

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE MARINGÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE PRODUÇÃO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE PRODUÇÃO

EDUARDO SHINZATO LIMA

**Análise da viabilidade econômica da energia solar fotovoltaica integrando a
manutenção em uma indústria de argamassa**

Maringá
2024

EDUARDO SHINZATO LIMA

Análise da viabilidade econômica da energia solar fotovoltaica integrando a manutenção em uma indústria de argamassa

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção do Departamento de Engenharia de Produção, Centro de Tecnologia da Universidade Estadual de Maringá, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia de Produção.
Área de concentração: Engenharia de Produção

Orientadora: Profa. Dra. Gislaine Camila Lapasini Leal

Maringá
2024

Dados Internacionais de Catalogação-na-Publicação (CIP)
(Biblioteca Central - UEM, Maringá - PR, Brasil)

L732a

Lima, Eduardo Shinzato

Análise da viabilidade econômica da energia solar fotovoltaica integrando a manutenção em uma indústria de argamassa / Eduardo Shinzato Lima. -- Maringá, PR, 2024.

140 f. : il. color., figs., tabs.

Orientadora: Profa. Dra. Gislaine Camila Lapasini Leal.

Dissertação (Mestrado) - Universidade Estadual de Maringá, Centro de Tecnologia, Departamento de Engenharia de Produção, Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção, 2024.

1. Energia solar fotovoltaico. 2. Sistema Fotovoltaico. 3. Viabilidade econômica. I. Leal, Gislaine Camila Lapasini, orient. II. Universidade Estadual de Maringá. Centro de Tecnologia. Departamento de Engenharia de Produção. Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção. III. Título.

CDD 23.ed. 621.31244

FOLHA DE APROVAÇÃO

EDUARDO SHINZATO LIMA

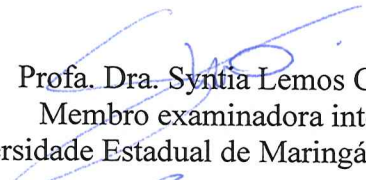
Análise da viabilidade econômica da energia solar fotovoltaica integrando a manutenção: estudo de caso em uma indústria de argamassa

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção do Centro de Tecnologia da Universidade Estadual de Maringá, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia de Produção pela Banca Examinadora composta pelos membros:

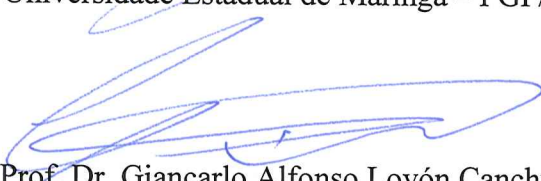
BANCA EXAMINADORA



Profa. Dra. Gislaine Camila Lapasini Leal
Presidente Orientadora
Universidade Estadual de Maringá – PGP/UEM



Profa. Dra. Syntia Lemos Cotrim
Membro examinadora interno
Universidade Estadual de Maringá – PGP/UEM



Prof. Dr. Giancarlo Alfonso Lovón Canchumani
Membro examinador externo
Universidade Federal do Paraná - UFPR

Aprovada em: 04 de março de 2024.

Local da defesa: Sala 02, Bloco 19, *campus* da Universidade Estadual de Maringá.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus pela minha saúde, fundamental para realização dos objetivos na minha vida.

Aos meus filhos Raphael e Annelise, pelo apoio familiar nessa empreitada.

Aos amigos Ariane Zambon Miranda e Wagner da Silva Ferreira Filho, pelo incentivo constante na minha carreira docente.

Aos professores Dr. Marcelo Nunes Fonseca e Dr. Fernando Nunes Belchior, pelas aulas de Engenharia Econômica e Tarificação de Energia Elétrica.

Aos professores Dra. Syntia Lemos Cotrim e Dr. Giancarlo Alfonso Lovón Canchumani, pelos comentários neste trabalho que fomentaram mais pesquisas sobre o tema.

Ao Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Rondônia, através do auxílio do Programa de Incentivo à Qualificação, proporcionou recursos para o meu desenvolvimento profissional.

Ao apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001.

À minha orientadora Profa. Dra. Gislaine Camila Lapasini Leal que, sob sua supervisão, tornou esse sonho em realidade.

EPÍGRAFE

Se quiseres conhecer uma pessoa,
não lhe pergunte o que pensa,
mas sim o que ama.

(Santo Agostinho)

Análise da viabilidade econômica da energia solar fotovoltaica integrando a manutenção em uma indústria de argamassa

RESUMO

O acesso à energia elétrica é uma questão de desenvolvimento associado a questões sociais e os métodos para a obtenção de energia devem ser sustentáveis para beneficiar toda a espécie de vida na terra. Na utilização de energias renováveis para geração de energia elétrica, a energia solar se destaca pela disponibilidade desta fonte e pelo custo por geração ser inferior quando comparado com outras fontes. O objetivo deste trabalho foi analisar a viabilidade econômica da implantação de um sistema fotovoltaico em uma indústria de argamassa, que apresenta em seu entorno um ambiente com grande exposição à poeira, nos cenários antes e depois da Lei 14.300/2022, com os critérios de decisão de *payback* descontado, Taxa Interna de Retorno (TIR) e Valor Presente Líquido (VPL). O diferencial deste trabalho foi contemplar nesta análise os custos de Operação e Manutenção (O&M) para garantir o desempenho do gerador fotovoltaico. Foram utilizadas como referências de Taxa Mínima de Atratividade (TMA) o Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), o Índice Geral de Preços do Mercado (IGP-M) e a Taxa do Sistema Especial de Liquidação e de Custódia (SELIC). A cobrança da Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) impactou significativamente os resultados e o estudo também revelou que desconsiderar os custos de O&M no projeto representa uma falha na análise de viabilidade, mascarando as possibilidades do ganho financeiro com o sistema. A cobrança da TUSD aumentou o *payback* descontado de 1 a 4 anos e o VPL diminuiu de 29,9 a 40,5%. Comparando com o cenário sem a inclusão dos custos de O&M o *payback* descontado aumentou de 2 a 5 anos e o VPL apresentou uma redução entre 34,6 e 50,6%.

Palavras-chave: Energia solar. Sistema fotovoltaico. Manutenção integrada. Viabilidade econômica.

Analysis of the economic feasibility of photovoltaic solar energy integrating maintenance in a mortar industry

ABSTRACT

Access to electrical energy is a development issue associated with social issues and methods for obtaining energy must be sustainable to benefit all species of life on earth. When using renewable energy to generate electrical energy, solar energy stands out due to the availability of this source and the lower cost per generation when compared to other sources. The objective of this work was to analyze the economic feasibility of implementing a photovoltaic system in a mortar industry, which has an environment with great exposure to dust, in scenarios before and after Law 14,300/2022, with the decision criteria discounted payback, Internal Rate of Return (IRR) and Net Present Value (NPV). The difference in this work was to include Operation and Maintenance (O&M) costs to guarantee the performance of the photovoltaic generator. The Broad Consumer Price Index (IPCA), the General Market Price Index (IGP-M) and the Special Settlement and Custody System Rate (SELIC) were used as references for the Minimum Attractive Rate (TMA). The charging of the Distribution System Usage Tariff (TUSD) significantly impacted the results and the study also revealed that disregarding O&M costs in the project represents a flaw in the feasibility analysis, masking the possibilities of financial gain from the system. The TUSD charge increased the discounted payback from 1 to 4 years and the NPV decreased from 29.9 to 40.5%. Comparing to the scenario without the inclusion of O&M costs, the discounted payback increased by 2 to 5 years and the NPV presented a reduction between 34.6 and 50.6%.

Keywords: Solar energy. Photovoltaic system. Integrated maintenance. Economic feasibility.

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Composição da tarifa.....	30
Quadro 2 - Efeitos da poeira observados em diferentes países	66
Quadro 3 - Principais eventos no histórico da energia solar fotovoltaica no Brasil.....	69
Quadro 4 – Classificação das perdas do gerador fotovoltaico.....	75
Quadro 5 – Condições de viabilidade econômica	86
Quadro 6 - Critérios de decisão dos fornecedores de sistemas fotovoltaicos na região	86
Quadro 7 - Características do consumidor	93
Quadro 8 - Serviços de operação e manutenção (O&M).....	105

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Irradiação global horizontal Brasil x Alemanha	24
Figura 2 – Potência da usina.....	31
Figura 3 – Mudança de pagamento da TUSD	32
Figura 4 – Microgeração distribuída	33
Figura 5 – Minigeração distribuída	34
Figura 6 – Histórico das bandeiras tarifárias	39
Figura 7 - Espectro da radiação solar com detalhamento da faixa visível humana.....	40
Figura 8 - Distância Terra-Sol	41
Figura 9 - Relação entre o ângulo zenital e a latitude	43
Figura 10 - Variação da camada da atmosfera durante o dia.....	44
Figura 11 - Variação da TG em função do clima	45
Figura 12 - Distribuição da radiação solar na superfície terrestre	45
Figura 13 - Distribuição percentual da radiação solar incidente	46
Figura 14 - Exemplos de radiação solar diária com valores equivalentes de HSP.....	48
Figura 15 - Efeito fotovoltaico em uma célula solar	50
Figura 16 - Estado atual das tecnologias fotovoltaicas.....	52
Figura 17 - Utilização do SPPM em sistemas fotovoltaicos	57
Figura 18 - Componentes de um arranjo fotovoltaico	58
Figura 19 – Esquema básico de sistema fotovoltaico isolado	59
Figura 20- Sistema fotovoltaico conectado à rede.....	60
Figura 21 – Exemplo de uma configuração de sistema fotovoltaico isolado	61
Figura 22 – Períodos de transição.....	70
Figura 23 - Produtividade de SFCR x FDI para sete inversores comerciais	73
Figura 24 - Fluxograma do método de pesquisa	90
Figura 25 - Forno de secagem da areia.....	93
Figura 26 - Armazenagem de areia.....	94
Figura 27 – Mistura da argamassa	95
Figura 28 – Embalagem da argamassa	95
Figura 29 – Armazenagem dos componentes da mistura	96
Figura 30 - Pátio da empresa	96
Figura 31 - Simulação da instalação do gerador fotovoltaico no telhado da indústria.....	102

Figura 32 – Diagrama do arranjo fotovoltaico	103
Figura 33 - Comparação dos saldos de caixa e cenários de viabilidade econômica com O&M antes e depois da Lei 14.300/22	119
Figura 34 - Comparação dos saldos de caixa e cenários de viabilidade econômica depois da Lei 14.300/22 com e sem O&M	124

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Emissão mundial de gases de efeito estufa	23
Gráfico 2 - Participação da capacidade de energia acumulada por tecnologia (2010-2027) ...	24
Gráfico 3 – Geração distribuída solar fotovoltaica por classe de consumo.....	25
Gráfico 4 – Fontes de geração de energia elétrica no Brasil	26
Gráfico 5 - Medições da Irradiância Solar Total	41
Gráfico 6- Relação entre a RSE e a latitude	42
Gráfico 7 - Relação entre o fotoperíodo e a latitude.....	44
Gráfico 8 - Detalhamento dos custos médios totais por país (2021)	51
Gráfico 9 - Eficiências de Células Solares de Laboratório.....	52
Gráfico 10 - Participação da produção anual global fotovoltaica por tecnologia	53
Gráfico 11 - Comparação de tecnologias em laboratório: Células x Módulos.....	54
Gráfico 12- Evolução dos preços médios anuais dos módulos por mercado em 2013 e 2021.	55
Gráfico 13 - Efeito da variação da irradiância solar sobre a curva característica I-V	62
Gráfico 14 - Arranjo fotovoltaico sem sombreamento.....	62
Gráfico 15 – Arranjo fotovoltaico com sombreamento.....	63
Gráfico 16 - Efeito da variação da temperatura sobre a curva característica I-V.....	64
Gráfico 17 - Relação entre a adesão e a umidade relativa.....	65
Gráfico 18 - Eficiência do módulo fotovoltaico x umidade relativa	65
Gráfico 19 – Redução da eficiência do módulo x densidade da poeira.....	67
Gráfico 20 - Efeito da poeira na potência de saída do módulo fotovoltaico ao ar livre	67
Gráfico 21 – Pedidos de solicitação de acesso (GW).....	71
Gráfico 22 - Eficiência x irradiância do módulo fotovoltaico.....	77
Gráfico 23 – Irradiação solar no plano horizontal de localidade próxima	99
Gráfico 24 – Saldos de caixa para o projeto com O&M antes da Lei 14.300/22	114
Gráfico 25 - Saldos de caixa com O&M para o projeto depois da Lei 14.300/22	118
Gráfico 26 - Saldos de caixa para o projeto sem O&M depois da Lei 14.300/22	123

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Consumo de energia por classe de consumidor	25
Tabela 2 - Custos de geração por tipo de fonte	27
Tabela 3 - Participação dos tipos de inversores no mercado em 2020	56
Tabela 5 - Sumário das contas de energia elétrica da empresa em 2022.....	97
Tabela 6 - Irradiação solar no plano inclinado	100
Tabela 7 - Estimativas do consumo mensal, médias anual e diária.....	101
Tabela 8 - Taxa de desempenho	104
Tabela 9 - Dimensionamento do sistema fotovoltaico	104
Tabela 10 - Dados para análise de viabilidade econômica.....	105
Tabela 11 - Histórico da tarifa ponta.....	106
Tabela 12 - Histórico da tarifa fora ponta.....	106
Tabela 13 - Receitas mensal e anual com o sistema fotovoltaico	107
Tabela 14 – Estimativa da evolução das tarifas ponta e fora ponta ao longo do projeto	108
Tabela 15 - Histórico do IPCA	109
Tabela 16 – Histórico do IGP-M	109
Tabela 17 - Histórico da taxa SELIC.....	109
Tabela 18 - Histórico da TUSD Geração Fio B.....	110
Tabela 19 - Histórico da TUSD Fio B Ponta.....	110
Tabela 20 – Saldo de caixa antes da Lei 14.300/22 com O&M e TMA = IPCA	111
Tabela 21 - Saldo de caixa antes da Lei 14.300/22 com O&M e TMA = IGPM.....	111
Tabela 22 - Saldo de caixa antes da Lei 14.300/22 com O&M e TMA = SELIC.....	112
Tabela 23 - Cenários de saldos de caixa com O&M antes da Lei 14.300/22.....	113
Tabela 24 - Cenários de viabilidade econômica com O&M antes da Lei 14.300/22	114
Tabela 25 - Saldo de caixa depois da Lei 14.300/22 com O&M e TMA = IPCA	115
Tabela 26 - Saldo de caixa depois da Lei 14.300/22 com O&M e TMA = IGPM.....	116
Tabela 27 - Saldo de caixa depois da Lei 14.300/22 com O&M e TMA = SELIC	116
Tabela 28 - Cenários de saldos de caixa com O&M depois da Lei 14.300/22.....	117
Tabela 29 - Cenários de viabilidade econômica com O&M depois da Lei 14.300/22.....	118
Tabela 30 - Saldo de caixa depois da Lei 14.300/22 sem O&M e TMA = IPCA.....	120
Tabela 31 - Saldo de caixa depois da Lei 14.300/22 sem O&M e TMA = IGP-M.....	120
Tabela 32 - Saldo de caixa depois da Lei 14.300/22 sem O&M e TMA = SELIC	121

Tabela 33 - Cenários de saldos de caixa sem O&M depois da Lei 14.300/22	122
Tabela 34 - Cenários de viabilidade econômica sem O&M depois da Lei 14.300/22	123

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
ABRADEE	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BCB	Banco Central do Brasil
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
c.a.	corrente alternada
c.c.	corrente contínua
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i>
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CDR	Combustíveis Derivados de Resíduos
CEEE	Companhia Estadual de Energia Elétrica
CPTEC	Centro de Previsão de Tempo e Estudos Climáticos
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito
DMA	Divisão de Clima e Meio Ambiente
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FADE	Fundação de Apoio ao Desenvolvimento
FGV IBRE	Instituto Brasileiro de Economia da Fundação Getúlio Vargas
FV	Fotovoltaico
GC	Geração Centralizada
GD	Geração Distribuída
GEE	Gases de efeito estufa
GtCO ₂ e	gigatonelada de dióxido de carbono equivalente
GW	gigawatts
h	hora
HSP	Horas de Sol Pleno
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IEMA	Instituto de Energia e Meio Ambiente
IGP-M	Índice Geral de Preços do Mercado
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais

INEE	Instituto Nacional de Eficiência Energética
IPCA	Índice de Preços ao Consumidor Amplo
IPCC	<i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i>
IRENA	<i>International Renewable Energy Agency</i>
ISE	<i>Institute for Solar Energy Systems</i>
IST	Irradiância Solar Total
kW	quilowatts
kWh	quilowatts-hora
LABENS	Laboratório de Energia Solar
LEPTEN	Laboratório de Engenharia de Processos de Conversão e Tecnologia de Energia
MMGD	Micro e Minigeração Distribuída
MWh	megawatts-hora
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
O&M	Operação e Manutenção
OPV	<i>Organic Photovoltaic</i>
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PERC	<i>Passivated Emitter Rear Cell/Contact</i>
PNUD	Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento
PROCEL	Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica
PRORET	Procedimentos de Regulação
PSC	<i>Perovskite Solar Cell</i>
REN	Resolução Normativa
R&D	<i>Research and Development</i>
RSE	Radiação Solar Extraterrestre
SCEE	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
SELIC	Sistema Especial de Liquidação e de Custódia
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
SFH	Sistema Fotovoltaico Híbrido
SFI	Sistema Fotovoltaico Isolado
SFV	Sistema Fotovoltaico
SHP	<i>shapefile</i>
SIN	Sistema Interligado Nacional
SWERA	<i>Solar and Wind Energy Resource Assessment</i>

TD	Taxa de Desempenho
TE	Tarifa de Energia
TG	Transmitância Global
TIR	Taxa de investimento de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
TUSD	Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição
TWh	terawatt-hora
UFV	Central Geradora Fotovoltaica
UNESP	Universidade Estadual Paulista
UFPE	Universidade Federal de Pernambuco
UFRGS	Universidade Federal do Rio Grande do Sul
UFSM	Universidade Federal de Santa Maria
UN	<i>United Nations</i>
UNFCCC	<i>United Nations Framework Convention on Climate Change</i>
UTFPR	Universidade Tecnológica Federal do Paraná
VPL	Valor Presente Líquido
Wp	watts-pico
WRI	<i>World Resources Institute</i>

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	20
1.1	OBJETIVOS	21
1.1.1	Objetivo Geral	21
1.1.2	Objetivos Específicos	22
1.2	JUSTIFICATIVA	22
1.3	ESTRUTURA DO TRABALHO	27
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	29
2.1	DEFINIÇÕES E CONCEITOS DO SISTEMA ELÉTRICO	29
2.2	CLASSIFICAÇÃO DOS CONSUMIDORES	35
2.3	POSTOS TARIFÁRIOS	36
2.4	MODALIDADES TARIFÁRIAS	37
2.5	BANDEIRAS TARIFÁRIAS	38
2.6	RADIAÇÃO SOLAR	39
2.6.1	Radiação solar extraterrestre	40
2.6.2	Radiação solar na superfície terrestre	42
2.6.3	Irradiação Global Horizontal (IGH)	46
2.7	O EFEITO FOTOVOLTAICO	49
2.8	DESTAQUES NA GERAÇÃO DE ENERGIA FOTOVOLTAICA	50
2.9	O SISTEMA FOTOVOLTAICO	57
2.9.1	Sistemas fotovoltaicos isolados	58
2.9.2	Sistemas fotovoltaicos conectados à rede	59
2.9.3	Sistemas fotovoltaicos híbridos	60
2.10	IMPACTOS DO MEIO AMBIENTE NA EFICIÊNCIA DOS MÓDULOS	61
2.10.1	Efeito da irradiância solar	61
2.10.2	Efeito da temperatura	63
2.10.3	Efeito da umidade	64
2.10.4	Efeito da poeira	66
2.11	HISTÓRICO DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NO BRASIL	68
2.12	DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO	71
2.12.1	Estimativa do consumo médio mensal	71
2.12.2	Dimensionamento do gerador fotovoltaico	72

2.12.3 Dimensionamento do inversor	72
2.12.4 Taxa de desempenho	74
2.12.5 Perdas	75
2.12.5.1 Perda de irradiância devido sombreamento	75
2.12.5.2 Perda por reflexão da superfície dos módulos	75
2.12.5.3 Perda por sujeira	76
2.12.5.4 Perda devido nível de irradiância e temperatura	76
2.12.5.5 Perda devido correção espectral	77
2.12.5.6 Perda elétrica devido sombreamentos	77
2.12.5.7 Perda de qualidade dos módulos	78
2.12.5.8 Perda por degradação induzida pela luz	78
2.12.5.9 Perda por incompatibilidade de módulos	78
2.12.5.10 Perda por incompatibilidade de tensão nas associações dos módulos	78
2.12.5.11 Perda no cabeamento da corrente contínua	79
2.12.5.12 Perda no inversor durante a operação	79
2.12.5.13 Perda no inversor em relação à potência nominal	80
2.12.5.14 Perda no cabeamento da corrente alternada	80
2.13 MODELOS DE ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA	80
2.13.1 Fluxo de caixa	80
2.13.2 Tempo de vida do projeto	81
2.13.3 Juros	81
2.14 CRITÉRIOS PARA TOMADA DE DECISÃO	82
2.14.1 Payback	82
2.14.2 Taxa mínima de atratividade	83
2.14.3 Taxa interna de retorno	84
2.14.4 Valor do Negócio	85
2.14.5 Valor Presente Líquido	85
3 MÉTODO DE PESQUISA	87
3.1 COLETA DE DADOS	92
3.1.1 Caracterização da empresa	92
3.1.2 Histórico de consumo e demanda	96
3.1.3 Dados solarimétricos do local da instalação	99
4 ANÁLISE E DISCUSSÃO DE RESULTADOS	101
4.1 ESTIMATIVAS DOS CONSUMOS MENSAIS E MÉDIA ANUAL	101

4.2 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO	102
4.2.1 Cálculo da potência do gerador fotovoltaico.....	102
4.2.2 Arranjo do gerador fotovoltaico.....	103
4.2.3 Cálculo do FDI	103
4.2.4 Estimativa das perdas	103
4.3 ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA.....	104
4.3.1 Base de dados para o estudo de viabilidade econômica	104
4.3.1.1 <i>Análise de viabilidade econômica com custos de O&M antes da Lei 14.300/22.....</i>	110
4.3.1.2 <i>Análise de viabilidade econômica com custos de O&M depois da Lei 14.300/22.....</i>	115
4.3.1.3 <i>Análise de viabilidade econômica sem custos de O&M depois da Lei 14.300/22</i>	119
5 CONCLUSÃO.....	127
5.1 CONTRIBUIÇÕES	127
5.2 DIFICULDADES E LIMITAÇÕES.....	128
5.3 TRABALHOS FUTUROS	129
REFERÊNCIAS	130
ANEXO A – Especificações do módulo fotovoltaico.....	139
ANEXO B – Especificações do inversor	140

1 INTRODUÇÃO

Em 2020, o consumo de energia foi responsável por 73% das emissões mundiais de gases de efeito estufa, em que a geração de eletricidade e calor promoveram a maior parte: 30,4% do total das emissões (WRI, 2022). Por conta disso, cada vez mais deve ser estimulado o uso de energias renováveis, geradas a partir de fontes naturais que são praticamente inesgotáveis ou que se renovam em uma escala de tempo relativamente curta, pois são consideradas mais limpas por reduzir a emissão de gases do efeito estufa. Cada vez mais é importante a utilização de energias limpas e renováveis para reduzir essa agressão ao meio ambiente e a energia solar fotovoltaica está se tornando a opção de menor custo para geração de eletricidade na maior parte do mundo. Em 2021, a geração solar fotovoltaica atingiu a marca de 1.002,9 TWh, com o segundo maior crescimento absoluto de geração de todas as tecnologias renováveis, depois da eólica (IEA, 2023).

