem a taxa de compensação Fio B, começa a haver gasto financeiro pagando a concessionária pelo uso de energia.

Independente da nova lei, o sistema mostrou-se, bastante interessante para a indústria, uma vez que mesmo depois da nova legislação, os gastos com energia elétrica em relação ao investimento no sistema fotovoltaico, diminuíram de forma bastante satisfatório

Gráfico 9 - Relação entre os cenários referentes a lei 14.300 e a ausência do sistema fotovoltaico
COMPARAÇÃO ENTRE CONTAS ANTES E DEPOIS DA INSTALAÇÃO DA USINA FOTOVOLTAICA





Fonte: Os próprios autores

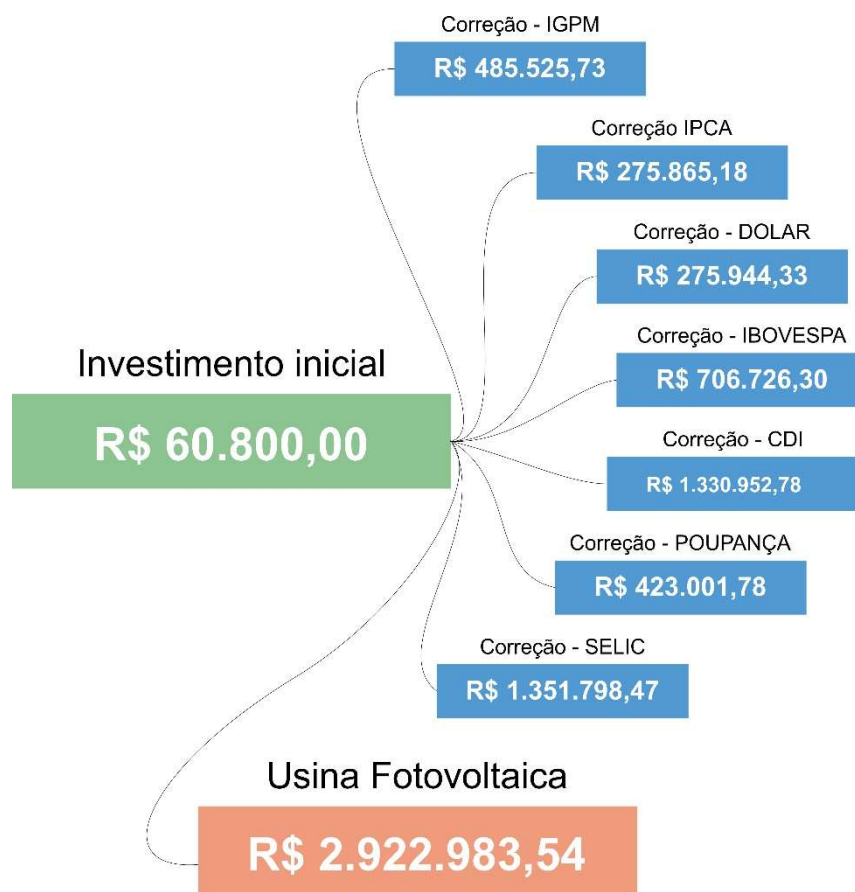
5.3.3 Custo de Oportunidade.

Visando analisar se o investimento foi uma boa escolha para a empresa, foi comparado o valor investido, levando-se em conta o menor orçamento de R\$ 60.800,00, comparando com aplicações ao longo de 25 anos, conforme análise do retorno econômico do sistema fotovoltaico.

Para a análise, tomou-se os índices de acordo com os últimos 25 anos e feito uma projeção futura por igual período, tempo no qual foi analisado o retorno financeiro da usina fotovoltaica.

Tabela 8– Previsão de retorno em outro ativos projetados para 25 anos.

INVESTIMENTO INICIAL:		R\$ 60.800,00
ÍNDICE	FATOR DE CORREÇÃO DO PERÍODO	TOTAL
IGPM	7,97%	R\$ 485.525,73
IPCA	4,51%	R\$ 275.865,18
DOLAR	4,16%	R\$ 275.944,33
IBOVESPA	10,94%	R\$ 665.314,79
CDI	21,88%	R\$ 1.330.952,78
POUPANÇA	1,80%	R\$ 109.776,83
SELIC	22,2%	R\$ 1.351.798,47
USINA FOTOVOLTAICA	ACUMULADO NO PERÍODO	R\$ 2.922.983,54



Fonte para base de projeção: BOVESPA; BCB; Os próprios autores

Com base nestas projeções feitas a partir dos índices colhidos no site do Banco Central do Brasil (BCB) e do site da BOVESPA, o investimento no objeto deste estudo, mostrou-se mais rentável no período comparado relativo ao tempo de vida útil do sistema, demonstrando mais uma vez a viabilidade do projeto.