No Brasil a energia solar fotovoltaica apresentou o menor custo de geração de energia (R\$/kW) em 2020 quando comparada com outras tecnologias (EPE, 2022). Apesar do segundo lugar ocupado pelo Brasil em 2019 no *ranking* mundial na geração de energia por fonte hidrelétrica, atrás somente da China, na geração por fonte solar ainda estava na 25ª. posição (EPE, 2022). Em vias de comparação pode-se verificar que, em 2018, enquanto a Alemanha possuía uma média de irradiação solar horizontal diária de 2,978 kWh/m² e capacidade instalada por fonte solar de 45,930 GW, respectivamente, o Brasil possuía 5,276 kWh/m² com capacidade instalada de 2,296 GW (ESMAP, 2023). Embora a Alemanha apresentasse uma média de irradiação solar horizontal 55% da irradiação brasileira, a sua capacidade instalada por fonte solar era quase vinte vezes maior que a do Brasil.

Isso se deve pelo fato da Alemanha ter sido o primeiro país a gerar energia solar fotovoltaica em grande escala, fomentada pelos incentivos governamentais nos anos 2000, em

que a remodelagem energética mirava na eliminação da geração de energia nuclear até 2022 e na redução do uso de carvão na geração de energia (MELIN; CAMIOTO, 2019). Nesse período é notório o crescimento da Geração Distribuída (GD) na participação da geração de energia fotovoltaica visto que em 2017 era de 16% e aumentou para 71% em 2023 (ABSOLAR, 2023). Porém, a Lei 14.300/2022, marco legal da microgeração e minigeração distribuída, veio mudar sutilmente esse panorama, uma vez que são tributadas gradativamente a partir de 2023, as novas solicitações junto às concessionárias de energia elétrica com a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD).

As classes de consumo residencial (50,3%), comercial e serviços (27,2%) e rural (14,6%) lideram o cenário da GD da energia solar fotovoltaica no Brasil, ficando a industrial com 6,7% do total. A maior utilização em residências é decorrente da popularização da instalação de painéis solares em telhados de casas e apartamentos, enquanto em indústrias o alto custo inicial de instalação e a necessidade de um espaço adequado para a colocação dos painéis solares são alguns dos desafios encontrados (ABSOLAR, 2023).

Foi o caso deste trabalho em que o custo dos investimentos e o espaço necessário para instalação do gerador fotovoltaico representaram um desafio. Esse estudo de caso foi realizado em uma indústria de argamassa que tem um processo de produção gerador de uma poeira que impacta na eficiência dos módulos fotovoltaicos.

Para mitigar os efeitos da poeira nos módulos fotovoltaicos foi definido um plano de manutenção anual, incluindo a lavagem dos painéis sempre que, no monitoramento do gerador fotovoltaico, apresentar redução de potência de saída que não for atribuída às condições climáticas do local. O custo deste plano de manutenção foi contemplado na análise de viabilidade econômica.

Na análise de viabilidade econômica foram adotados os critérios de decisão de *Payback* Descontado, Taxa Interna de Retorno (TIR) e Valor Presente Líquido (VPL). Além disso, a análise considerou os cenários antes e depois da Lei 14.300/2022.

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 Objetivo Geral

Analisar a viabilidade econômica para implantação de um sistema fotovoltaico conectado à rede integrando a manutenção em um consumidor da classe industrial com um ambiente exposto à poeira.

1.1.2 Objetivos Específicos

Como objetivos específicos têm-se:

- Coletar dados históricos de consumo de energia elétrica da indústria;
- Dimensionar o sistema fotovoltaico e definir o melhor local para instalação do gerador fotovoltaico;
- Estimar um plano de manutenção anual com o objetivo de preservar o desempenho dos módulos fotovoltaicos expostos aos problemas de sujidade do processo de fabricação;
- Realizar a análise da viabilidade econômica da energia solar fotovoltaica em uma indústria de argamassa incluindo os custos de Operação e Manutenção (O&M) com critérios de decisão de *Payback* Descontado, Taxa Interna de Retorno (TIR) e Valor Presente Líquido (VPL);
- Analisar a viabilidade antes e depois da Lei 14.300/2022.

1.2 JUSTIFICATIVA

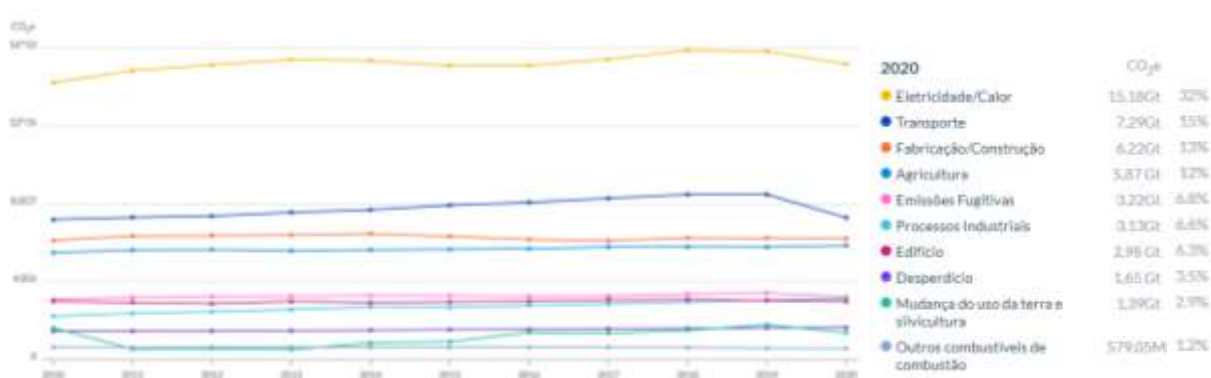
Vinte anos depois da Rio92, aconteceu a Rio+20 para avaliação das ações realizadas e para implantação da “economia verde”, sendo esse o caminho reconhecido pelas nações para o tão almejado desenvolvimento sustentável. Estava assim constituído o cenário para adoção da Agenda 2030 para o Desenvolvimento Sustentável, composto de 17 ODS (Objetivos de Desenvolvimento Sustentável) e 169 metas, com a assinatura do Acordo de Paris em assembleia da Organização das Nações Unidas em 2015 (PNUD, 2015).

Sem energia o desenvolvimento é praticamente impossível e o acesso confiável, sustentável, moderno e com preço acessível para todos (ODS 7) tem como metas aumentar a participação de energias renováveis na matriz energética global e dobrar a taxa global de melhoria da eficiência energética, procurando racionalizar e eliminar gradualmente os subsídios aos combustíveis fósseis e fomentar a utilização de recursos renováveis para combater a mudança do clima e seus impactos (ODS 13), assegurando padrões de produção e de consumo sustentáveis (ODS 12). Em 2010, a Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (UNFCCC) em atendimento a uma das metas do ODS 13, previa mobilizar conjuntamente US\$ 100 bilhões por ano até 2020, de todas as fontes, para atender às necessidades dos países em desenvolvimento, no sentido de alavancar ações para redução

da emissão dos gases de efeito estufa e operacionalizar plenamente o Fundo Verde para o Clima (PNUD, 2015). Em 2015, todos os países participantes concordaram com metas ambiciosas para fortalecer a resposta global às alterações climáticas através do Acordo de Paris na Conferência das Partes (COP21) (UNFCCC, 2023).

O Gráfico 1 mostra o setor de energia como o maior emissor mundial de gases de efeito estufa sendo responsável por 73% do total das emissões em 2020 dentro os quais a geração de eletricidade e calor responderam por 32% do total (15,18 GtCO₂e), seguida por transporte com 15% (7,9 GtCO₂e) e fabricação/construção com 13% (6,22 GtCO₂e) (CLIMATE WATCH, 2024).

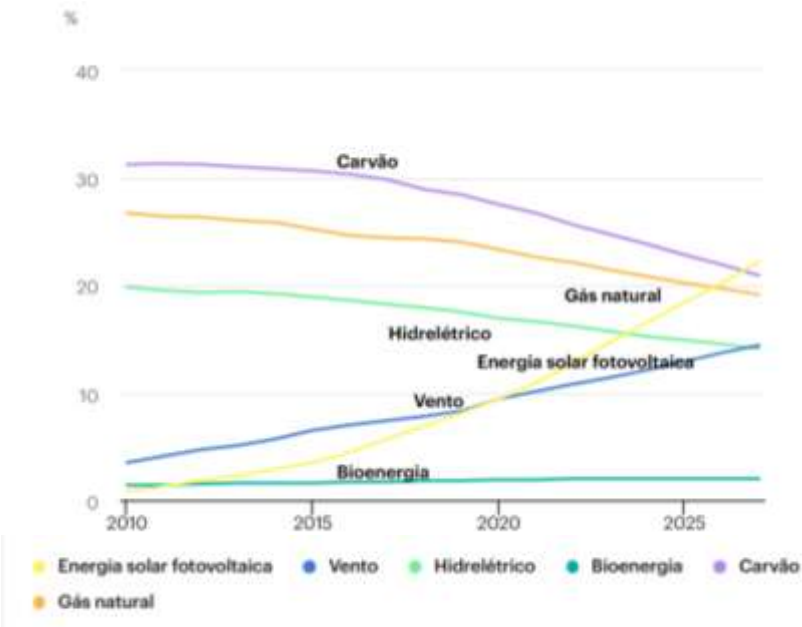
Gráfico 1 - Emissão mundial de gases de efeito estufa



Fonte: Climate Watch (2024)

Alinhado com os ODS citados, o Gráfico 2 mostra a evolução da capacidade mundial de energia acumulada, destacando a participação da energia solar fotovoltaica superando as demais até 2027 (IEA, 2023).

Gráfico 2 - Participação da capacidade de energia acumulada por tecnologia (2010-2027)

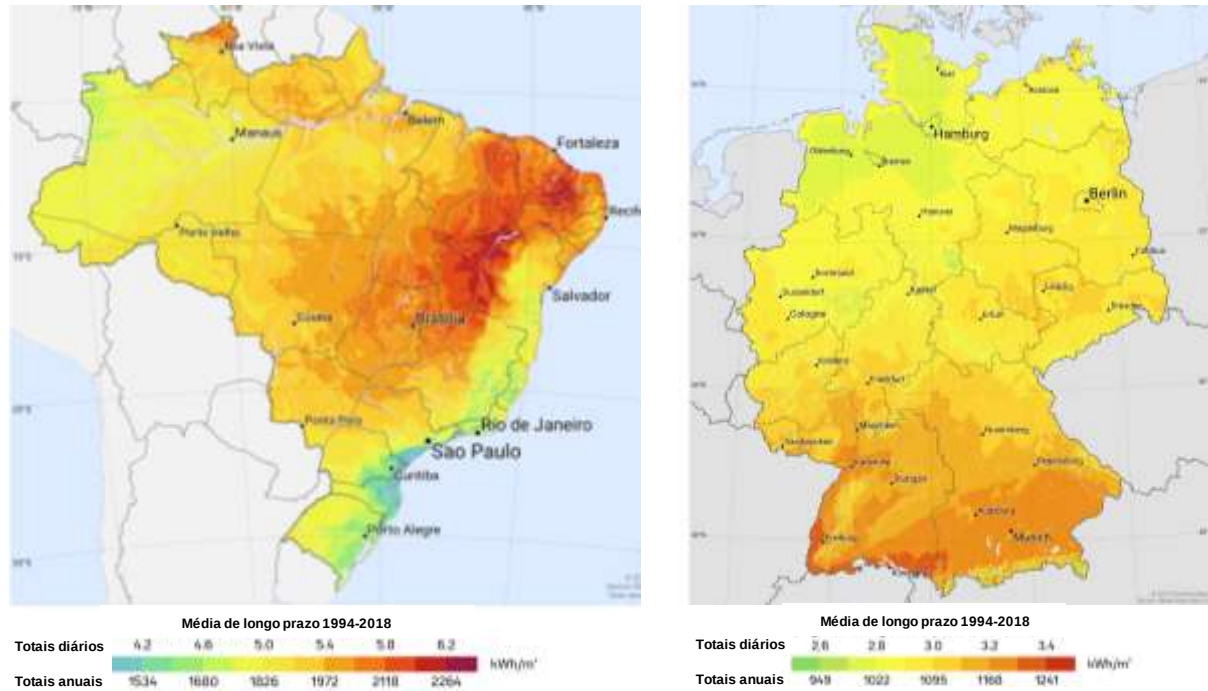


Fonte: IEA (2023)

Na utilização de fontes renováveis para a geração de energia, a solar fotovoltaica se destaca por dois motivos: a disponibilidade do recurso e o custo por geração.

A Figura 1 compara o potencial de irradiação global horizontal entre Brasil e Alemanha em 2018, onde a menor média diária do Brasil (3,8 kWh/kWp) ultrapassou a maior média diária alemã (3,4 kWh/kWp) (ESMAP, 2023).

Figura 1 - Irradiação global horizontal Brasil x Alemanha



Fonte: ESMAP (2023)

Em 2021, a Alemanha registrou uma média de capacidade instalada por fonte solar de 601 W/habitante contra a marca brasileira de 78 W/habitante (EPE; UN, 2023), revelando que o Brasil está muito aquém da sua real capacidade de geração de energia solar fotovoltaica, dado o seu potencial de irradiação solar.

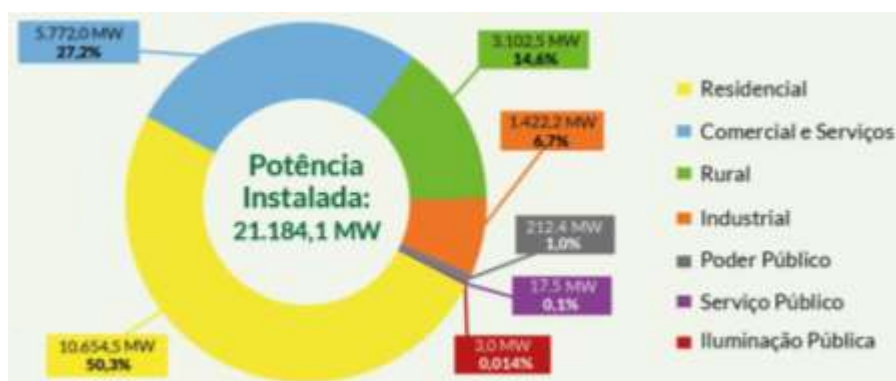
Na Tabela 1 encontram-se as classes e os respectivos consumos de energia, sendo a classe industrial com o maior consumo no Brasil correspondendo a 36,2% do total, seguido pela residencial com participação de 30% (EPE, 2023), porém a geração distribuída da energia solar fotovoltaica para a classe industrial tem apenas 6,7% de potência instalada e a residencial 50,3%, conforme mostra o Gráfico 3, revelando a defasagem do uso da energia solar neste setor da economia (ABSOLAR, 2023).

Tabela 1 - Consumo de energia por classe de consumidor

Pos.	Classe	Consumo de Energia (GWh)	Participação
1	Industrial	184.383	36,2%
2	Residencial	152.711	30,0%
3	Comercial	92.542	18,2%
4	Rural	30.201	5,9%
5	Serviço Público	16.695	3,3%
6	Poder Público	15.145	3,0%
7	Iluminação Pública	14.358	2,8%
8	Consumo Próprio	3.269	0,6%

Fonte: EPE (2023)

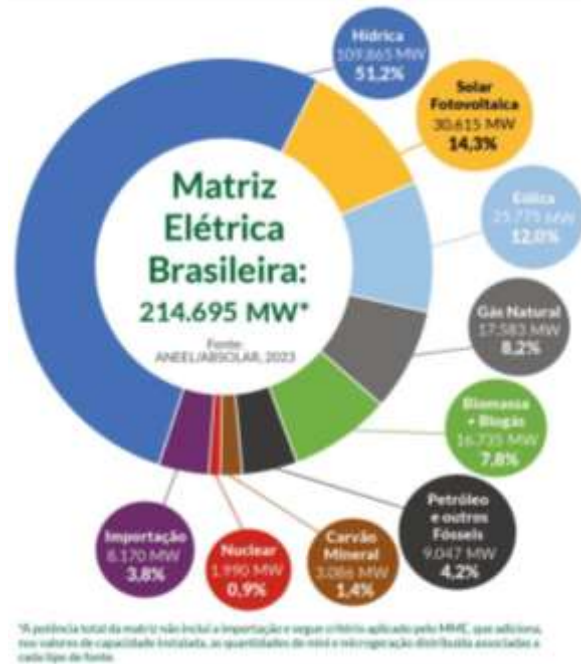
Gráfico 3 – Geração distribuída solar fotovoltaica por classe de consumo



Fonte: ABSOLAR (2023)

O Gráfico 4 mostra a matriz elétrica brasileira e a participação de cada fonte para geração de energia elétrica, com a fonte hídrica liderando com 51,2%, seguido pela solar fotovoltaica com 14,3% (ABSOLAR, 2023).

Gráfico 4 – Fontes de geração de energia elétrica no Brasil



Fonte: ABSOLAR (2023)

Entretanto, na Tabela 2 tem-se um comparativo de custos de geração por tipo de fonte e a solar fotovoltaica apresentou a menor taxa em 2020 (EPE, 2022), com um custo por geração equivalente a 41% de uma pequena central hidrelétrica (PCH).

Tabela 2 - Custos de geração por tipo de fonte

Tipo de Oferta	CAPEX Referência sem JDC (R\$/kW)	O&M (R\$/kW/ano)
Armazenamento – Baterias	6200	70
Biomassa - Bagaço de Cana	3.000 – 5.000	90
Biogás – Resíduo sucroenergético	8.000	500
RSU – Incineração	23.000	600
Carvão Nacional	10.300	160
Eólica <i>Offshore</i>	10.300	490
Eólica <i>Onshore</i>	3.800 – 5.000	90
Solar Fotovoltaica	2.800 – 4.500	50
Fotovoltaica Flutuante	3.800 - 6.500	65
Gás Natural - Ciclo Simples	3.600	80
Gás Nacional – Ciclo Combinado	5.300	150
Nuclear	25.800	490
PCH	6.000 – 11.000	90

CAPEX (*Capital Expenditures*): desembolsos diretos e indiretos com equipamentos, obras civis, conexão, meio ambiente e outros.

JDC - Juros Durante Construção.

O&M: gastos fixos e variáveis ligados a operação e manutenção.

Data base: dezembro/2020.

Taxa de câmbio: R\$ 5,20/US\$.

Fonte: Adaptado da EPE (2022)

Diante do exposto, fomentar pesquisas e estudos para mostrar os benefícios da utilização da energia solar fotovoltaica para a classe industrial se faz necessário, visto que são os maiores consumidores de energia no Brasil e a fonte solar tem o menor custo por geração de energia.

1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

O trabalho é composto por esta introdução, além de mais cinco capítulos descritos a seguir.

O **Capítulo 2** apresenta os conceitos utilizados no sistema elétrico que foram abordados neste trabalho, a classificação dos consumidores bem como os postos e bandeiras tarifárias; considerações a respeito do recurso solar; as tecnologias fotovoltaicas e seus sistemas; influências ambientais e externas aos sistemas fotovoltaicos; modelos de viabilidade econômica com critérios de decisão.

O **Capítulo 3** aborda a metodologia aplicada na condução desta pesquisa. Como se

trata de um estudo de caso compreendeu os seguintes passos: formulação do problema, definição e seleção da unidade-caso, elaboração do protocolo, coleta de dados e análise e interpretação dos dados.

O **Capítulo 4** apresenta a análise e discussão dos resultados. O gerador fotovoltaico foi dimensionado considerando as estimativas de consumo de energia do consumidor durante um ano e as estimativas de perdas conforme as condições de instalação. A análise de viabilidade econômica considerou os custos de Operação & Manutenção (O&M), antes e depois da Lei 14.300/22 que estabeleceu a cobrança da Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição (TUSD).

O **Capítulo 5** relata as conclusões com base no desenvolvimento desta dissertação e traz sugestões para trabalhos futuros.

2

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 DEFINIÇÕES E CONCEITOS DO SISTEMA ELÉTRICO

Para uma compreensão do sistema de geração e distribuição de energia elétrica específicos deste trabalho seguem abaixo as definições e conceitos das terminologias empregadas conforme REN ANEEL 1000/21 e PROCEL (2011):

- a) Carga ou potência instalada (kW) é a soma das potências nominais dos equipamentos elétricos instalados na unidade consumidora e em condições de entrar em funcionamento;
- b) Consumo de energia elétrica (kWh) é a quantidade de potência elétrica (kW) consumida em um intervalo de tempo. No caso de um equipamento elétrico o valor é obtido através do produto da potência do equipamento pelo seu período de utilização e, em uma instalação residencial, comercial ou industrial, através da soma do produto da demanda medida pelo período de integração;
- c) Demanda é a média das potências elétricas ativas ou reativas, solicitadas ao sistema elétrico pela parcela da carga instalada em operação na unidade consumidora, durante um intervalo de tempo especificado;
- d) Demanda contratada (kW) é a demanda de potência ativa a ser obrigatoriamente e continuamente disponibilizada pela concessionária, no ponto de entrega, conforme valor e período de vigência no contrato de fornecimento e que deverá ser integralmente paga, seja ou não utilizada durante o período de faturamento. O valor mínimo para consumidores do grupo A, inclusive cada unidade consumidora que integre comunhão de interesses de fato ou de direito de consumidores especiais e outros usuários, é de 30 kW;

- e) Energia elétrica (kWh) é o produto da potência elétrica (kW) pelo intervalo de tempo (h) de utilização de um equipamento ou de funcionamento de uma instalação (residencial, comercial ou industrial);
- f) Fatura de energia elétrica é a nota fiscal que apresenta a quantia total que deve ser paga pela prestação do serviço público de energia elétrica, referente a um período especificado, discriminando as parcelas correspondentes;
- g) Tarifa é o valor monetário estabelecido pela ANEEL, fixado em R\$ (Reais) por unidade de energia elétrica ou de demanda de potência. O Quadro 1 mostra a composição da tarifa.

Quadro 1 - Composição da tarifa

Tarifa	
TE	TUSD
Energia	Fio A
Fio A	Fio B
Encargos	Encargos
Perdas	Perdas

Fonte: ANEEL (2023)

- h) Fio A está relacionado aos custos vinculados com manutenção e operação de linhas de transmissão. O Fio A que compõe a TE para alguns subgrupos é apresentado na forma de subsídio;
- i) Fio B está relacionado aos custos da rede de distribuição e é calculado pela ANEEL com base nos custos das concessionárias;
- j) Tarifa binômia é o conjunto de tarifas de fornecimento, constituído por preços aplicáveis ao consumo de energia elétrica ativa (kWh) e à demanda faturável (kW) aplicada aos consumidores do Grupo A.
- k) Tarifa monômia é a tarifa de fornecimento de energia elétrica, constituída por preços aplicáveis unicamente ao consumo de energia elétrica ativa (kWh) aplicada aos consumidores do Grupo B.
- l) Tarifa de Energia (TE): valor monetário unitário determinado pela ANEEL, em R\$/MWh (reais por megawatt-hora), utilizado para o faturamento mensal do consumo de energia;
- m) Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD) celebrado entre a distribuidora e os consumidores do grupo A e demais usuários, com exceção das unidades consumidoras do Grupo B;

- n) Potência instalada da central geradora fotovoltaica (UFV) é a potência nominal elétrica, em kW (quilowatt), na saída do inversor, respeitadas as limitações de potência decorrentes dos módulos, do controle de potência do inversor ou de outras restrições técnicas (REN ANEEL 1.029/22). Conforme essa resolução a Figura 2 mostra a definição de potência para uma UFV, que é o menor valor entre a potência nominal do inversor e a potência dos módulos.

Figura 2 – Potência da usina



Fonte: Energês (2023)

- o) Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD): valor monetário unitário determinado pela ANEEL, em R\$/MWh (reais por megawatt-hora) ou em R\$/kW (reais por quilowatt), utilizado para o faturamento mensal do consumidor e demais usuários do sistema de distribuição de energia elétrica pelo uso do sistema. Existem duas terminologias utilizadas pelos profissionais do setor, embora estas não se apresentem desta forma na Lei 14.300/22, mas são contempladas nos processos tarifários da ANEEL (ANEEL, 2023):
- Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição Consumo (TUSD C) refere-se ao pagamento da demanda contratada pelo consumidor, celebrado pelo CUSD;
 - Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição Geração (TUSD G) refere-se ao pagamento do uso da rede (Fio B) para injetar energia proveniente de uma geração de energia via sistema de compensação de energia, A TUSD G é cobrada conforme o CUSD celebrado com a concessionária. De acordo com a Lei 14.300, Art. 149:

§ 3º, o CUSD de central geradora que faça uso do mesmo ponto de conexão para importar ou injetar energia deve conter:
I - a demanda contratada da unidade consumidora, observada a modalidade tarifária; e

II - a demanda contratada da central geradora.

A demanda contratada de geração de energia é definida pela capacidade dos inversores, mantendo-se a demanda contratada de consumo, caso não houver um aumento da potência instalada com o aporte adicional de equipamentos de produção. A TUSD G incide somente sobre a quantidade de energia que for injetada a mais que a demanda contratada de consumo (TUSD C). A Figura 3 mostra a mudança realizada para micro e minigeração distribuídas (MMGD).

Figura 3 – Mudança de pagamento da TUSD

O que mudou?	
REN 482/2012	Lei 14.300/22
Minigeração distribuída paga a TUSD C	MMGD paga a TUSD G

Fonte: Energês (2023)

- p) Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição Fio B (TUSD Fio B) é a parcela da TUSD no posto tarifário ponta para o autoprodutor de energia (APE), composta pelos custos regulatórios decorrentes do uso dos ativos da distribuidora, que remunera o investimento, o custo de operação e manutenção e a depreciação dos ativos, em Reais por quilowatt (R\$/kW). Conforme o Art. 27 da Lei 14.300/22 esta tarifa começou a ser cobrada em percentuais com aumentos progressivos até 2029, para as novas solicitações de acesso a partir de 07 de janeiro de 2023.

A geração centralizada (GC) caracteriza-se pela sua elevada capacidade, alta economicidade decorrente da produção em grande escala e centralização em um dado espaço geográfico, não necessariamente próximo ao local de consumo efetivo da energia gerada (MARTINS; FRANCO, 2019).

A geração distribuída (GD) consiste em sistemas que podem funcionar de maneira relativamente independente das redes de transmissão e com baixa capacidade produtiva (HERNANDEZ *et al.*, 2014) junto ou próxima dos consumidores independente da tecnologia e fonte de energia (INEE, 2023). Inclui:

- a) Co-geradores;
- b) Geradores que usam como fonte de energia combustíveis derivados de resíduos (CDR);
- c) Geradores de emergência;
- d) Geradores para operação no horário de ponta;
- e) Sistemas fotovoltaicos;
- f) Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH).

A Lei 14.300/2022 regulamentou o limite máximo de potência para a microgeração e a minigeração distribuída, que antes era de 5 MW para ambas (REN 482/2012):

- a) Microgeração distribuída (Figura 4) é uma central geradora de energia elétrica, com potência instalada, em corrente alternada, menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição de energia elétrica por meio de instalações de unidades consumidoras;

Figura 4 – Microgeração distribuída



Fonte: Energês (2023)

- b) Minigeração distribuída (Figura 5) é uma 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 e menor ou igual a 5 MW para as fontes despacháveis e menor ou igual a 3 MW para as fontes não despacháveis, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição de energia elétrica por meio de instalações de unidades consumidoras. Mantendo o limite máximo de 5 MW para unidades consumidoras já conectadas em 7 de janeiro de 2022 ou que protocolarem solicitação de orçamento de conexão, nos termos da Seção IX do Capítulo II do

Título I, até 7 de janeiro de 2023, independentemente do enquadramento como centrais geradoras de fontes despacháveis.

Figura 5 – Minigeração distribuída



Fonte: Energês (2023)

Conforme a Lei 14.300/22 são consideradas fontes despacháveis as hidrelétricas, incluídas aquelas a fio d'água que possuam viabilidade de controle variável de sua geração de energia, cogeração qualificada, biomassa, biogás e fontes de geração fotovoltaica, limitadas, nesse caso, a 3 MW 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% da capacidade de geração mensal da central geradora que podem ser despachados por meio de um controlador local ou remoto.

Por não despacháveis denominamos as fontes não controladas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) em que a energia por elas produzida é diretamente injetada na rede a partir da disponibilidade do recurso natural primário, que sofrem variações e que precisam ser compensadas por fontes convencionais despacháveis, como os sistemas hidrelétricos ou sistemas a gás natural (IEMA, 2016). Os sistemas hidrelétricos são despacháveis, porque mesmo aquelas a fio d'água têm um reservatório para armazenar água para se controlar a quantidade de energia gerada.

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é o órgão responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no SIN e pelo planejamento da operação dos sistemas isolados do país, sob a fiscalização e regulação da ANEEL (ONS, 2023).

No Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) a energia elétrica ativa é injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída na rede da distribuidora local, cedida a título de empréstimo gratuito e posteriormente utilizada para

compensar o consumo de energia elétrica ativa ou contabilizada como crédito de energia de unidades consumidoras participantes do sistema (REN ANEEL 1.059/2023).

O Sistema Interligado Nacional (SIN) é um sistema hidro-termo-eólico de grande porte para produção e transmissão de energia elétrica, cuja operação envolve modelos complexos de simulações que estão sob a coordenação e controle do ONS que, por sua vez, é fiscalizado e regulado pela ANEEL (ONS, 2023), constituído por quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e a maior parte da região Norte. A capacidade instalada de geração do SIN é composta, principalmente, por sistemas hidrelétricos distribuídos em dezesseis bacias hidrográficas; sistemas eólicos, instalados principalmente nas regiões Nordeste e Sul; e sistemas térmicos, em geral localizados nas proximidades dos principais centros de carga. Esses sistemas são despachados em função das condições hidrológicas vigentes, permitindo a gestão dos estoques de água armazenada nos reservatórios dos sistemas hidrelétricos, para assegurar o atendimento futuro. Os sistemas de transmissão integram as diferentes fontes de produção de energia e possibilitam o suprimento do mercado consumidor (ONS, 2023).

O autoconsumo remoto é a modalidade de participação no SCEE caracterizada por (REN ANEEL 1.059/2023):

- a) Unidades consumidoras de titularidade de uma mesma pessoa física ou jurídica, incluídas matriz e filial;
- b) Possuir unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras que recebem excedentes de energia; e
- c) Atendimento de todas as unidades consumidoras pela mesma distribuidora.

2.2 CLASSIFICAÇÃO DOS CONSUMIDORES

No Brasil, as unidades consumidoras são classificadas em dois grupos tarifários: Grupo A, que tem tarifa binômia e Grupo B, que tem tarifa monômia. O agrupamento é definido, principalmente, em função do nível de tensão em que são atendidos e também, como consequência, em função da demanda (kW) (REN ANEEL 1000/2021).

- a) Grupo A: grupamento composto de unidades consumidoras com conexão em tensão maior ou igual a 2,3 kV, ou atendidas a partir de sistema subterrâneo de distribuição em tensão menor que 2,3 kV, e subdividido nos seguintes subgrupos:
 - Subgrupo A1: tensão de conexão maior ou igual a 230 kV;

- Subgrupo A2: tensão de conexão maior ou igual a 88 kV e menor ou igual a 138 kV;
 - Subgrupo A3: tensão de conexão igual a 69 kV;
 - Subgrupo A3a: tensão de conexão maior ou igual a 30 kV e menor ou igual a 44 kV;
 - Subgrupo A4: tensão de conexão maior ou igual a 2,3 kV e menor ou igual a 25 kV;
 - Subgrupo AS: tensão de conexão menor que 2,3 kV, a partir de sistema subterrâneo de distribuição;
- b) Grupo B: grupamento composto de unidades consumidoras com conexão em tensão menor que 2,3 kV e subdividido nos seguintes subgrupos:
- Subgrupo B1: residencial;
 - Subgrupo B2: rural;
 - Subgrupo B3: demais classes; e
 - Subgrupo B4: Iluminação Pública;

2.3 POSTOS TARIFÁRIOS

Para a aplicação das modalidades tarifárias horárias é necessária a definição dos postos tarifários. Nas modalidades tarifárias do Grupo A, aplicam-se os horários de ponta e fora ponta. Na Tarifa Branca aplicada ao Grupo B, aplicam-se os três postos tarifários: ponta, intermediário e fora ponta. Os postos tarifários são definidos por distribuidora, no seu processo de revisão tarifária periódica (REN ANEEL 1000/2021) e os Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET (REN 1003/2022):

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

- d) Horário especial: também conhecido como período reservado, aplicado às unidades consumidoras da subclasse B2, rural irrigante ou aquicultura, que é o período de 8h30min do dia que abrange toda a madrugada, em que a carga destinada à irrigação ou aquicultura recebe um desconto na tarifa de acordo com a região em que se localiza e o grupo tarifário a que pertence.

Os postos tarifários são aplicados aos dias úteis. Nos fins de semana e feriados nacionais, todas as horas são consideradas fora de ponta.

2.4 MODALIDADES TARIFÁRIAS

As modalidades tarifárias são um conjunto de tarifas aplicáveis ao consumo de energia elétrica e à demanda de potência ativa, definidas de acordo com os Grupos Tarifários (REN ANEEL 1000/2021) e os Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET – módulo 7 (REN 1003/2022).

- a) Para o Grupo A temos as seguintes modalidades tarifárias:

- **Horária Azul:** tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia (postos tarifários). Disponível para todos os subgrupos do grupo A.

A fatura de energia elétrica desses consumidores é composta da soma de parcelas referentes ao consumo na ponta e fora ponta, demanda na ponta e fora ponta e de ultrapassagem (quando houver).

- **Horária Verde:** tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia (postos tarifários), e de uma única tarifa de demanda de potência. Disponível para os subgrupos A3a, A4 e AS.

A fatura de energia elétrica desses consumidores é composta da soma de parcelas referentes ao consumo na ponta e fora ponta, demanda única e de ultrapassagem (quando houver).

- b) Para o Grupo B:

- **Convencional Monômnia:** tarifa única de consumo de energia elétrica, independentemente das horas de utilização do dia; e

- Horária Branca: tarifa diferenciada de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia (postos tarifários). Não está disponível para o subgrupo B4 e para a subclasse Baixa Renda do subgrupo B1.

2.5 BANDEIRAS TARIFÁRIAS

Bandeiras tarifárias é o sistema que sinaliza aos consumidores os custos reais da geração de energia elétrica e as cores das Bandeiras (verde, amarela ou vermelha) indicam se a energia custará mais (bandeiras amarela e vermelha) em função das condições de geração de eletricidade, em determinado período do ano. Trata-se de uma sinalização para o consumidor do custo real da geração no momento do consumo da energia, dando a oportunidade de adaptar seu consumo, se assim desejar. As concessionárias não interligadas ao SIN não participam do sistema de Bandeiras Tarifárias (ANEEL, 2023).

O sistema foi implantado em 2015 para apresentar de forma diferente um custo que já constava na conta de energia, mas que não estava detalhado. Antes de 2015 as variações que ocorriam nos custos de geração de energia, para mais ou para menos, eram repassados até um ano depois, no reajuste tarifário seguinte (ANEEL, 2023).

A bandeira de escassez hídrica, mais cara que a bandeira vermelha, foi implementada em 1º de setembro de 2021 e extinta no dia 16 de abril de 2022, devido ao cenário de crise hídrica e risco de apagão que o Brasil viveu em 2021. Com a maior seca dos últimos 91 anos, foi necessário acionar as termelétricas para suprir a demanda de energia, que tem um custo de produção maior e elevou a conta de luz (CLARKE ENERGIA, 2021). A Figura 6 lista o histórico das bandeiras tarifárias de 2015 a 2022.

Figura 6 – Histórico das bandeiras tarifárias

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
janeiro	Vermelha 1	Vermelha 1	Verde	Verde	Verde	Amarela	Amarela	Escassez
fevereiro	Vermelha 1	Amarela	Verde	Verde	Verde	Verde	Amarela	Escassez
março	Vermelha 1	Verde	Amarela	Verde	Verde	Verde	Amarela	Escassez
abril	Vermelha 1	Verde	Vermelha 1	Verde	Verde	Verde	Amarela	
maio	Vermelha 1	Verde	Vermelha 1	Amarela	Amarela	Verde	Vermelha 1	Verde
junho	Vermelha 1	Verde	Verde	Vermelha 2	Verde	Verde	Vermelha 2	Verde
julho	Vermelha 1	Verde	Amarela	Vermelha 2	Amarela	Verde	Vermelha 2	Verde
agosto	Vermelha 1	Verde	Vermelha 1	Vermelha 2	Vermelha 1	Verde	Vermelha 2	Verde
setembro	Vermelha 1	Verde	Amarela	Vermelha 2	Vermelha 1	Verde	Escassez	Verde
outubro	Vermelha 1	Verde	Vermelha 2	Vermelha 2	Amarela	Verde	Escassez	Verde
novembro	Vermelha 1	Amarela	Vermelha 2	Amarela	Vermelha 1	Verde	Escassez	Verde
dezembro	Vermelha 1	Verde	Vermelha 1	Verde	Amarela	Vermelha 2	Escassez	Verde

Fonte: Adaptado de Clarke Energia (2022)

As condições de operação do sistema de geração de energia elétrica são reavaliadas pelo ONS, que define a melhor estratégia de geração de energia para atendimento da demanda. A partir dessa avaliação, define-se a previsão de geração, além do preço de liquidação da energia no mercado de curto prazo. Desse modo, para cada nível de geração tem-se uma previsão de custos a serem cobertos pelas Bandeiras. Portanto, as cores das bandeiras tarifárias são definidas a partir da previsão de variação do custo da energia em cada mês (ANEEL, 2023).

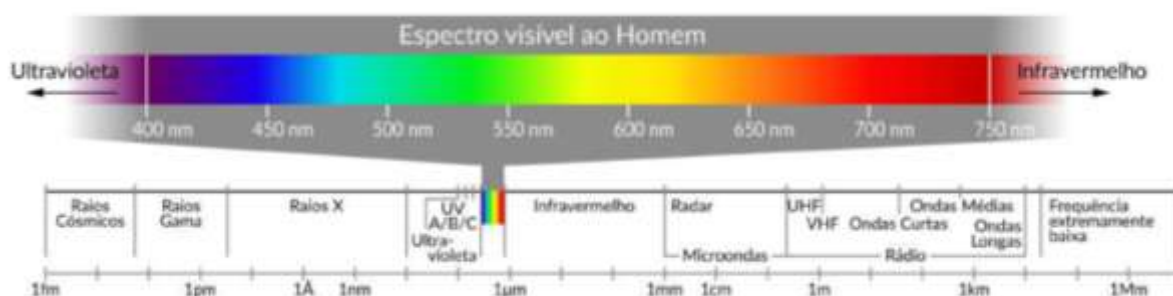
2.6 RADIAÇÃO SOLAR

Torna-se necessário conceituar radiação e irradiação. Radiação e irradiação são conceitos relacionados à propagação de energia em forma de ondas eletromagnéticas ou partículas subatômicas, mas com significados diferentes. Radiação solar é a energia procedente do sol, seja em forma de luz visível ou não, enquanto irradiação solar é a energia incidente por unidade de superfície de um dado plano (VIAN, 2021). Em geral, a densidade de potência total da fonte de radiação incidente em uma superfície é denominada de irradiância. Então o Sol emite radiação e no topo da atmosfera terrestre temos a Irradiância Solar Total (IST) e a Terra recebe essa radiação denominada de Radiação Solar Extraterrestre (RSE) ou simplesmente radiação extraterrestre (PINHO; GALDINO, 2014).

A energia irradiada pelo Sol cobre uma ampla faixa do espectro eletromagnético e alimenta todos os processos térmicos, dinâmicos e químicos, sejam eles naturais ou

artificialmente desenvolvidos, com aplicação do conhecimento científico e tecnológico produzido pela sociedade. As várias formas de radiação, caracterizadas pelo seu comprimento de onda, compõem o espectro eletromagnético, que é composto de todas as variedades de radiação do universo, conforme pode ser visto na Figura 7 (PEREIRA *et al.*, 2017). Como a luz é energia radiante, quanto menor o comprimento da onda maior será a frequência e maior será a quantidade de energia (NISHIDA *et al.*, 2023).

Figura 7 - Espectro da radiação solar com detalhamento da faixa visível humana



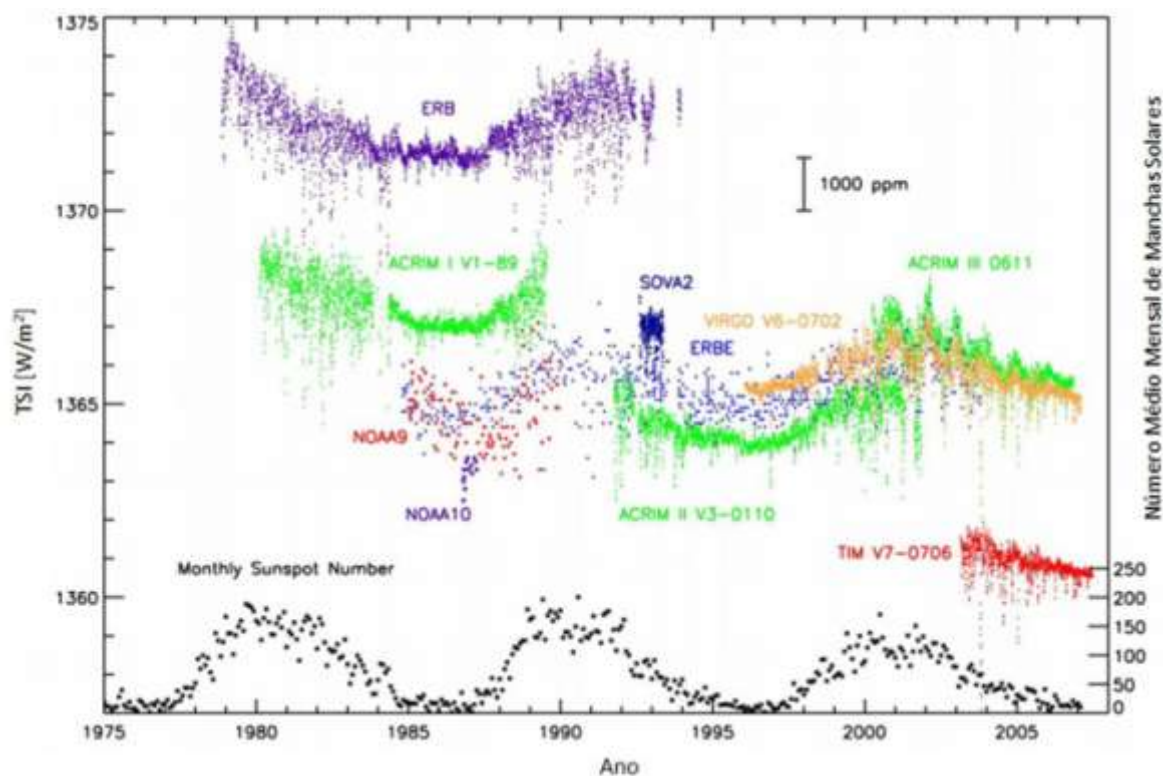
Fonte: Pereira *et al.* (2017)

A maior parte da energia que chega ao Sistema Terra/Atmosfera, aproximadamente 81%, está em uma faixa de comprimentos de onda que vai do visível ao infravermelho próximo (PEREIRA *et al.*, 2017).