6 CONCLUSÃO

Com a finalidade de realizar um projeto técnico e um estudo de viabilidade econômica de usina fotovoltaica que tem previsão de ser implantada em 2026, em indústria metalúrgica na cidade de Goiânia, buscou-se primeiramente, por meio de uma revisão bibliográfica, apresentar conceitos básicos no que tange a geração fotovoltaica. Também foi possível apresentar o atual cenário fotovoltaico no Brasil expondo normas que estão vigentes atualmente.

Em seguida, objetivou-se realizar um estudo de caso de um sistema de geração fotovoltaico conectado a rede em uma indústria na cidade de Goiânia. O primeiro passo para realização do projeto é realizando o dimensionamento dele, através de um levantamento geral da unidade consumidora como: localização, irradiância no local, consumo, entre outros. De posse desses dados foi possível realizar os cálculos e simulações a fim de se obter o número de módulos necessários, para suprir a necessidade da empresa.

Com base no estudo apresentado, nos dados colhidos e nos resultados, observando também a nova legislação, podemos perceber que o sistema fotovoltaico veio de encontro as necessidades energéticas da empresa.

O Sistema de Geração Fotovoltaico projetado possui capacidade de gerar 43MWh/ano, utilizando 44 módulos fotovoltaico de 560 Wp ligados a um inversor de 20 kWp. O Custo do sistema completo foi de R\$60.800,00.

Após a análise econômica, percebeu-se que haverá uma redução de custos com energia elétrica bastante expressiva, com um tempo de retorno a curto prazo, de apenas 26 meses, na configuração apresentada mediante a solicitação feita, trazendo também um retorno sobre o investimento bastante satisfatório, o que vai proporcionar maior lucratividade para o cliente.

O sistema fotovoltaico ainda demonstra flexibilidade, uma vez que, se for necessário aumentar a potência do sistema, a área disponível que ainda restaria, permite que se dobre a capacidade instalada, aumentando o nos primeiros 15 anos a quantidade de créditos injetados, onde poderiam ser utilizados em outras UCs ligadas a empresa, proporcionando mais lucratividade; aumenta a possibilidade de expansão da empresa sem uma grande preocupação por necessidade energética, bem como possibilita a venda destes créditos, que fica como sugestão para trabalhos futuros.

São notórias as vantagens de se usar esta fonte de energia limpa, e mesmo com as taxas de abatimento do Fio B com sua escalada nos próximos 5 anos, o sistema fotovoltaico se mostrou a melhor opção em termos de custo-benefício como solução energética para a indústria em questão.

Por fim, recomenda-se como investigações futuras:

- Avaliar a aplicabilidade de se utilizar um inversor híbrido, que possibilitaria que empresa pudesse utilizar a geração para consumo instantâneo em um momento de falta de energia fornecida pela concessionária.
- Realizar um estudo de melhoria do sistema com a utilização de micro inversores;
- Realizar um estudo de caso avaliando a geração após a execução do projeto, afim de se comparar os dados teóricos com os dados reais de geração.

REFERÊNCIAS

ABSOLAR. Dados do setor. Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (Absolar), [s.d.]. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/dados-do-setor/>. Acesso em: 21 abr. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Fontes de Geração de Energia e o Meio Ambiente: Impactos e Desafios. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/energia-e-meio-ambiente>. Acesso em: 21 abr. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Capacidade instalada de geração de energia elétrica do país cresce 7,8% em fevereiro. Anel, 11 abr. 2022. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset_publisher/93KJ/content/capacidade-instalada-de-geracao-de-energia-eletrica-do-pais-cresce-7-8-em-fevereiro/656877?inheritRedirect=false. Acesso em: 21 abr. 2023.

ALTERNATIVA VIÁVEL? Anais do Seminário Científico do UNIFACIG, n. 5, 2019.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil) - ANEEL. 3º Ed.

Brasília-DF: Atlas de energia elétrica do Brasil: Energia Hidráulica. 2008

COSTA, Andrelise Cardoso et al. ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA: UMA

DADOS DO MERCADO DE ENERGIA SOLAR NO BRASIL. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/mercado-de-energia-solar-no-brasil.html>. Acesso em: 03 de setembro de 2023.