2.6.1 Radiação solar extraterrestre

Desde 1978, a IST tem sido monitorada continuamente e por muitos anos o seu valor médio foi considerado de $1365,4 \pm 1,3 \text{ W/m}^2$, sendo esse valor conhecido como constante solar: irradiância solar numa superfície plana e perpendicular aos raios solares, sem os efeitos atenuantes da atmosfera e a uma distância média Terra-Sol (SENTELHAS; ANGELOCCI, 2012). Atualmente, o valor de $1361,0 \pm 0,5 \text{ W/m}^2$ é aceito devido à utilização de instrumentos mais desenvolvidos tecnologicamente. O Gráfico 5 mostra a base de dados da IST obtidas por instrumentos a bordo de satélites desde 1975 a 2007 e os instrumentos utilizados nas medições. Embora tenham o mesmo princípio de funcionamento, a diferença nas medições é devido principalmente à geometria e o material absorvedor da cavidade desses instrumentos (CARLESSO *et al.*, 2019).

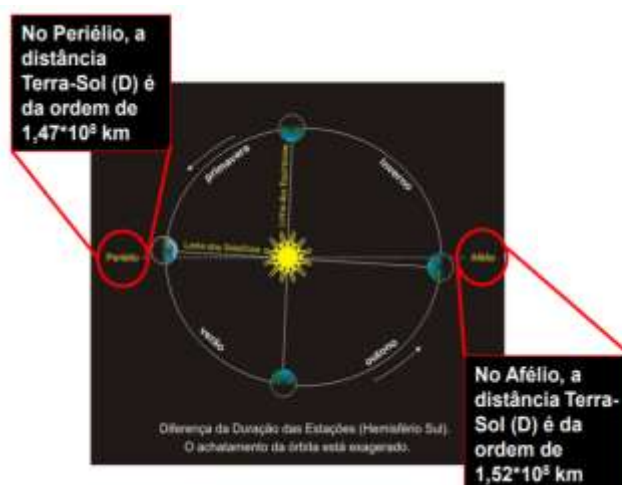
Gráfico 5 - Medições da Irradiância Solar Total



Fonte: Carlesso *et al.* (2019)

Considerando-se que a distância Terra-Sol varia continuamente ao longo do ano (Figura 8), consequentemente a RSE também sofre variação. Periélio é o ponto em que a Terra está mais próxima do Sol e no Afélio está mais distante. A variação da distância Terra-Sol promove uma variação muito pequena, da ordem de $\pm 3,3\%$ na irradiância solar extraterrestre ao longo do ano (SENTELHAS; ANGELOCCI, 2012).

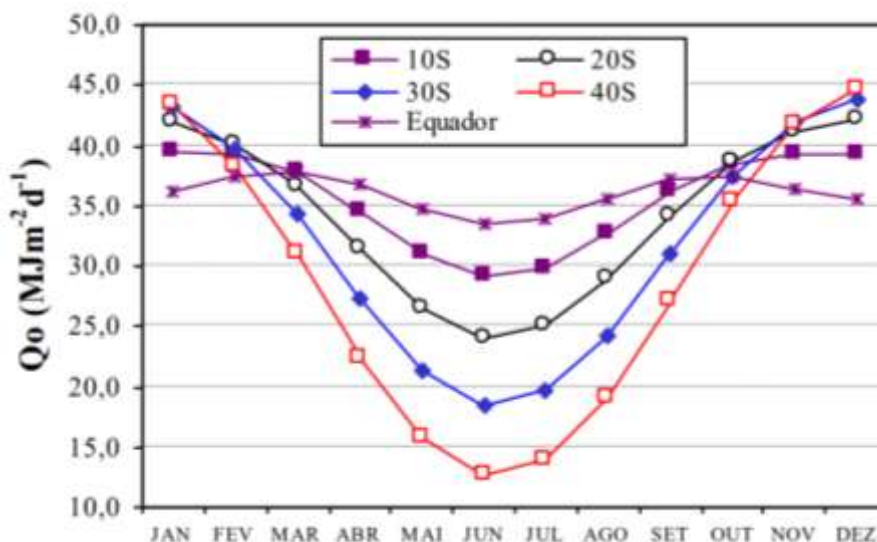
Figura 8 - Distância Terra-Sol



Fonte: Sentelhas e Angelocci (2012)

Os valores da RSE variam ao longo do ano para uma mesma latitude, até mesmo na linha do Equador já que a latitude também varia (SENTELHAS; ANGELOCCI, 2012). O Gráfico 6 mostra a variação da latitude e a respectiva variação da RSE ao longo do ano.

Gráfico 6- Relação entre a RSE e a latitude



Fonte: Sentelhas e Angelocci (2012)

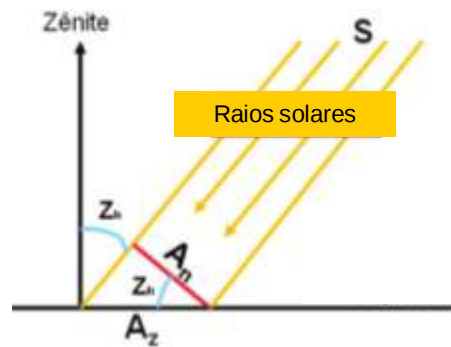
2.6.2 Radiação solar na superfície terrestre

Transmitância Global (TG) é a razão entre a irradiância solar global e a extraterrestre e representa a proporção da radiação solar determinada no limite extremo da atmosfera que efetivamente atinge a superfície terrestre (BERUSKI *et al.*, 2015). De acordo com Sentelhas e Angelocci (2012), a irradiação solar na superfície terrestre, denominada de Irradiação Global Horizontal (IGH) é influenciada pelos seguintes fatores:

- Variação de acordo com o ângulo de incidência dos raios solares

A Figura 9 mostra que o ângulo formado entre o Zênite local e os raios solares, denomina-se ângulo zenital (Z_h). Quanto maior Z_h , menor a irradiância solar.

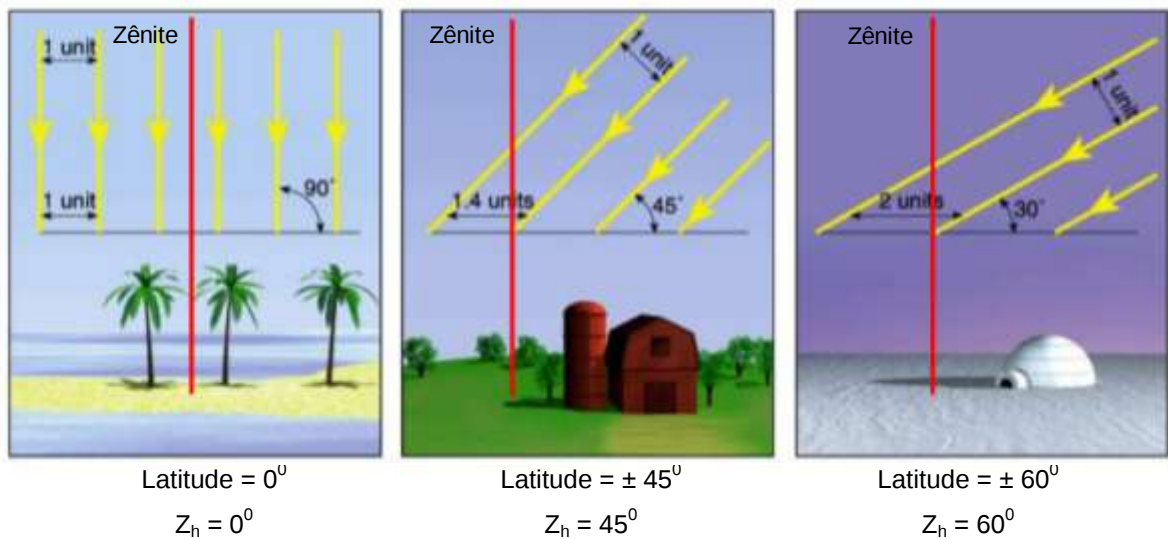
Figura 9 - Relação entre o ângulo zenital e a latitude



A_n = superfície normal aos raios solares

A_z = superfície terrestre

Z_h = ângulo zenital



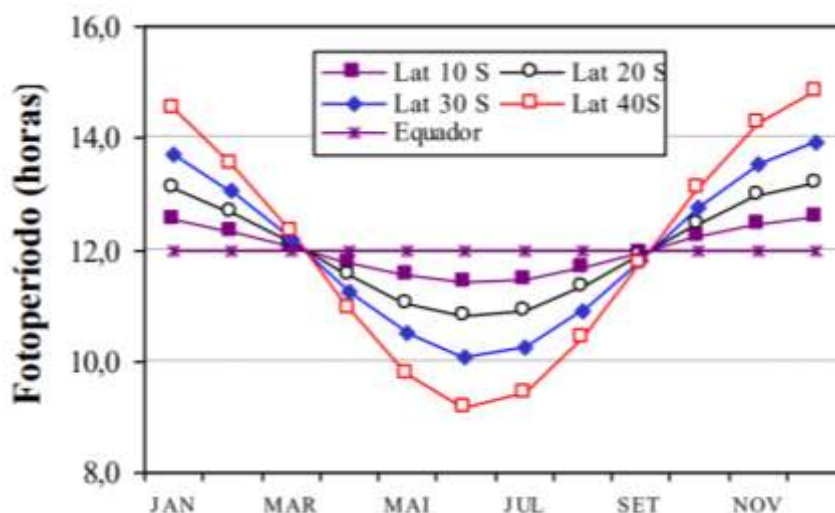
Variação da elevação solar do ângulo zenital (Z_h) em diferentes latitudes, considerando-se o dia de Equinócio e às 12h (passagem meridiana do Sol).

Fonte: Sentelhas e Angelocci (2012)

b) Variação de acordo com a época do ano

Fotoperíodo é a duração do dia desde o nascer até o pôr do Sol, que varia de acordo com a latitude do local. O Gráfico 7 mostra a influência da latitude no hemisfério sul durante o ano.

Gráfico 7 - Relação entre o fotoperíodo e a latitude

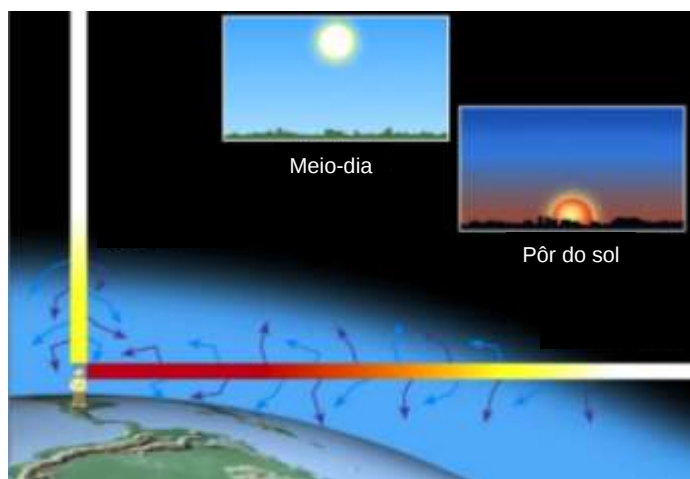


Fonte: Sentelhas e Angelocci (2012)

c) Variação de acordo com a hora do dia

A camada da atmosfera a ser atravessada pela radiação solar sofre variação durante o dia. Assim sendo a TG é menor ao nascer e o pôr do sol; e é maior ao meio dia. A Figura 10 mostra essa variação.

Figura 10 - Variação da camada da atmosfera durante o dia

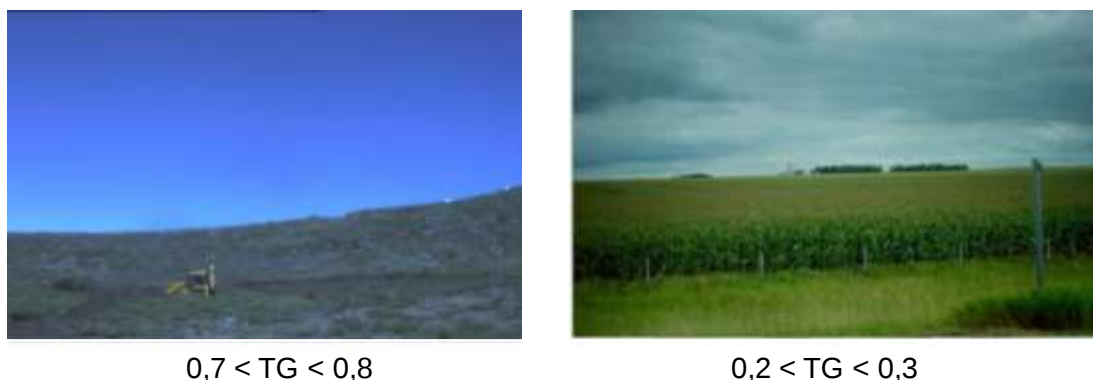


Fonte: Sentelhas e Angelocci (2012)

d) Variação em função das condições atmosféricas

As condições atmosféricas, especialmente nebulosidade e umidade, afetam consideravelmente a TG. Quanto menor a nebulosidade, maiores serão a insolação e a TG; e vice-versa. A Figura 11 mostra valores de TG de acordo com a condição climática.

Figura 11 - Variação da TG em função do clima

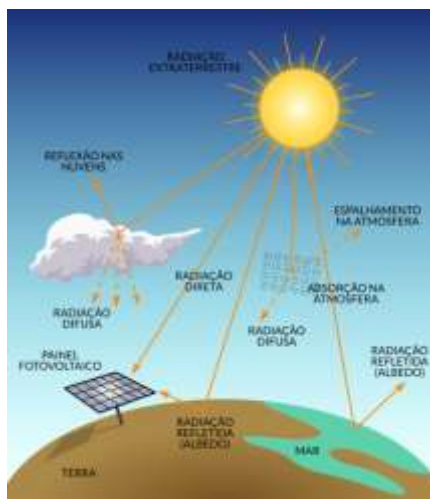


Fonte: Sentelhas e Angelocci (2012)

Quando a radiação solar entra na atmosfera terrestre, conforme mostrado na Figura 12, parte da energia incidente é refletida, espalhada ou absorvida pelas moléculas de ar, nuvens e partículas em suspensão. A radiação que não é refletida, espalhada ou absorvida e atravessa diretamente em linha reta desde o disco solar até a superfície terrestre é denominada de radiação direta. A radiação que é espalhada e que chega à superfície da Terra é chamada de difusa. E uma pequena parte de radiação que é refletida pelo solo e por outros objetos próximos é denominada de refletida ou albedo. Em ordem de importância na geração de energia solar fotovoltaica, temos a direta, difusa e albedo (VIAN, 2021).

Assim sendo, quanto maior for a nebulosidade, maior será a incidência da radiação difusa, diminuindo a geração de energia solar fotovoltaica, enquanto que em dias com maior insolação tem-se maior incidência da radiação direta, contribuindo para uma maior geração de energia elétrica (TIEPOLO *et al.*, 2017).

Figura 12 - Distribuição da radiação solar na superfície terrestre



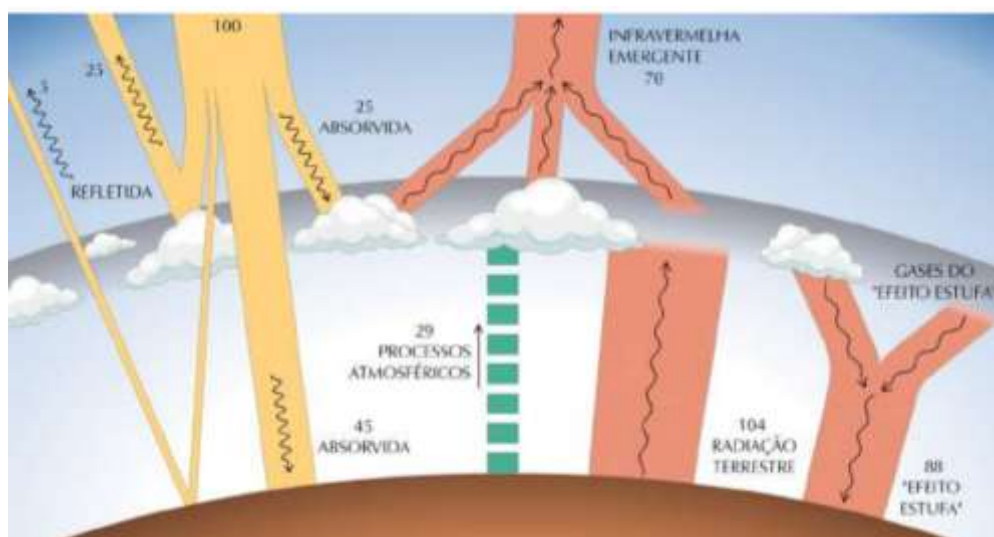
Fonte: Tiepolo *et al.* (2017)

Com relação ao albedo, Brennan *et al.* (2014) realizaram um estudo medindo o albedo dos materiais no entorno de instalações industriais, comerciais e residenciais e verificaram a influência desses nos módulos fotovoltaicos comercializados na época, com o intuito de otimizar a geração de energia com a parcela refletiva da energia solar e selecionar o melhor tipo de módulo fotovoltaico conforme o local da instalação do sistema.

2.6.3 Irradiação Global Horizontal (IGH)

Os processos de absorção e difusão da radiação solar pela atmosfera promovem atenuação da IGH em relação aos valores observados no topo da atmosfera (PEREIRA *et al.*, 2017). A Figura 13 mostra a distribuição percentual da radiação solar incidente na superfície terrestre.

Figura 13 - Distribuição percentual da radiação solar incidente



Fonte: Pereira *et al.* (2017)

Pinho *et al.* (2008) define a solarimetria como o conjunto de técnicas responsáveis pela avaliação do recurso solar disponível em determinado local, sendo extremamente importante para geração de eletricidade analisar e quantificar de forma precisa o recurso disponível.

Os dados de radiação solar na superfície terrestre, quando disponíveis, são frequentemente encontrados sob a forma de irradiação global em uma superfície horizontal, para um dia típico em qualquer mês do ano. Já que os painéis fotovoltaicos são usualmente posicionados com um certo ângulo do plano horizontal, a energia disponível no plano dos

painéis deve ser calculada a partir desses dados. O projeto de um sistema fotovoltaico requer o conhecimento e a cuidadosa utilização de dados de radiação solar de um determinado lugar em particular (PINHO *et al.*, 2008).

De acordo com o CRESESB (2023) as bases de dados solarimétricos consolidadas do Brasil disponíveis são:

- a) SunData v 3.0: atualizado com o banco de dados do Atlas Brasileiro de Energia Solar - 2ª Edição; e é utilizado para o cálculo da irradiação solar diária média mensal em qualquer ponto do território nacional e constitui uma ferramenta de apoio da CRESESB ao dimensionamento de sistemas fotovoltaicos. Na base de dados do SunData, além dos valores de irradiação solar no plano horizontal, têm-se os valores convertidos para planos inclinados, calculados segundo o método de Liu e Jordan (1960); e Collares-Pereira e Rabl (1979) para as escalas diárias; e para as escalas horárias foram utilizadas as propostas de Erbs (1982) e Dal Pai e Escobedo (2000); com três diferentes ângulos de inclinação em relação ao plano horizontal:
 - Ângulo igual à latitude;
 - Ângulo que fornece o maior valor médio diário anual de irradiação solar;
 - Ângulo que fornece o maior valor mínimo diário anual de irradiação solar.
- b) Atlas Solarimétrico do Brasil (2000): desenvolvido através do convênio FADE-UFPE/CEPEL, publicado e distribuído pelo CRESESB com uma base de dados solarimétricos que cobre todo o Brasil;
- c) Atlas Brasileiro de Energia Solar (2006): publicado pelo INPE e desenvolvido dentro do escopo do projeto SWERA¹ em parceria entre a DMA/CPTEC/INPE² e o LEPTEN/UFSC;
- d) Atlas Solarimétrico de Minas Gerais (2012) elaborado pela CEMIG dentro do projeto da ANEEL;
- e) Energia Solar Paulista - Levantamento do Potencial (2013): estudo que reúne 25 mapas elaborados com análise técnica da Secretaria de Energia do Governo do Estado de São Paulo e dados do INPE;
- f) Atlas de Energia Solar do Estado do Paraná (2017) desenvolvido sob a coordenação da Universidade Tecnológica Federal do Paraná - *Campus* Curitiba,

¹ <http://en.openei.org/wiki/SWERA/About> e <http://maps.nrel.gov/SWERA>.

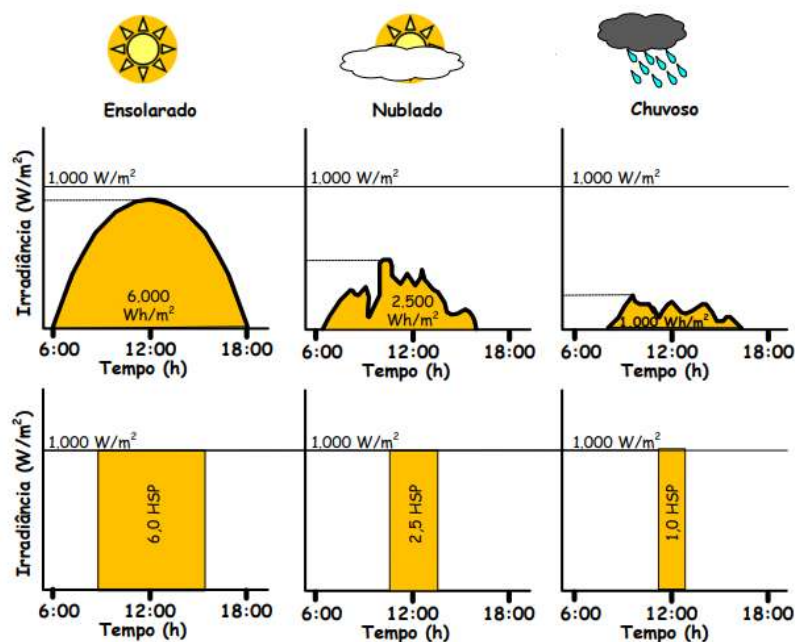
² http://sonda.ccst.inpe.br/publicacoes/atlas_solar.html.

por meio do Grupo de Pesquisa em Energia Solar e Sistemas Fotovoltaicos e do Laboratório de Energia Solar (UTFPR/LABENS), tem como objetivo, disponibilizar uma ferramenta de consulta e análise do potencial de irradiação solar e da geração de energia elétrica fotovoltaica no estado, de forma a promover e disseminar o uso desta tecnologia em prol do desenvolvimento sustentável.

Para o dimensionamento do gerador fotovoltaico e, considerando os fatores que mais favorecem a incidência de radiação solar na superfície terrestre estudados no subtópico 2.6., são considerados os valores referentes ao ângulo de inclinação do arranjo fotovoltaico igual à latitude (CRESESB, 2023).

Conforme Pinho *et al.* (2008), as estimativas de produção de energia elétrica consideram a totalidade da energia elétrica convertida em horas diárias, expressando o valor acumulado de energia solar ao longo de um dia como sendo o número de Horas de Sol Pleno (HSP). Esta grandeza reflete o número de horas em que a irradiância solar deve permanecer constante e igual a 1 kW/m^2 , de modo que a energia resultante seja equivalente à energia disponibilizada pelo Sol no local em questão, acumulada ao longo de um dado dia. A Figura 14 exemplifica situações para compreensão do conceito de HSP.

Figura 14 - Exemplos de radiação solar diária com valores equivalentes de HSP



Fonte: Pinho *et al.* (2008)

De acordo com Pinho e Galdino (2014) o HSP é calculado conforme a Equação 1.

$$HSP_{MA} = \frac{\text{Irradiância local [kWh/m}^2 \cdot \text{dia]}}{1 \text{ [kW/m}^2\text{]}} \quad (1)$$

Onde:

HSP_{MA} = Horas de sol pleno média diária anual [h/dia]

2.7 O EFEITO FOTOVOLTAICO

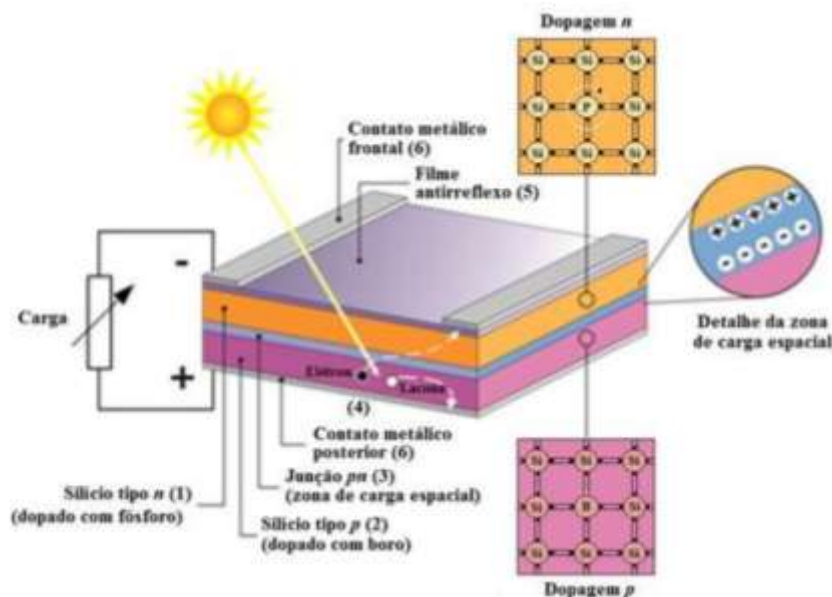
A energia solar fotovoltaica é obtida através da conversão direta da luz em eletricidade, sendo esse o efeito fotovoltaico relatado por Edmond Becquerel, em 1839, quando uma estrutura de material semicondutor apresentou uma diferença de potencial nos seus extremos, produzida pela absorção da luz. A célula fotovoltaica é a unidade primordial desse processo de conversão (CRESESB, 2023).

A luz solar é composta de fótons, ou partículas de energia solar, que contêm grande quantidade de energia, correspondente aos diferentes comprimentos de onda do espectro solar (NUSSENZVEIG, 2014). Ao colidirem com uma célula fotovoltaica, eles podem ser refletidos ou absorvidos, ou mesmo atravessar direto a célula, mas somente os fótons absorvidos geram eletricidade (Pinho *et al.*, 2008).

O silício é o semicondutor mais utilizado atualmente e a

Figura 15 mostra a célula fotovoltaica composta de dois semicondutores separados, denominados tipo *n* e tipo *p*, nos quais foram introduzidos impurezas de forma controlada, sendo esse processo conhecido como dopagem, conferindo a esses semicondutores a formação de elétrons livres no tipo *n* (portador de carga negativa) e lacunas no tipo *p* (com carga positiva). Pelo fluxo de elétrons e lacunas, os dois semicondutores agem como uma bateria e criam um campo elétrico na junção *pn*, que fazem os elétrons saltar para a superfície e os faz disponíveis para o circuito elétrico. Os fótons são absorvidos na célula fotovoltaica pelo semicondutor tipo *p*, portanto, para se ter uma célula solar eficiente, as tecnologias estão voltadas para maximizar a absorção, minimizar a reflexão e a combinação dos elétrons com as lacunas geradas, maximizando assim a fotocondução (PINHO; GALDINO, 2014).

Figura 15 - Efeito fotovoltaico em uma célula solar



Fonte: Pinho e Galdino (2014)

2.8 DESTAQUES NA GERAÇÃO DE ENERGIA FOTOVOLTAICA

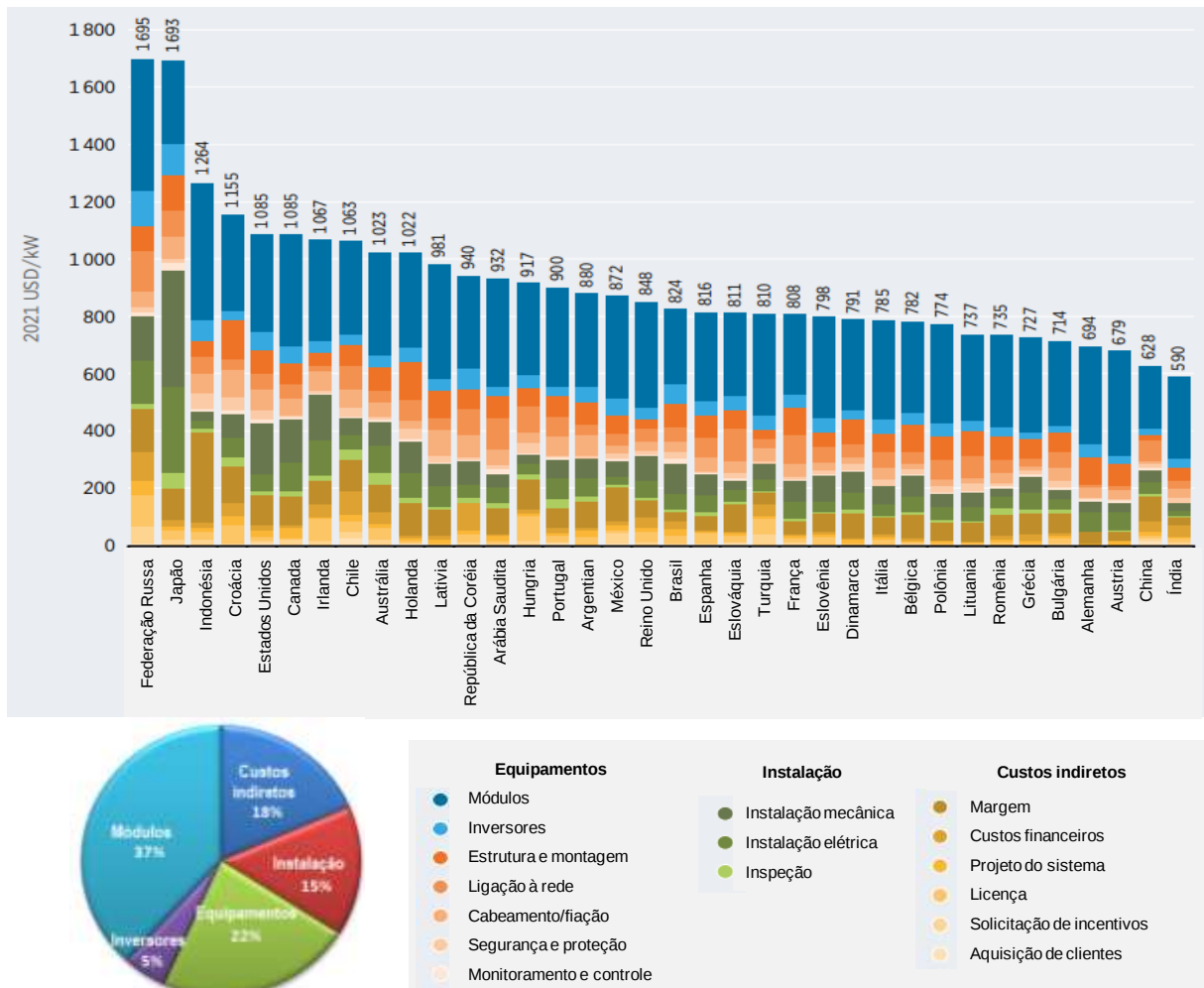
A expectativa do consumidor quando deseja instalar um sistema fotovoltaico é a viabilidade financeira deste empreendimento e os custos dos componentes são importantes nesse aspecto. No estudo realizado pela IRENA (2021) os principais componentes de um sistema fotovoltaico (SFV) que são fortemente afetados pelos preços dos materiais são:

- a) Módulos e inversores;
- b) Sistemas de estantes e montagem, incluindo as fundações, que podem ser todas de aço ou uma combinação de aço e concreto;
- c) Conexão à rede: onde o cobre é utilizado em transformadores e/ou em linhas; e
- d) Cabeamento e fiação dentro do SFV, onde o cobre é novamente um componente de custo importante.

No Gráfico 8 tem-se o detalhamento dos custos médios por país no ano de 2021 e concluiu-se que 42% do custo médio de um sistema fotovoltaico corresponderam aos módulos e inversores, que são os principais componentes na conversão da energia solar em eletricidade (ISE, 2023). Os módulos contêm as células fotovoltaicas fabricadas com material semicondutor, responsáveis pelo efeito fotovoltaico; e os inversores são responsáveis pela

conversão da corrente contínua gerada em corrente alternada para atender a demanda de energia do consumidor (PINHO; GALDINO, 2014).

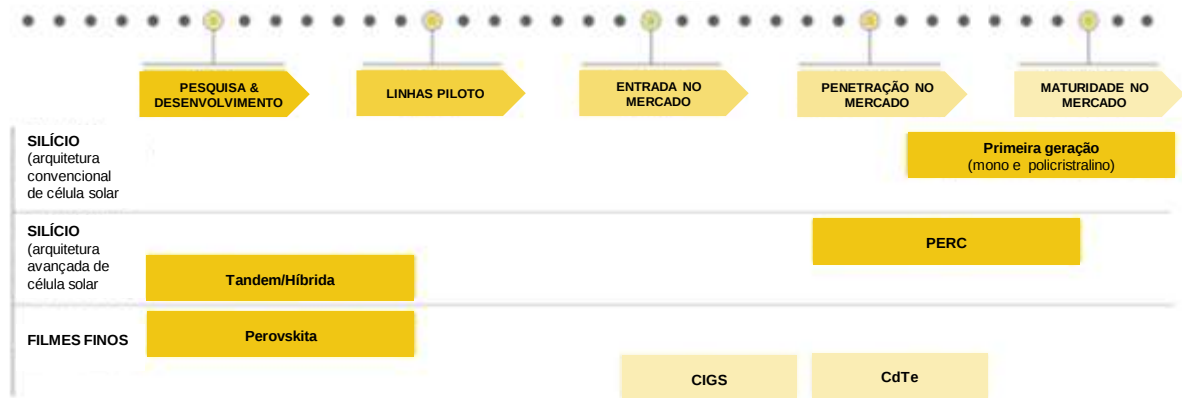
Gráfico 8 - Detalhamento dos custos médios totais por país (2021)



Fonte: Adaptado de IRENA (2022) e ISE (2023)

A tecnologia do silício mono e policristalino, que constituem a primeira geração de células fotovoltaicas, possuem maturidade consolidada no mercado por ser a mais empregada na construção de módulos fotovoltaicos (Figura 16), seguido pela arquitetura do Emissor Passivado Célula/Contato Traseiro (PERC). Esta camada de passivação, além de gerar reflexão no fundo da célula fazendo com que o raio passe mais vezes pelo silício, gere mais energia e também reduza a velocidade de recombinação dos elétrons, faz com que a célula se torne mais eficiente que uma célula padrão (VIAN *et al.*, 2021). Assim, os módulos PERC são mais eficientes e têm menos perdas a altas temperaturas (GREENER, 2019).

Figura 16 - Estado atual das tecnologias fotovoltaicas

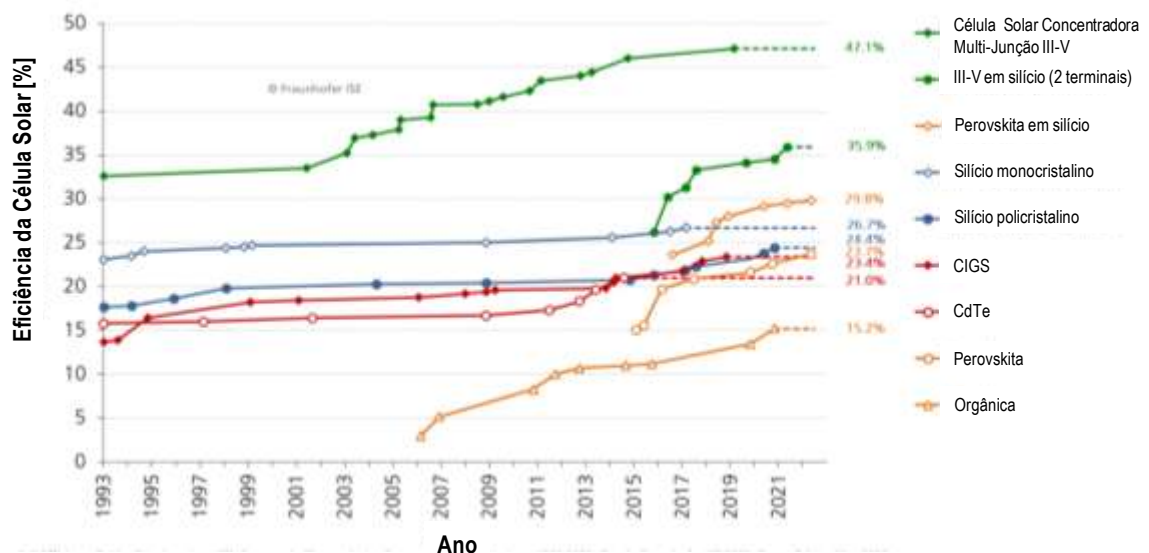


Notas: CIGS = -disseleneto de cobre-índio-gálio; CdTe = telureto de cádmio; PERC = emissor passivado célula/contato traseiro

Fonte: IRENA (2019)

O Gráfico 9 mostra a evolução em laboratório das eficiências das células e suas respectivas tecnologias. As células solares concentradoras multijunção, classificadas como tandem, são da terceira geração e estão ainda em fase de pesquisa e desenvolvimento, apresentaram uma eficiência de 47,1%, a maior registrada na época; e os módulos com essa tecnologia alcançaram 35,9%. As células tandem são um conjunto de células individuais, sobrepostas uma às outras, onde cada uma converte seletivamente uma faixa específica de luz em energia elétrica, deixando a luz restante ser absorvida e convertida em eletricidade na célula abaixo (VIAN *et al.*, 2021). Porém, o processo de fabricação apresenta ainda um custo elevado, restringindo a entrada no mercado (CHERRADI, 2019).

Gráfico 9 - Eficiências de Células Solares de Laboratório

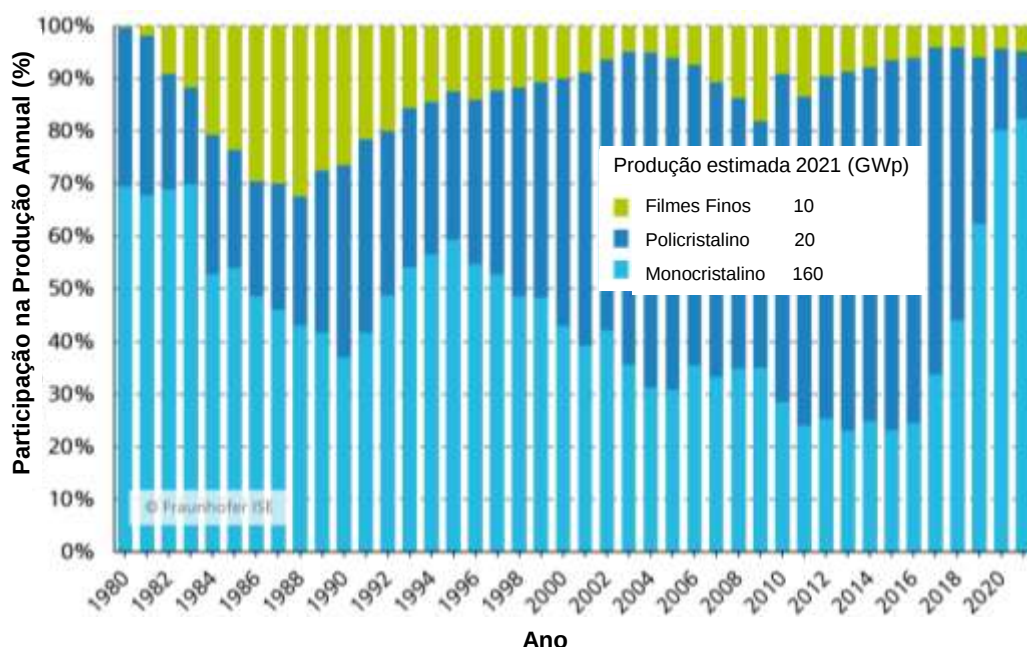


Fonte: ISE (2023)

Geisz *et al.* (2020) desenvolveram a célula solar multijunção III-V que apresentou a maior eficiência no Gráfico 9.

O monocristalino de silício voltou a liderar o mercado a partir de 2019 como mostra o Gráfico 10, que apresenta a evolução da participação das tecnologias fotovoltaicas na produção mundial dos módulos.

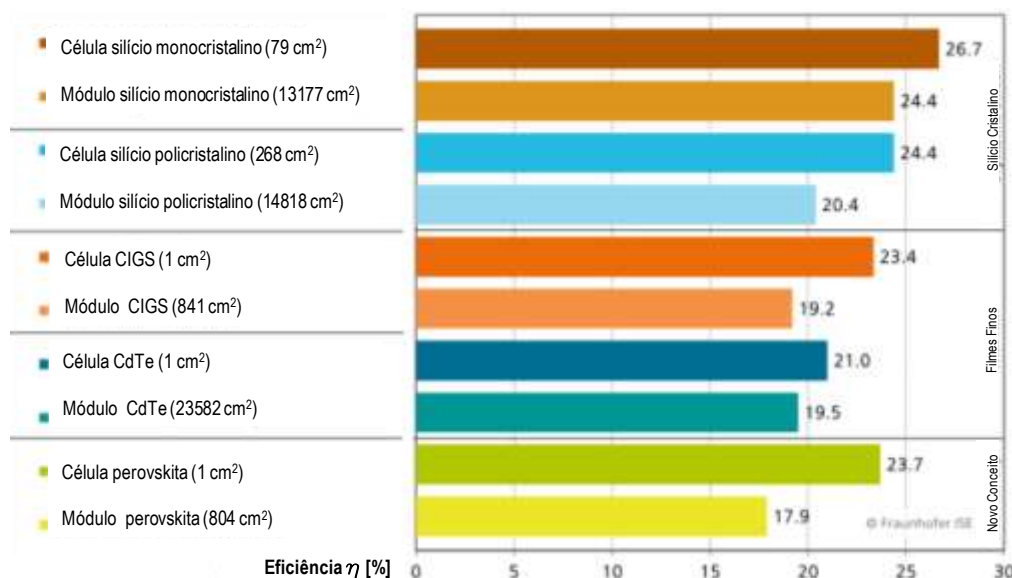
Gráfico 10 - Participação da produção anual global fotovoltaica por tecnologia



Fonte: ISE (2023)

Na análise das eficiências encontradas nos testes de laboratório (Gráfico 11), tanto as células como os módulos de silício monocristalino lideraram a *performance* dos materiais analisados, mostrando que a produção industrial acompanhou essa tendência na utilização nos sistemas fotovoltaicos. As células e os módulos de silício policristalino, respectivamente, ficaram com a segunda melhor eficiência. Os filmes finos compõem a segunda geração de células solares: células de disseleneto de cobre-indio-gálio (CIGS) alcançaram 23,4%; enquanto as de telureto de cádmio (CdTe) 21,0%. No entanto, a fabricação de células CIGS é dificultada devido à raridade do índio, bem como à estequiometria complexa e as várias fases para produzi-las, restringindo a produção em larga escala no curto prazo (CHERRADI, 2019). As células solares de CdTe são feitas por meio de processos de baixa temperatura, o que torna sua produção muito flexível e acessível, possuindo atualmente a maior participação de mercado de todas as tecnologias de filmes finos (ISE, 2023).

Gráfico 11 - Comparação de tecnologias em laboratório: Células x Módulos



A célula de laboratório de perovskita demonstrou uma eficiência recorde de 23,7% e está atraindo a atenção de pesquisas e laboratórios industriais devido ao seu potencial como células de alto desempenho para conversão de energia solar. A perovskita integra as células solares de última geração e de acordo com Jorge (2022) o Brasil está na corrida tecnológica global para desenvolver uma nova célula fotovoltaica de alta eficiência utilizando esse material. Fernandes, pesquisadora brasileira que desenvolveu um estudo com Mahka *et. al* (2016) de um processo de laminação de um eletrodo para células solares de perovskita (PSC), despertou o interesse da empresa CSEM Brasil a elaborar um projeto para o desenvolvimento de uma célula híbrida que agregue a perovskita com células orgânicas fotovoltaicas (OPV).