DI SOUZA, R. Os Sistemas de Energia Solar Fotovoltaica: Livro Digital de Introdução aos Sistemas Solares. Edição Única. Ribeirão Preto – SP, 2013

GALDINO, Marco AE et al. O contexto das energias renováveis no Brasil. Revista da DIRENG, p. 17-25, 2000

LIMA, Nelson. Brasil chega ao topo do ranking mundial em capacidade instalada de energia solar. Portal Altonia, Paraná 2023 Disponível em: <https://portalaltonia.com.br/noticia/48524/brasil-chega-ao-topo-do-ranking-mundial-em-capacidade-instalada-de-energia-solar>, acessado em 03 de setembro de 2023.

LOPES, L. F. da R. Importância da energia renovável para o meio ambiente. 2011.
MARTINS, F.R.; GUARNIERI, R.A., PEREIRA, E.B.. O aproveitamento da energia eólica. Rev. Bras. Ensino Fis. [online]. 2008, vol.30.

OLIVEIRA, Jaqueline Rezende. A Importância da Energia Solar para o Desenvolvimento Sustentável. 2019.

PAINEIS SOLARES: Ligação em Serie. Disponível em: <https://www.mpptsolar.com/pt/paineis-solares-em-serie.html>. Acesso em 06/12/2023

PAINEIS SOLARES: Ligação em Paralelo. Disponível em: <https://www.mpptsolar.com/pt/paineis-solares-em-paralelo.html>. Acesso em 06/12/2023.

PEREIRA, Fabiana Luzia; MENDES, Marina Alves. O uso de energia solar fotovoltaica como alternativa à redução da fatura de energia elétrica em blocos universitários. Engenharia Civil-Tubarão, 2018.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. MANUAL DE ENGENHARIA PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS. CEPEL - CRESESB. Rio de Janeiro: [s.n.], 2014.

Principal fonte de energia de cada estado do Brasil. Disponível em:

<<https://www.site.abrhydro.org.br/post/principal-fonte-de-energia-de-cada-estado-do-brasil>>. Acesso em 06/12/2023

ROVERE, Emilio Lèbre La. Meio ambiente: aspectos técnicos e econômicos, Capítulo 1. 1ª Edição, Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (Ipea), Rio de Janeiro, 1990

SANTOS, Edmilson Moutinho dos et al. Gás natural: a construção de uma nova civilização. Estudos Avançados, v. 21, n. 59, p. 67-90, 2007.

SANTOS, Edmilson Moutinho dos. Gás natural: estratégias para uma energia nova no Brasil. Annablume, 2002.

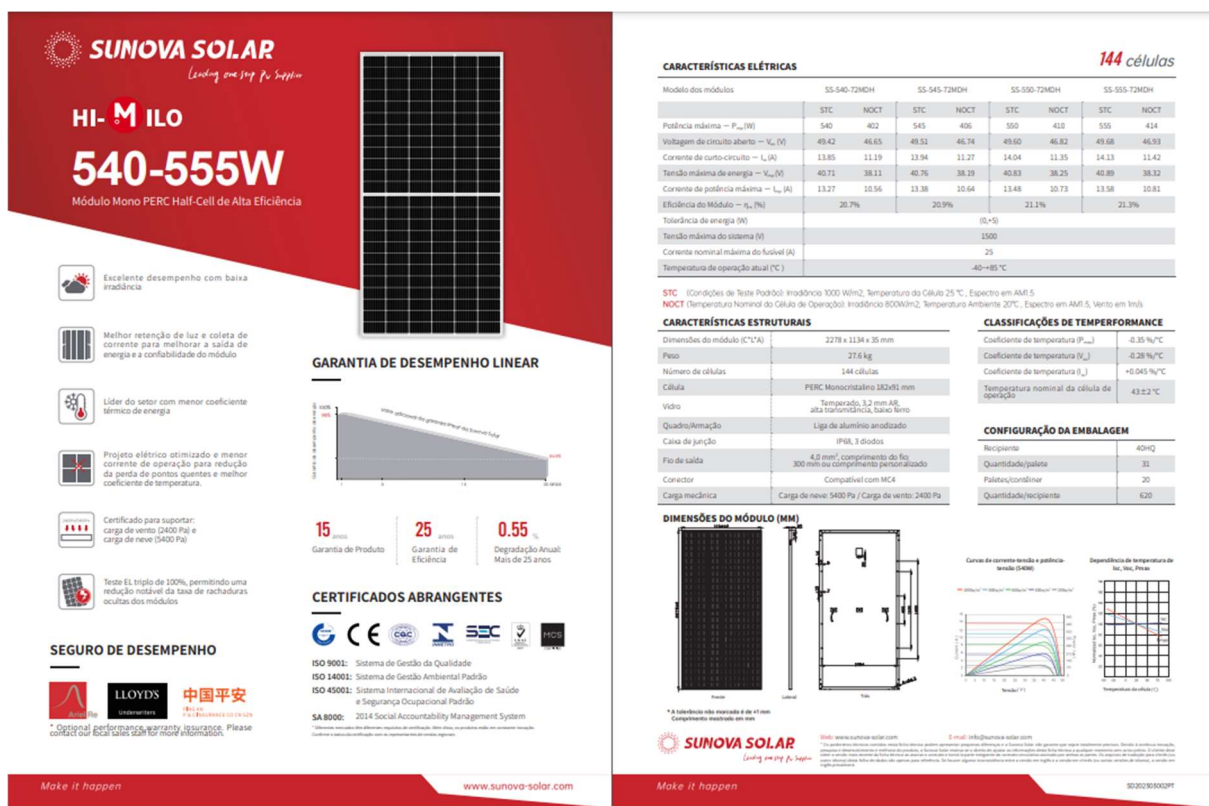
SOBRINHO, José Dutra Vieira. Matemática financeira. São Paulo: Atlas, 2014.