As células OPV utilizam materiais semicondutores à base de carbono e a vantagem dessas células é a flexibilidade e a capacidade de serem fabricados em grandes quantidades por meio de técnicas de impressão e utilização em aplicações que exigem painéis solares flexíveis e leves (TEIXEIRA *et al.*, 2021). No caso da célula híbrida com a perovskita, os materiais que compõem as células são transformados em uma tinta e impressos separadamente. No primeiro processo se imprime uma camada semicondutora, um segundo imprime a perovskita e assim por diante, até a última camada, que é a do contato elétrico. Ao final dos processos obtém-se uma célula flexível, leve e da espessura de uma folha de papel e pode ser adesivada a alguma superfície para produzir energia (JORGE, 2022).

A tendência de queda nos custos dos módulos solares fotovoltaicos tem sido um importante fator de melhoria da competitividade e esta tecnologia tem mostrado as maiores taxas de aprendizado de todas as tecnologias de energia renovável. Entre dezembro de 2009 e dezembro de 2021, os preços dos módulos de silício cristalino caíram em média 62% nos países ilustrados no Gráfico 12. Após vários anos de uma tendência de queda de preços, no entanto, o preço médio anual entre 2020 e 2021 aumentou entre 4% e 7% para módulos cristalinos, impulsionada por interrupções na cadeia de suprimentos durante 2021 que elevaram os preços devido a custos mais altos de material ou menor disponibilidade, agravado por outros desafios relacionados à pandemia, como dificuldades de frete e remessa global, resultando num efeito inflacionário geral no transporte (IRENA, 2022).

Decisões de política de mercado como a priorização da produção do mercado local na China e restrições de importação em alguns mercados, como nos Estados Unidos, também colaboraram para o aumento dos preços. À medida que o custo das commodities começar a se estabilizar com oferta e demanda mais equilibradas, com eficiências crescentes das células fotovoltaicas, maior otimização na fabricação e inovação de design, poderão consolidar mais uma vez a queda de custos dos módulos fotovoltaicos, amenizando o aumento de custo temporário (IRENA, 2022).

Gráfico 12- Evolução dos preços médios anuais dos módulos por mercado em 2013 e 2021



Fonte: IRENA (2022)

A Tabela 3 mostra a divisão do mercado global em 2020 para os tipos de inversores empregados nos sistemas fotovoltaicos com seus respectivos custos.

Tabela 3 - Participação dos tipos de inversores no mercado em 2020

Inversor / Conversor	Potência	Eficiência	Participação no mercado	Comentários
Inversores String	até 150kWp	até 98% (c.c./c.a.)	64,4%	* € 0,03 a € 0,07/Wp * Fácil reposição
Inversores Centrais	acima de 80 kWp	até 98,5% (c.c./c.a.)	33,7%	* € 0,03 a € 0,05/Wp * Alta confiabilidade * Frequentemente vendido somente com o contrato de serviço
Micro Inversores	Faixa de potência do módulo	90% a 97% (c.c./c.a.)	1,4%	* ~ € 0,25/Wp * Facilidade de substituição

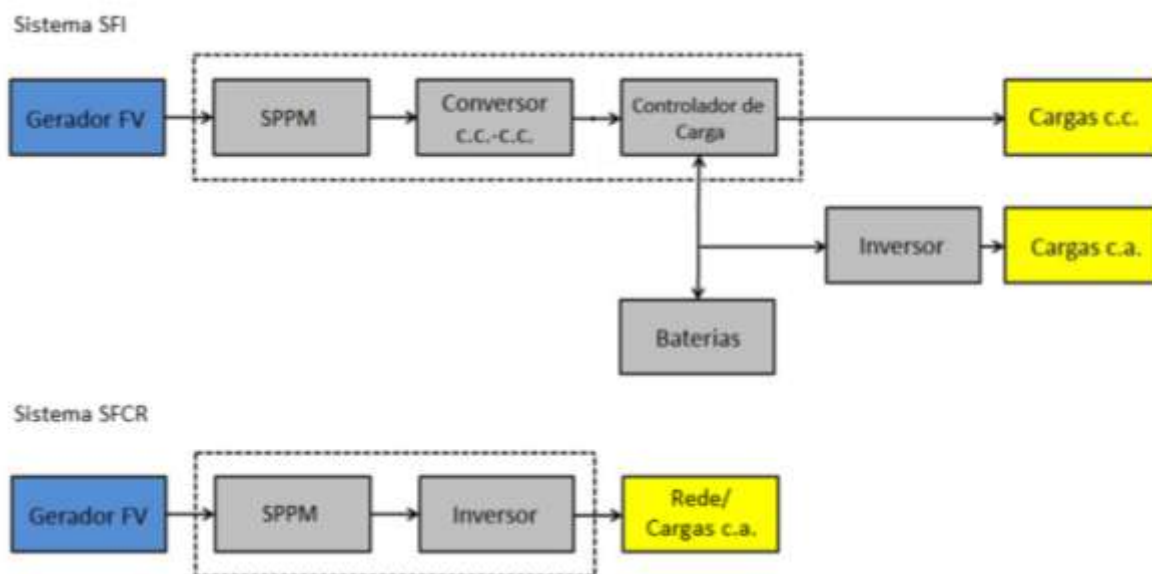
Fonte: ISE (2023)

De acordo com Pinho e Galdino (2014) os inversores têm a seguinte classificação:

- Inversores *string*: inversores monofásicos dotados de apenas uma entrada com seguimento do ponto de potência máxima (SPPM), adequados a instalações de microgeração (até 10kWp);
- Inversores *multistring*: inversores trifásicos ou monofásicos dotados de várias entradas SPPM para conexão de *strings* (fileiras) de módulos. São adequados a instalações urbanas (telhados, fachadas) nas quais cada string pode estar submetida a diferentes condições de irradiância e/ou sombreamento.
- Inversores Centrais: inversores trifásicos de grande porte, com potência numa faixa que vai de centenas de kWp até MWp, utilizados em usinas fotovoltaicas.
- Microinversores: monofásicos para redes bifásicas ou trifásicas e sistemas menores que 1,5 kWp, com até 4 entradas com SPPM.

O SPPM é um mecanismo de controle eletrônico (Figura 17) presente em inversores, para um sistema fotovoltaico conectado à rede (SFCR); e conversores c.c.-c.c., para um sistema fotovoltaico isolado (SFI), que monitora continuamente as modificações na curva característica tensão-corrente (I-V) e atua sobre a eletrônica do inversor e/ou do conversor para a manter o gerador fotovoltaico operando na tensão correspondente à tensão de máxima potência, maximizando a transferência de potência e evitando perdas nas células, que surgiriam se o acoplamento ocorresse em outra tensão que não a ótima (PINHO ; GALDINO, 2014).

Figura 17 - Utilização do SPPM em sistemas fotovoltaicos



Fonte: Pinho e Galdino (2014)

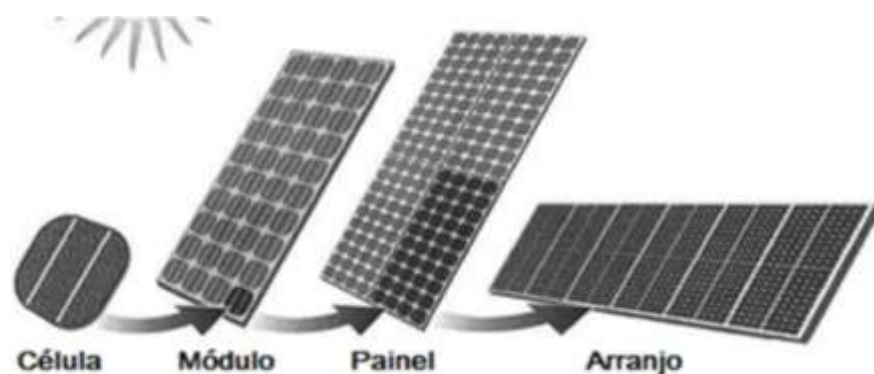
Em geral, os conversores de corrente contínua-contínua (c.c-c.c), além de serem dotados de SPPM, já agregam a função de controlador de carga, que em um SFI regula e gerencia o fluxo energético dos geradores fotovoltaicos para as baterias, bem como preserva a vida útil das mesmas de uma descarga profunda decorrente de um longo período sem geração (PINHO; GALDINO, 2014).

2.9 O SISTEMA FOTOVOLTAICO

Pinho e Galdino (2014) conceituam o sistema fotovoltaico (SFV) como um sistema de conversão da radiação solar em energia aproveitável sob a forma de eletricidade, constituído pelos blocos abaixo.

- a) Bloco gerador: contém os arranjos fotovoltaicos (Figura 18), formado por módulos fotovoltaicos em diferentes associações, o cabeamento elétrico que os interliga e a estrutura de suporte;

Figura 18 - Componentes de um arranjo fotovoltaico



Fonte: Viana (2017)

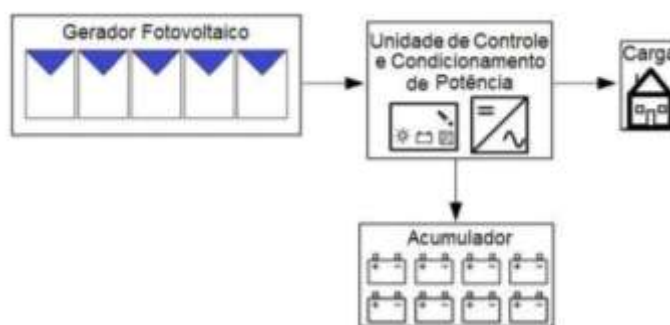
- b) Bloco de condicionamento de potência: pode conter conversores c.c.-c.c., SPPM, inversores, controladores de carga (se houver armazenamento) e outros dispositivos de proteção, supervisão e controle;
- c) Bloco de armazenamento (para SFI): formado por acumuladores elétricos (baterias) e/ou outras formas de armazenamento.

Classificando os SFV como isolados (SFI), conectados à rede (SFCR) e híbridos (SFH) quando operam a partir de um gerador fotovoltaico ou combinado com uma ou mais fontes de energia.

2.9.1 Sistemas fotovoltaicos isolados

Um SFI opera de forma autônoma, em locais remotos onde não há uma rede elétrica de atendimento, demandando a utilização de baterias, que serão responsáveis por armazenar energia para o abastecimento da carga em ocasiões em que não há geração de energia solar, como à noite ou em dias chuvosos. A unidade responsável pelo controle e condicionamento de potência é composta por controlador de carga e inversor (PINHO; GALDINO, 2014). Na Figura 19 tem-se um esquema simplificado do sistema.

Figura 19 – Esquema básico de sistema fotovoltaico isolado



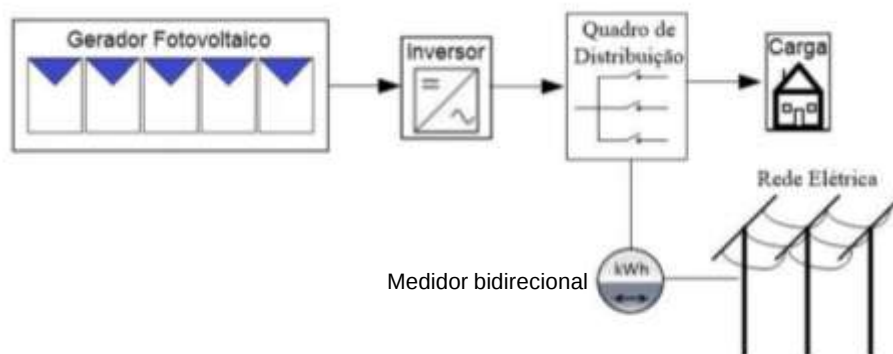
Fonte: Pinho e Galdino (2014)

Controladores de carga são incluídos nos SFI com o objetivo de proteger a bateria (ou banco de baterias) contra cargas e descargas excessivas, aumentando a sua vida útil, desconectando o gerador fotovoltaico quando a bateria atingir carga plena e interrompendo o fornecimento de energia quando o estado de carga da bateria atingir um nível mínimo de segurança. Alguns controladores também monitoram o desempenho do SFI (corrente e tensão de carregamento da bateria ou da carga) e acionam alarmes quando ocorre algum problema. Para melhorar o desempenho do controlador de carga, pode ser incorporado um sensor de temperatura, com a função de compensar o efeito da variação da temperatura nos parâmetros das baterias (PINHO; GALDINO, 2014). Como a bateria armazena energia na forma de corrente contínua, é indispensável um inversor que seja capaz de convertê-la em corrente alternada.

2.9.2 Sistemas fotovoltaicos conectados à rede

O SFCR é aquele em que a energia produzida pelo gerador fotovoltaico é entregue diretamente à rede elétrica, quando não consumido instantaneamente pelo usuário. Para tanto, um inversor é fundamental para conversão da corrente contínua em alternada que atenda às exigências de qualidade e segurança. A energia consumida e a energia injetada na rede de distribuição são registradas separadamente por um medidor bidirecional que é fornecido pela concessionária de energia elétrica ao se instalar o SFV (PINHO; GALDINO, 2014). Um esquema de SFI é demonstrado na Figura 20.

Figura 20- Sistema fotovoltaico conectado à rede



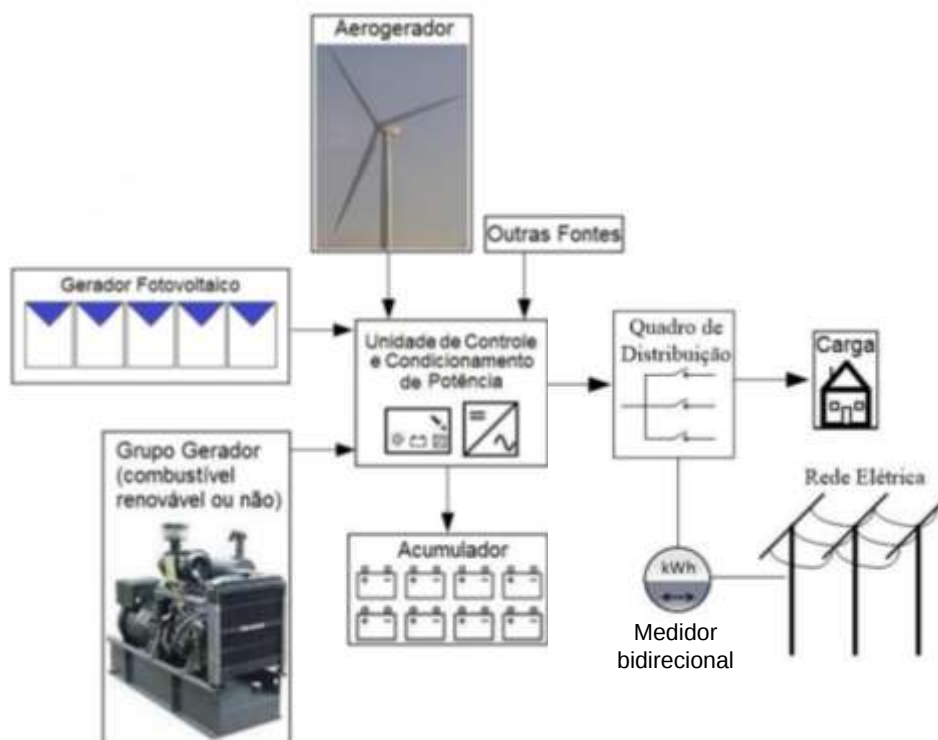
Fonte: Pinho e Galdino (2014)

2.9.3 Sistemas fotovoltaicos híbridos

O SFH trata-se daquele em que existe mais de uma forma de geração de energia, como por exemplo, grupo gerador a diesel, aerogeradores e geradores fotovoltaicos. Além disso, podem ser conectados à rede ou não. Quando conectados à rede elétrica, tem-se a necessidade de um medidor bidirecional, tal qual o SFCR. A unidade responsável pelo controle e condicionamento de potência é composta por controlador de carga e inversor (PINHO; GALDINO, 2014).

Os SFH são mais complexos e necessitam de algum tipo de controle capaz de integrar os vários geradores e otimizar a operação para o consumidor. Existem várias configurações possíveis, assim como estratégias de uso de cada fonte de energia. A Figura 21 apresenta uma destas possibilidades. Em geral, utilizam-se sistemas híbridos para o atendimento a cargas em corrente alternada necessitando-se, portanto, de um inversor. A complexidade operacional e de manutenção do SFI é a principal desvantagem para empreendimentos em regiões remotas (PINHO; GALDINO, 2014).

Figura 21 – Exemplo de uma configuração de sistema fotovoltaico isolado



Fonte: Adaptado de Pinho e Galdino (2014)

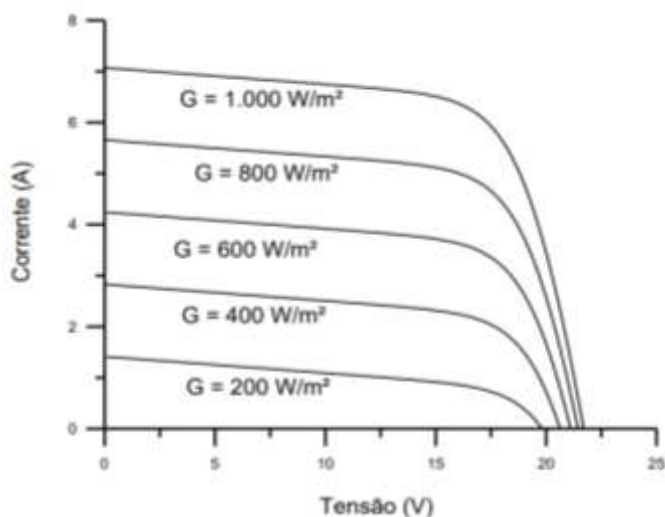
2.10 IMPACTOS DO MEIO AMBIENTE NA EFICIÊNCIA DOS MÓDULOS

A corrente produzida pelos módulos fotovoltaicos é diretamente proporcional à irradiância solar e é muito pouco afetada pela temperatura da célula. Entretanto, a tensão e, consequentemente, a potência gerada decrescem significativamente com o aumento da temperatura. Portanto, os valores de corrente, tensão e potência máxima são dependentes das condições de irradiância (principalmente por corrente) e da temperatura da célula (principalmente a tensão) (PINHO; GALDINO, 2014).

2.10.1 Efeito da irradiância solar

O aumento da corrente elétrica gerada pelo módulo é diretamente proporcional ao aumento da irradiância solar (PINHO; GALDINO, 2014). A corrente de curto-circuito tem um aumento linear com a irradiância, como mostra o Gráfico 13 para um módulo fotovoltaico de 36 células de silício cristalino (c-Si) a 25°C.

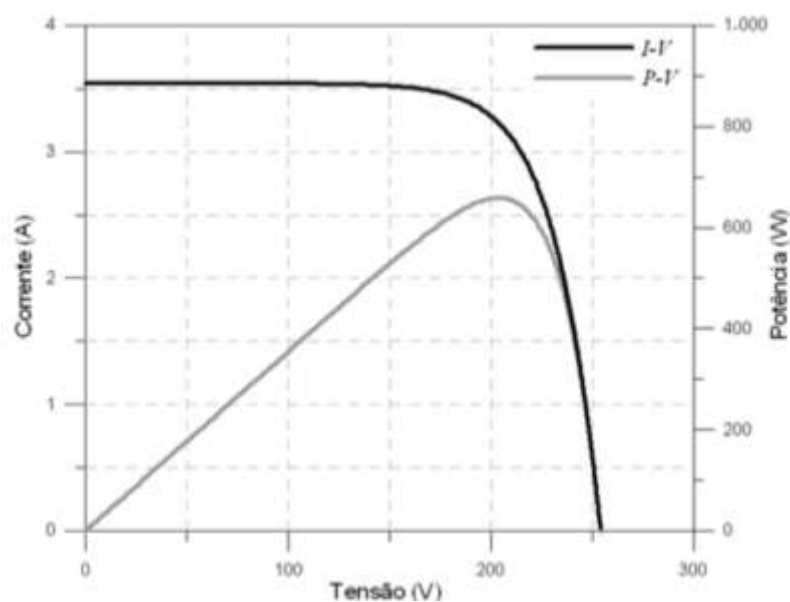
Gráfico 13 - Efeito da variação da irradiância solar sobre a curva característica I-V



Fonte: Pinho e Galdino (2014)

A irradiância pode apresentar mudanças repentinas como resultado da passagem de nuvens, do mesmo modo que sombreamentos parciais podem ser causados por árvores e edificações próximas, além de folhas ou sujeiras depositadas sobre a superfície dos módulos, provocando distorções na curva característica do gerador fotovoltaico (PINHO; GALDINO, 2014). O Gráfico 14 apresenta as curvas I-V e potência-tensão (P-V) de um gerador de seis módulos de 72 células em série, mostrando a ocorrência de máximos locais na curva de potência sem sombreamento.

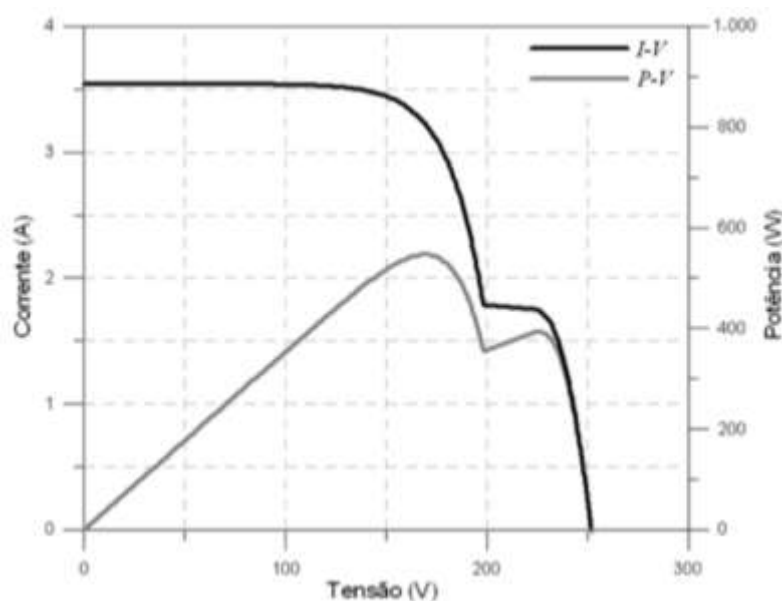
Gráfico 14 - Arranjo fotovoltaico sem sombreamento



Fonte: Pinho e Galdino (2014)

O Gráfico 15 apresenta o mesmo arranjo acima com sombreamento e sem SPPM.