SOLARPOWER EUROPE. Global Market Outlook for Solar Power 2022-2026. [S.l.]: SolarPower Europe, 2022. Disponível em: <https://www.solarpowereurope.org/global-market-outlook-for-solar-power-2022-2026/>. Acesso em: 21 abr. 2023.

VILLALVA, Marcelo Gradella. Energia Solar Fotovoltaica. Saraiva Educação SA, 1983.

7 ANEXOS

Anexo 1: Datasheet Módulo Fotovoltaico



Fonte: SUNOVA SOLAR

Anexo 2: Datasheet Inversor



- 127 / 220Vac e 60Hz, sistema trifásico
- Rastreador MPP máx. 4, máx. eficiência de até 98,7%
- Aplicativo de exportação zero, aplicativo VSG
- Monitoramento inteligente de string (opcional)
- Ampla faixa de tensão de saída
- Tipo II DC / AC SPD
- Função anti-PID (opcional)

Especificações técnicas

Modelo	SUN-20K-G-LV	Proteção	
Lado de entrada		Proteção de polaridade reversa DC	sim
Máx. Potência de entrada DC (kW)	26	Proteção de curto-circuito AC	sim
Máx. Tensão de entrada DC (V)		Proteção de Sobrecorrente de Saída CA	sim
Tensão de entrada CC de inicialização (V)		Proteção contra ilhotas	
Faixa de operação do MPPT (V)		Proteção de Temperatura	sim
Máx. Corrente de entrada DC (A)	40 40	Interruptor DC Integrado	sim
Máx. Corrente de curto-circuito (A)	60 60	Upload de software remoto	sim
Número de MPPT / Strings por MPPT	2/3	Mudança remota de parâmetros operacionais	sim
		Proteção contra sobretensão	DC Tipo II / AC Tipo II
Lado de saída		Dados gerais	
Potência de saída nominal (kW)	20	Tamanho (mm)	647,5W × 537H × 303,5D
Máx. Potência ativa (kW)	22	Peso (kg)	44.5
Tensão nominal da rede CA (V)		Topologia	Sem transformador
Faixa de tensão da rede CA (V)	176Vac ~ 242Vac (isso pode variar com os padrões da rede)	Consumo Interno	<1W (noite)
Máx. Corrente de saída CA (A)	57.8	Temperatura de funcionamento	-25°C 65
Fator de potência de saída	0,8 levando a 0,8 atraso	Proteção de entrada	IP65
THD atual da grade	<2%	Emissão de ruído (típica)	<45 dB
Corrente de injeção DC (mA)	<0,5%	Conceito de refrigeração	Resfriamento inteligente
Faixa de frequência da rede	57 ~ 62	Segurança EMC / Padrão	IEC62109-1 / -2, IEC61000-6-2, IEC61000-6-4, IEC61000-3-11, IEC61000-3-2
Eficiência		Recursos	
Eficiência máxima	98,7%	Conexão DC	MC-4 compatível
Eficiência do Euro	98%	Conexão AC	Plugue com classificação IP65
Eficiência MPPT	> 99%	Exibição	LCD 240 × 160
		Interface	RS485 / RS232 / Wifi / LAN

Fonte: DEYE