Gráfico 15 – Arranjo fotovoltaico com sombreamento



Fonte: Pinho e Galdino (2014)

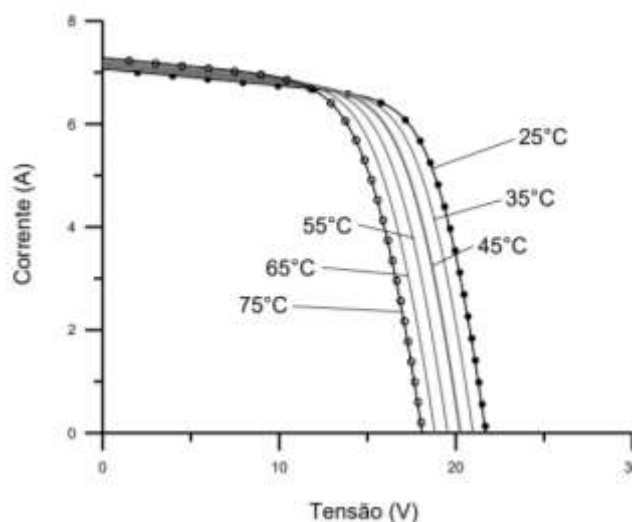
2.10.2 Efeito da temperatura

A incidência de radiação solar e a variação da temperatura ambiente implicam em uma variação de temperatura nas células que compõem os módulos. O

Gráfico 16 mostra curvas I-V para diversas temperaturas de célula para um módulo fotovoltaico de 36 células de silício cristalino (c-Si) sob irradiância de 1.000 W/m^2 , evidenciando que há uma queda de tensão importante com o aumento da temperatura da célula. A corrente sofre uma elevação muito pequena que não compensa a perda causada pela diminuição da tensão (PINHO; GALDINO, 2014). O

Gráfico 16 apresenta o efeito da temperatura na tensão gerada pelo módulo.

Gráfico 16 - Efeito da variação da temperatura sobre a curva característica I-V



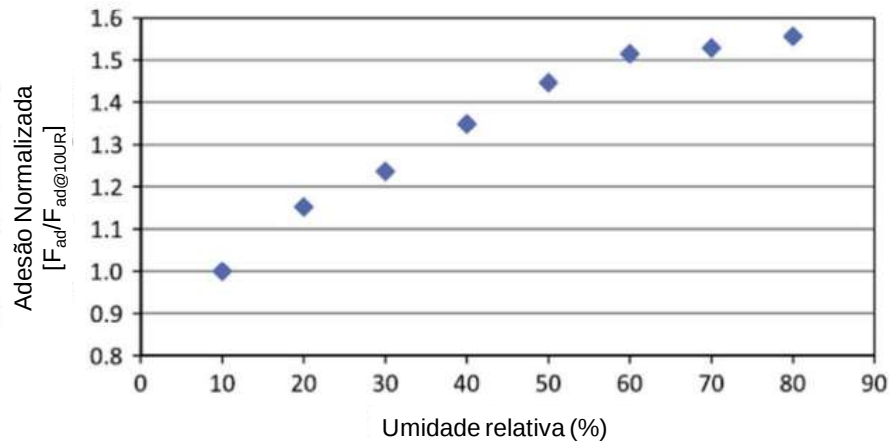
Fonte: Pinho e Galdino (2014)

2.10.3 Efeito da umidade

Os valores de eficiência citados pelos fabricantes de módulos fotovoltaicos, baseados normalmente em medições efetuadas em ambientes laboratoriais limpos de 25 °C e condições de ar sem variação, não encontram guarita em locais de instalação em situações divergentes das descritas, uma vez que estudos de campo demonstraram que os resultados reais poderiam ser reduzidos em até 60% em climas empoeirados ou poluídos sem limpeza regular. De acordo ainda com Ghazi e Ip (2014), que realizaram um estudo na cidade de Brighton, sudeste do Reino Unido, verificou-se que a umidade tem efeito mais negativo no desempenho do painel fotovoltaico, que o acúmulo de poeira. Também notaram que excrementos das aves dessa região costeira podiam criar pontos superaquecidos no painel fotovoltaico e reduzir sua potência.

Said *et al.* (2018) relatam que um aumento na umidade relativa do ar de 40% para 80% aumenta a adesão da poeira em cerca de 80% conforme mostrado no Gráfico 17, além de promover a formação de camadas de poeira pegajosa e cimentante nas superfícies fotovoltaicas.

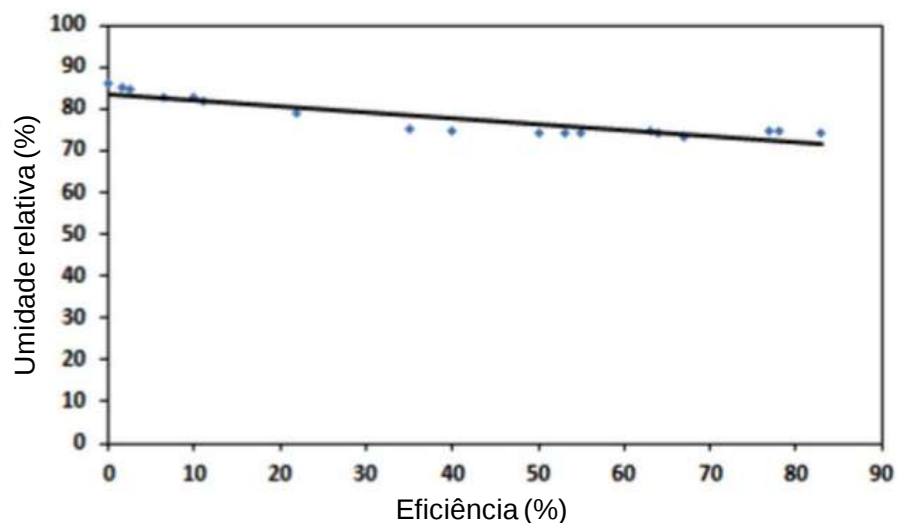
Gráfico 17 - Relação entre a adesão e a umidade relativa



Fonte: Said *et al.* (2018)

No Gráfico 18, Said *et al.* (2018) relataram em seus estudos que a eficiência da célula solar aumenta com a diminuição da umidade: de 9,7% para 12,04% de eficiência com respectivamente, 60% a 48% de umidade do ar, porém Ramli *et al.* (2016) que realizaram uma investigação experimental em Surabaya, Indonésia, detectaram que sob condições de chuva, a potência de saída diminuiu 40% em umidade relativa de 76,3%; e uma diminuição na potência de saída durante condições nubladas em 45% a 60,5% de umidade relativa, revelando que a nebulosidade tem impacto mais negativo que o clima chuvoso.

Gráfico 18 - Eficiência do módulo fotovoltaico x umidade relativa



Fonte: Ettah *et al.* (2012)

2.10.4 Efeito da poeira

De acordo com Said *et al.* (2018) a poeira tem dois possíveis efeitos na saída de energia dos módulos fotovoltaicos. Primeiro, partículas suspensas de poeira na atmosfera com tamanho maior que o comprimento de onda do feixe solar incidente podem espalhar a luz do sol, reduzindo a quantidade de radiação solar que atinge a superfície do módulo. Este efeito torna-se pior quando combinado com poluentes atmosféricos, podendo reduzir em mais de 60% a produção de energia. O segundo efeito refere-se à formação de uma espessa camada de poeira na superfície do módulo fotovoltaico que pode alterar as propriedades ópticas da superfície, reduzindo sua transmitância e afetando a potência de saída do módulo fotovoltaico. Em seu estudo, eles listaram no Quadro 2 parte da literatura publicada em relação ao efeito da poeira no desempenho fotovoltaico.

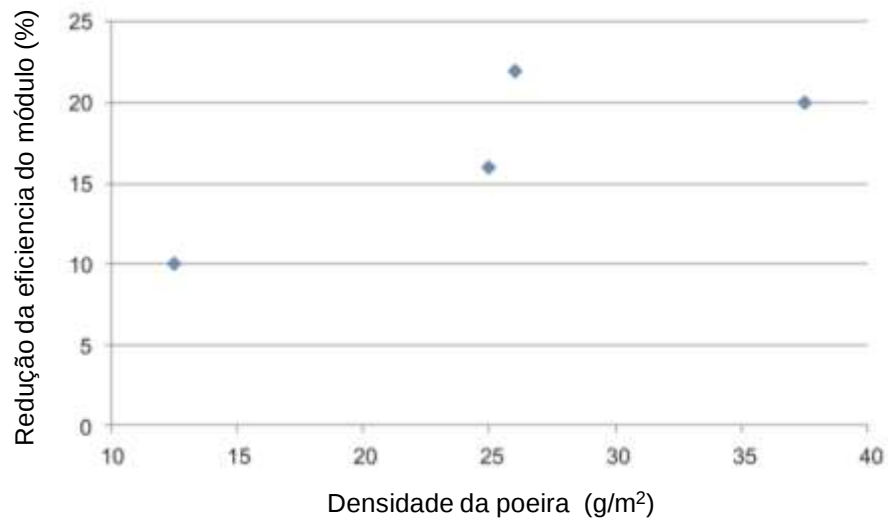
Quadro 2 - Efeitos da poeira observados em diferentes países

Local do estudo	Duração	Efeito da poeira
Arábia Saudita	1 mês	A taxa média de degradação da eficiência foi 7% ao mês
Arábia Saudita	5 semanas	A redução média da potência sem nenhuma ação de limpeza foi aproximadamente 6%
Arábia Saudita	6 semanas	A redução média da potência foi 3% para um módulo de vidro plano
Arábia Saudita	6 meses	A saída de potência diminuiu em até 50% sem limpeza
Qatar	100 dias	A eficiência diminuiu em torno de 10% devido acúmulo de poeira
Palestina	1 semana	A eficiência do painel solar diminuiu de 5 a 6%
Egito	21 dias	Redução de 5% da potência de saída para uma inclinação de 15° do painel
Egito	1 mês	A saída de potência diminuiu em torno de 17,4% ao mês
Emirados Árabes	5 semanas	A redução da saída de potência foi em torno de 10%
Espanha	2 meses	Após 15 dias sem chuva as perdas foram superiores a 4%. As perdas chegam até 15% após 2 meses sem chover
Atenas	8 semanas	Redução de 6,5% na potência de saída

Fonte: Said *et al.* (2018)

Said *et al.* (2018) relataram em seu estudo que a taxa de deposição de poeira afeta a transmissividade da cobertura fotovoltaica e o desempenho do módulo. Quanto maior for esta deposição de poeira maior é a queda no desempenho do módulo fotovoltaico, porém este comportamento não é exatamente linear devido à natureza da distribuição das partículas de poeira na cobertura do módulo fotovoltaico. Diferentes estudos quantificaram a redução do desempenho fotovoltaico para várias taxas de deposição de poeira, conforme mostrado no Gráfico 19. Reduções na eficiência de conversão de 10%, 16% e 20% foram observados para densidades de poeira de 12,5 g/m², 25 g/m² e 37,5 g/m², respectivamente. Em outro estudo Jiang *et al.* (2011) observaram que a eficiência do módulo fotovoltaico foi reduzida em até 26% quando a poeira foi depositada a uma densidade de 22 g/m².

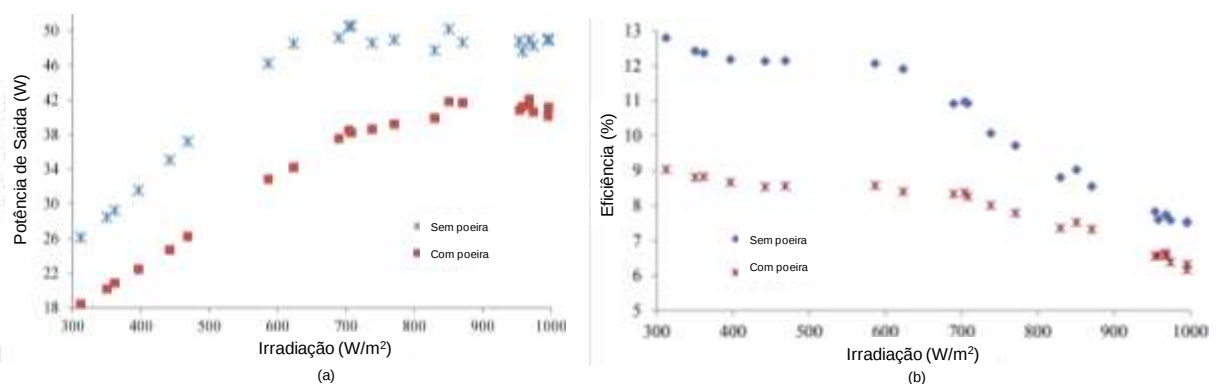
Gráfico 19 – Redução da eficiência do módulo x densidade da poeira



Fonte: Said *et al.* (2018)

Rahman *et al.* (2017) investigaram o efeito da poeira no desempenho de um módulo fotovoltaico refrigerado durante 2 dias consecutivos em condições de funcionamento ao ar livre com níveis de irradiação semelhantes. Poeira com densidade 0,01 g/cm² foi aplicada à superfície superior do módulo fotovoltaico e a potência de saída e eficiência do módulo foram observadas. O desempenho do módulo com poeira em sua superfície foi 17,90% menor que o do módulo sem poeira (Gráfico 20).

Gráfico 20 - Efeito da poeira na potência de saída do módulo fotovoltaico ao ar livre



Fonte: Rahman *et al.* (2017)

2.11 HISTÓRICO DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NO BRASIL

A primeira usina solar foi instalada no Brasil em agosto de 2011, localizada no município de Tauá, no sertão do Ceará, com 4.680 painéis fotovoltaicos com capacidade inicial de geração de 1 MW. Em 2012 uma grande mudança no setor de energia solar ocorreu com a publicação da Resolução Normativa nº 482 que permitia ao consumidor gerar sua própria energia conectada à rede de distribuição, viabilizando tanto a produção por microgeradores, como painéis solares nos telhados dos imóveis, quanto por minigeração, como no caso de usinas solares (ANEEL, 2023). A norma também possibilitou a criação de sistemas de créditos energéticos e estabeleceu os critérios necessários para a conexão de sistemas à rede. Depois disso, o governo também instituiu medidas para incentivar o uso de energias renováveis, como a isenção PIS/COFINS e ICMS, apoio do BNDES e redução do Imposto de Importação (ORIGOENERGIA, 2020).

O Quadro 3 apresenta o histórico da energia solar fotovoltaica no Brasil com os seus principais eventos.

Quadro 3 - Principais eventos no histórico da energia solar fotovoltaica no Brasil

Ano	Descrição
2010	Consulta Pública nº 015/2010 da ANEEL para reduzir as barreiras para a instalação da geração distribuída (GD) a partir de fontes renováveis de energia no Brasil.
2011	Portaria INMETRO nº 004/2011 revisa os requisitos de avaliação da conformidade para sistemas e equipamentos para energia fotovoltaica.
2012	REN ANEEL nº 482/2012 trata da micro e da minigeração distribuídas de energia elétrica onde o consumidor pode gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada e injetar o excedente para a rede de distribuição de sua localidade.
2015	Criação do Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD) para ampliar e aprofundar as ações de estímulo à geração de energia pelos próprios consumidores, com base nas fontes renováveis de energia - em especial a solar fotovoltaica.
	Lei nº 13.169/2015 determina a isenção dos tributos federais PIS (Programa de Integração Social) e COFINS (Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social) sobre a parcela de energia injetada.
	REN ANEEL nº 687/2015 revisa a REN 482/2012 proporcionando mais abertura e flexibilidade para aquisições e instalações no mercado de energia solar.
2018	Consulta Pública nº 010/2018 da ANEEL para obter subsídios ao aprimoramento das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída, estabelecidas pela Resolução Normativa nº 482/2012.
2019	Todos os estados brasileiros aderem ao Convênio ICMS nº 16/2015, concedendo a isenção fiscal estadual para o Sistema de Compensação de Energia Elétrica.
2021	REN ANEEL nº 687/2015 trata em reduzir os custos e tempo para a conexão da microgeração e minigeração; compatibilizar o Sistema de Compensação de Energia Elétrica com as condições gerais de fornecimento de energia.
2022	Lei nº 14.300/2022 institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS).
	Consulta 050/2022 - Obter subsídios para o aprimoramento dos Submódulos 5.2, 7.1, 7.2 e 7.3 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, que regulamentam os aspectos econômicos da Lei nº 14.300/2022.
2023	REN ANEEL nº 1060/2023 - Altera os Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET para contemplar a regulação dos aspectos econômicos da Lei n. 14.300 de 2022.

Fonte: Elaborado pelo autor (2023)

A Lei nº 14.300 publicada em 7 de janeiro de 2022 movimentou o mercado fotovoltaico, em função do período de transição requerido para a “solicitação de acesso de unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída, com ou sem sistema de armazenamento de energia, bem como sistemas híbridos”, provocando uma corrida de consumidores com o propósito de gozar até 2045 os benefícios promulgados anteriores à publicação desta lei:

Art. 17. Após o período de transição de que tratam os arts. 26 e 27 desta Lei, as unidades participantes do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) ficarão sujeitas às regras tarifárias estabelecidas pela ANEEL para as unidades consumidoras com microgeração ou minigeração distribuída.

Art 26. As disposições constantes do art. 17 desta Lei não se aplicam até 31 de dezembro de 2045 para unidades beneficiárias da energia oriunda de microgeradores e minigeradores:

I – existentes na data de publicação desta Lei; ou

II – que protocolarem solicitação de acesso na distribuidora em até 12 (doze) meses contados da publicação desta Lei. (grifo nosso).

Assim sendo, a partir de 7 de janeiro deste ano, toda a energia elétrica ativa compensada será tarifada conforme o artigo abaixo:

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.

A Figura 22 mostra os períodos referentes aos artigos 26 e 27 da Lei 14.300/2022.

Figura 22 – Períodos de transição



Fonte: ANEEL (2023)

No levantamento realizado por Hein (2023) os pedidos de solicitação de acesso entre os meses de outubro de 2022 e dia 7 de janeiro de 2023 por consumidores que buscavam permanecer fora das regras da Lei 14.300, representou um volume de 32,3 GW: 7,07 GW em microgeração e 25,23 GW em minigeração, e o Gráfico 21 demonstra os pedidos mensais nesse período. Todo esse volume de projetos em apenas quase 100 dias representa quase o dobro da potência instalada atual do Brasil, que está em 17 GW. Hein (2023) declarou que os números foram divulgados pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE) durante a reunião ordinária da ANEEL, relatando que 31 empresas associadas à entidade receberam cerca de 486,5 mil pedidos nesse período, sendo 460 mil de microgeração e 26,5 mil de minigeração.

Gráfico 21 – Pedidos de solicitação de acesso (GW)



Fonte: Hein (2023)

Os consumidores estão cientes que têm um retorno financeiro ao utilizar a energia solar fotovoltaica para atender às suas demandas de consumo, porém, a grande maioria desconhece as ferramentas da Engenharia Econômica para conhecer as possibilidades reais de ganho para embasar a tomada de decisão ao adquirir um sistema fotovoltaico.

2.12 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

2.12.1 Estimativa do consumo médio mensal

Para estimar o consumo mensal deve-se considerar o fator de correção (FC) para compensação no horário de ponta. Kikumoto (2019) apresenta esse cálculo conforme a Equação 2:

$$FC = \frac{TE_P}{TE_{FP}} \quad (2)$$

Sendo:

TE_P = Tarifa de energia elétrica com tributos Ponta [R\$]

TE_{FP} = Tarifa de energia elétrica com tributos Fora Ponta [R\$]

Kikumoto (2019) demonstra na Equação 3 o cálculo do consumo mensal considerando o FC para compensação no horário de ponta.

$$C = C_{FP} + (FC * C_P) \quad (3)$$

Onde:

C = Consumo mensal [kWh]

C_{FP} = Consumo de energia Fora Ponta [kWh]

C_P = Consumo de energia Ponta [kWh]

2.12.2 Dimensionamento do gerador fotovoltaico

Pinho e Galdino (2014) estimaram uma TD entre 70 e 80% para SFCR residenciais, bem ventilados e não sombreados, considerando as condições de radiação solar encontrada no Brasil. Com a Equação (4) fez-se o cálculo inicial da potência do gerador fotovoltaico.

$$P_{FV} = \frac{E/TD}{HSP_{MA}} \quad (4)$$

Onde:

P_{FV} = Potência de pico do gerador fotovoltaico [kWp]

E = Consumo médio diário da empresa [kWh]

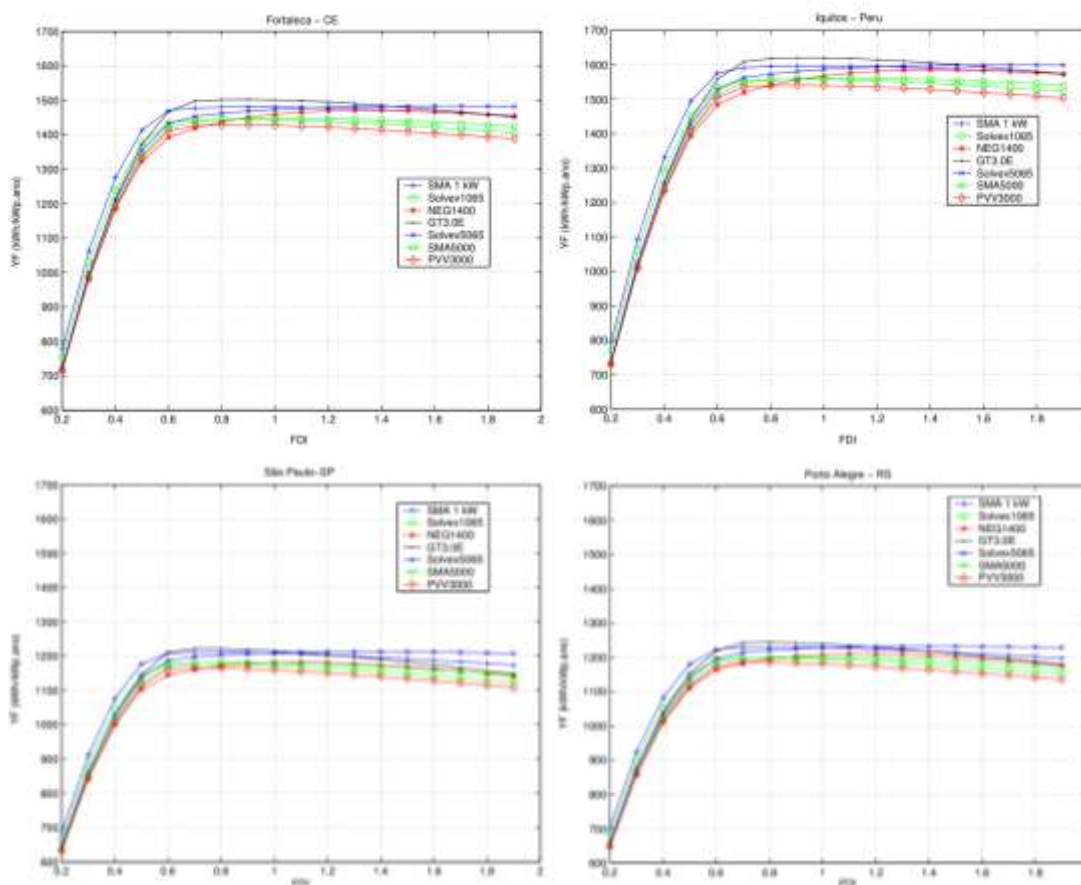
TD = Taxa de desempenho [0,8]

HSP_{MA} = Horas de sol pleno média anual [h/dia]

2.12.3 Dimensionamento do inversor

Macedo (2006) apresentou uma tese analisando a influência da capacidade relativa entre o inversor e o gerador fotovoltaico, conhecido como Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI). Ao estudar diferentes localidades e com diferentes tamanhos de geradores fotovoltaicos, foi constatado que para uma determinada faixa de FDI as produtividades anuais (kWh/kWp) não tiveram diferença significativa, concluindo que a escolha de bons equipamentos é mais relevante em termos energéticos do que a própria relação FDI. Os gráficos da Figura 23 apresentam os resultados dessa análise.

Figura 23 - Produtividade de SFCR x FDI para sete inversores comerciais



Fonte: Macedo (2006)

Deve-se dimensionar o inversor de modo que este não trabalhe por muito tempo em potências demasiadamente abaixo da nominal nem sobrecarregado. Utilizando-se um inversor de menor capacidade e de menor custo para um mesmo gerador fotovoltaico sem impactar na quantidade de energia e na confiabilidade do sistema, a energia gerada tende a ser mais barata (MACEDO, 2006).

No caso de instalação do arranjo fotovoltaico em locais sujeitos a elevadas temperaturas como, por exemplo, montagem em telhados ou lajes, recomenda-se uma potência do inversor igual ou mesmo superior à potência do gerador fotovoltaico, devido à redução da potência dos módulos fotovoltaicos com o aumento de temperatura, pois mesmo quando a irradiância está próxima de 1.000 W/m^2 , a potência do gerador FV dificilmente se aproxima de sua potência nominal (PINHO; GALDINO, 2014).

O FDI representa a relação entre a potência nominal c.a. do inversor e a potência de pico do gerador FV (MACEDO, 2006), como mostra a Equação 5:

$$FDI = \frac{P_{Nca}}{P_{FV}} \quad (5)$$

Onde:

FDI - Fator de dimensionamento do inversor

P_{Nca} - Potência nominal em corrente alternada do inversor [W]

P_{FV} - Potência pico do painel fotovoltaico [W_p]

A potência do gerador FV e do inversor devem ser ajustadas de modo que o FDI do inversor tenha a melhor relação custo/benefício. O FDI depende do inversor selecionado, da tecnologia do módulo FV, da orientação e inclinação do painel, além das condições ambientais, como temperatura e radiação local (PINHO; GALDINO, 2014).

Chepp *et al.* (2020) num projeto de pesquisa do programa de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) da ANEEL, realizado pela Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE) juntamente com a Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS) e a Universidade Federal de Santa Maria (UFSM), após a análise da usina estudada em Porto Alegre-RS, instalada no telhado da Secretaria de Educação do Estado do Rio Grande do Sul, concluíram que o FDI com 80% da potência nominal do gerador fotovoltaico para reduzir o custo com inversores foi vantajosa, pois verificou-se que a perda de energia ao longo do ano foi menor que 3%.

Análise de literatura mostra que os valores inferiores de FDI recomendados por fabricantes e instaladores situam-se na faixa de 0,75 a 0,85, enquanto que o limite superior é de 1,05 (PINHO; GALDINO, 2014).

2.12.4 Taxa de desempenho

A Taxa de Desempenho (TD) é definida pela relação entre o desempenho real do sistema sobre o desempenho máximo teórico possível, constituindo num parâmetro para avaliar a geração de energia elétrica de um dado SFV, considerando a potência real do sistema sob condições de operação e todas as perdas envolvidas, como por exemplo, perdas por queda de tensão devido à resistência de conectores e cabeamento, sujeira na superfície do painel, sombreamento, eficiência do inversor, carregamento do inversor, incompatibilidade (*mismatch*) entre módulos de mesmo modelo (diferenças entre as suas potências máximas), resposta espectral, temperatura operacional, dentre outras. Para reduzir a incerteza na

estimativa da TD do SFV, foi utilizado o programa de dimensionamento PVsyst, que foi desenvolvido inicialmente pela Universidade de Genebra (Suíça) e é comercializado atualmente pela companhia PVsyst S.A. Esse programa oferece condições de se trabalhar em diferentes níveis de complexidade, desde um estágio inicial de representação até um detalhado sistema de simulação, dispondo também de uma ferramenta adicional, tridimensional, que considera as limitações no horizonte e possíveis sombreamentos (PINHO; GALDINO, 2014).

Desta forma a TD é o rendimento global considerando as taxas de perdas e os rendimentos parciais (η_{parcial}) que foram divididos e classificados conforme o Quadro 4.

Quadro 4 – Classificação das perdas do gerador fotovoltaico

Situação	Item	Descrição	Taxa	η parcial	η situação	Taxa de desempenho
Antes dos módulos	1	Perda de irradiância devido sombreamento	p_1	$\eta_{p1} = 1 - p_1$	$\eta_{\text{antes}} = \eta_{p1} \cdot \eta_{p2} \cdot \eta_{p3}$	$TD = \eta_{\text{antes}} \cdot \eta_{\text{dentro}} \cdot \eta_{\text{depois}}$
	2	Perda por reflexão da superfície dos módulos	p_2	$\eta_{p2} = 1 - p_2$		
	3	Perda por sujeira	p_3	$\eta_{p3} = 1 - p_3$		
Dentro dos módulos	4	Perda devido nível de irradiação	p_4	$\eta_{p4} = 1 - p_4$	$\eta_{\text{dentro}} = \eta_{p4} \cdot \eta_{p5} \cdot \eta_{p6} \cdot \eta_{p7} \cdot \eta_{p8} \cdot \eta_{p9} \cdot \eta_{p10} \cdot \eta_{p11}$	
	5	Perda devido temperatura	p_5	$\eta_{p5} = 1 - p_5$		
	6	Perdas pela correção espectral	p_6	$\eta_{p6} = 1 - p_6$		
	7	Perda elétrica nos módulos devido sombreamento	p_7	$\eta_{p7} = 1 - p_7$		
	8	Perda de qualidade dos módulos	p_8	$\eta_{p8} = 1 - p_8$		
	9	Perda por degradação induzida pela luz	p_9	$\eta_{p9} = 1 - p_9$		
	10	Perda por incompatibilidade de módulos	p_{10}	$\eta_{p10} = 1 - p_{10}$		
	11	Perda por incompatibilidade de tensão nas associações dos módulos	p_{11}	$\eta_{p11} = 1 - p_{11}$		
	Depois dos módulos	12	Perda no cabeamento de corrente contínua	p_{12}		
13		Perda no inversor durante operação	p_{13}	$\eta_{p13} = 1 - p_{13}$		
14		Perda no inversor sobre potência nominal	p_{14}	$\eta_{p14} = 1 - p_{14}$		
15		Perda no cabeamento de corrente alternada	p_{15}	$\eta_{p15} = 1 - p_{15}$		

Fonte: Adaptado de PVsyst (2023)

2.12.5 Perdas

2.12.5.1 Perda de irradiância devido sombreamento

Após definir uma possibilidade de instalação do gerador fotovoltaico no telhado da indústria, observando as limitações de espaço e localização, o PVSyst estima a perda de irradiância que ocorre devido ao posicionamento dos arranjos e a distância entre eles, uma vez que não foi possível que o plano dos módulos fotovoltaicos estivessem totalmente voltados para o norte geográfico, que é a melhor condição para a eficiência do SFV (SENTELHAS; ANGELOCCI, 2012).

2.12.5.2 Perda por reflexão da superfície dos módulos

O efeito de incidência designado como IAM (Modificador de Ângulo de Incidência)

corresponde à diminuição da irradiância que realmente atinge a superfície das células fotovoltaicas, em relação à irradiância sob condições normais de incidência. Esta diminuição deve-se principalmente aos reflexos na cobertura de vidro, que aumentam com o ângulo de incidência. A perda de transmissão é um fenômeno geral, devido à reflexão e transmissão do raio solar em cada interface de material (vidro-ar, vidro-EVA, célula EVA), bem como alguma absorção no vidro. Esse surge para qualquer raio de incidência. Para incidência normal, o reflexo é da ordem de 5%, nas condições de STC (Condição Padrão de Temperatura). O IAM diz respeito apenas à dependência angular deste efeito, ou seja, é normalizado para a transmissão em incidência perpendicular (ângulo de incidência de 0°). O PVSyst utiliza uma função IAM, que descreve o déficit de transmissão em função ângulo de incidência. Esta função é aplicada tanto à componente do feixe, quanto à componente difusa e albedo, usando uma integral em todas as direções, supondo uma distribuição isotrópica da irradiância difusa (PVSYST, 2023).

2.12.5.3 Perda por sujeira

Este é um fator que depende fortemente do ambiente em que está instalado o SFV. A sujeira provoca sombreamentos que afetam o desempenho do gerador fotovoltaico. O programa estabelece um valor padrão de 3%. Em climas medianamente chuvosos (como no centro da Europa) e em zonas residenciais, esta perda é geralmente menos de 1%. Em zonas industriais foi possível observar efeitos maiores. Haeberlin e Graf (1998) relatam o efeito de poeiras metálicas oriundas de uma linha ferroviária que, quando depositados na superfície dos módulos, retinham mais poeira e também favoreciam a formação de musgos, que não eram removidos pelas chuvas, ocorrendo o mesmo problema com relação aos excrementos das aves (PVSYST, 2023).

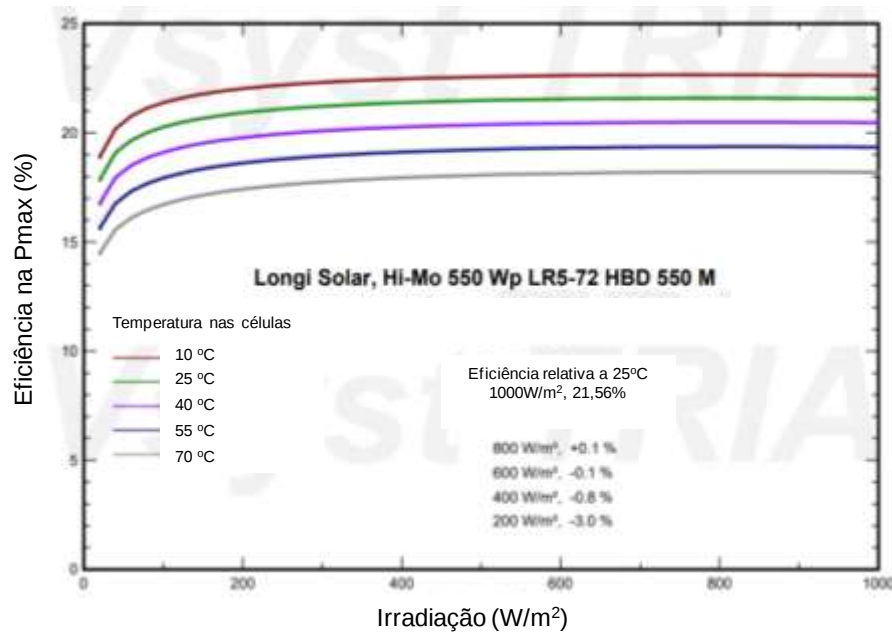
Considerando que este estudo contempla a limpeza dos módulos fotovoltaicos na análise de viabilidade econômica, adotou-se uma perda de 1% por sujeira, valor bastante conservador comparando com os resultados do Quadro 2 - Efeitos da poeira observados em diferentes países.

2.12.5.4 Perda devido nível de irradiância e temperatura

O Gráfico 22 demonstra a eficiência do módulo em função da irradiação, observando também a temperatura de operação do módulo fotovoltaico. A eficiência diminui à medida

que a irradiação diminui e a temperatura aumenta (PVSYST, 2023).

Gráfico 22 - Eficiência x irradiação do módulo fotovoltaico



Fonte: PVSyst (2023)

2.12.5.5 Perda devido correção espectral

A correção espectral leva em consideração as mudanças no espectro solar devido ao espalhamento e absorção na atmosfera. Estas mudanças dependem do conteúdo de água na atmosfera, dos aerossóis e da distância percorrida pela luz, expressa em massa de ar (AM). A massa de ar é calculada a partir da altitude e da posição do sol, enquanto a precipitação deve estar presente na base de dados do arquivo meteorológico, ou ser estimada a partir da umidade relativa (PVSYST, 2023).

2.12.5.6 Perda elétrica devido sombreamentos

Essa perda é resultado da incompatibilidade elétrica ao interligar áreas sombreadas e não sombreadas de módulos fotovoltaicos em um arranjo. Por exemplo, a corrente global numa série de módulos é impulsionada pela célula que produz o valor mais baixo. Se a corrente imposta na cadeia for maior que a corrente máxima de uma célula sombreada, o diodo de *bypass* do módulo sombreado será ativado. O PVsyst fornece uma avaliação mais precisa com o posicionamento de cada módulo fotovoltaico em um modelo de construção 3D,

com um cálculo detalhado de cada módulo bem como sua localização no sistema elétrico. Esse cálculo baseia-se na combinação das curvas corrente-tensão dos componentes que formam o arranjo fotovoltaico (PVSYST, 2023).

2.12.5.7 Perda de qualidade dos módulos

A perda de qualidade do módulo é uma especificação do fabricante. O PVsyst escolherá um quarto da diferença entre esses valores, sendo uma escolha conservadora sem nenhuma razão científica (PVSYST, 2023).

2.12.5.8 Perda por degradação induzida pela luz

A degradação induzida por luz (LID) é uma perda de desempenho que ocorre logo nas primeiras horas de exposição ao sol dos módulos cristalinos. Isso pode afetar o desempenho real em relação aos dados finais dos testes de *flash* de fábrica fornecidos por alguns fornecedores de módulos FV. A perda de LID está relacionada à qualidade da fabricação do *wafer* e pode ser da ordem de 1% a 3%, ou até maior. É muito difícil obter dados sobre o efeito do LID em uma determinada amostra de módulo, pois não é mencionado pelos fabricantes. Depende da origem dos *wafers* de silício e pode variar de produto para produto, como também pode depender de lotes de uma determinada produção. Como não está suficientemente estabelecida, a perda de LID proposta como padrão pelo PVsyst é 2% (PVSYST, 2023).

2.12.5.9 Perda por incompatibilidade de módulos

Essa perda ocorre devido principalmente pelo fato de que, em uma cadeia de módulos, a corrente mais baixa conduz a corrente de toda a cadeia. O programa estima a perda considerando a configuração do arranjo fotovoltaico. Também agrega a perda por degradação por incompatibilidade durante a vida útil dos módulos, pois não se degradam todos na mesma taxa (PVSYST, 2023).

2.12.5.10 Perda por incompatibilidade de tensão nas associações dos módulos

Essa perda é definida como a diferença entre a soma de toda a potência disponível

(P_{mpp}) de cada módulo fotovoltaico e a potência (P_{mpp}) resultante das características corrente-tensão (I/V) do arranjo (PVSYST, 2023).

O painel fotovoltaico é formado por associações de módulos fotovoltaicos em série. O arranjo fotovoltaico tem uma ou várias associações conectadas em paralelo. A perda por incompatibilidade se deve principalmente ao fato de que, em uma associação de módulos, a corrente mais baixa conduz a corrente de toda a série. Para construir a curva I/V do arranjo, tem-se que combinar (PVSYST, 2023):

- a) Todas as curvas corrente-tensão (I/V) dos módulos somando as tensões; a corrente é a mesma em toda a série;
- b) Combinar as curvas corrente-tensão (I/V) do arranjo somando a corrente de cada série.

2.12.5.11 Perda no cabeamento da corrente contínua

O parâmetro básico que define as perdas no cabeamento é sempre a resistência do circuito. A resistência ôhmica do circuito de cabeamento induz perdas entre a potência disponível dos módulos e a potência nos terminais do arranjo. O PVsyst define um valor padrão inicial de 1,5% a ser usado durante as primeiras etapas do estudo de um sistema fotovoltaico. Nas últimas fases do projeto, o programa tem uma ferramenta que calcula a resistência equivalente do cabeamento de acordo com os comprimentos e seções reais dos cabos instalados (PVSYST, 2023).

2.12.5.12 Perda no inversor durante a operação

A opção de perfis automáticos de eficiência é utilizada quando apenas estão disponíveis as eficiências máximas EURO ou CEC. A eficiência EURO é uma média da eficiência em condições de funcionamento anuais na Europa Central. A eficiência CEC é o equivalente para as condições do sudoeste dos EUA. O PVsyst constrói então perfis padronizados, com a geração de corrente alternada proporcional à energia de corrente disponível, menos a potência de entrada mínima necessária (P_{thresh}) para funcionar (PVSYST, 2023).

2.12.5.13 Perda no inversor em relação à potência nominal

A eficiência é a razão da potência de saída em relação à potência de entrada. Depende principalmente da potência e também pode ser uma função da tensão de entrada. Considerando as configurações dos módulos fotovoltaicos, do inversor e do arranjo, o PVsyst estima essa perda que não corresponde necessariamente à eficiência informada pelo fabricante (PVSYST, 2023).

2.12.5.14 Perda no cabeamento da corrente alternada

Para o circuito de corrente alternada, esta perda é definida pelo comprimento do fio, a seção e o metal. O comprimento do fio corresponde aqui à distância entre o inversor e o ponto de injeção, ou seja, o comprimento de um fio por fase. Durante a simulação, a perda no cabeamento é calculada a cada hora. A fração de perda nominal é definida como a razão da perda ôhmica (kW) para uma potência de referência, que pode ser a potência nominal do módulo fotovoltaico ou a potência do inversor (PVSYST, 2023).

2.13 MODELOS DE ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA

Para a análise de investimentos, a Engenharia Econômica é um instrumento do processo decisório para a escolha mais apropriada do tipo de investimento, pressupondo que se deve atribuir um valor ao dinheiro no tempo (BALARINE, 2004).

A necessidade de conhecimentos em Engenharia Econômica é fundamental para análises de desempenho, síntese e conclusão em projetos de todas as dimensões. Em outras palavras, a Engenharia Econômica está no âmago do processo de tomada de decisões que envolvem os seguintes elementos fundamentais: fluxo de caixa, tempo de ocorrência e taxas de juros. Os cálculos em uma análise de Engenharia Econômica são estimativas do que se espera que ocorram e envolvem esses elementos (BLANK; TARQUIN, 2010).

2.13.1 Fluxo de caixa

Segundo Friedrich e Brondani (2005), o fluxo de caixa corresponde aos registros e

controles existentes da movimentação do caixa, compreendendo as entradas e saídas dos recursos financeiros que ocorrerão em um determinado período de tempo. A demonstração do fluxo de caixa é um importante instrumento de análise financeira na tomada de decisões, pois fornece uma apresentação visual de como um investimento se comporta ao longo do tempo, seja limitado ou contínuo (SILVA *et al.*, 1993; ENDLER, 2004).

2.13.2 Tempo de vida do projeto

A análise de viabilidade é avaliada a cada período de tempo dentro do tempo de vida útil de um projeto e, no caso deste trabalho cada período de tempo corresponderá a um ano. O tempo de vida de um projeto é definido pela vida útil dos bens envolvidos, para tal é importante saber a vida útil de todos os equipamentos utilizados no sistema e considerar as possíveis trocas de algum equipamento ao longo do tempo de vida que foi definido em um projeto (BLANK; TARQUIN, 2010).

Considerando os módulos e os inversores, que representam na média global 42% do total do investimento de um SFV (ISE, 2023), mas já chegou a representar 59% no Brasil (BNDES, 2018), na análise de viabilidade serão considerados o tempo de vida útil desses equipamentos estimados pelos seus respectivos fabricantes. Para os módulos fotovoltaicos especificados neste trabalho considerou-se 25 anos, estimando-se um desempenho de no mínimo 80,7% e uma perda de eficiência de 0,71% ao ano e para os inversores será considerado uma troca no 14º período.

2.13.3 Juros

Juros são a manifestação do valor do dinheiro no tempo. Em termos de cálculo, juros é a diferença de valor no fim e no início de um período. Se a diferença for igual a zero ou negativa significa que não houve juros (BLANK; TARQUIN, 2010).

No regime de capitalização simples, os juros são calculados sempre sobre o valor inicial, não ocorrendo qualquer alteração da base de cálculo durante o período de cálculo dos juros, apenas o principal é que rende juros. Os juros do período não são somados ao capital para o cálculo de novos juros nos períodos seguintes, ou seja, não são capitalizados (WERNKE, 2007).

No regime de capitalização composta, os juros produzidos num período são acrescidos ao valor aplicado e no próximo período também produzirão juros, sendo dessa forma

denominados de juros compostos. O regime de juros compostos é o mais comum no sistema financeiro e, portanto, o mais útil para cálculos de viabilidade (CHEROBIM *et al.*, 2002). Os juros gerados a cada período são incorporados ao principal para o cálculo dos juros do período seguinte. Matematicamente, o cálculo a juros compostos é conhecido por cálculo exponencial de juros (BALARINE, 2002).

Desse modo, definir a taxa de juros que será empregada ao longo do tempo de vida de um projeto é primordial, principalmente na análise dos fluxos de caixa financeiros, doravante denominada fluxo de caixa descontado. Esta avaliação é baseada na teoria de que o valor de um negócio depende dos benefícios futuros que ele irá produzir, descontados para um valor presente, utilizando uma taxa de desconto apropriada que reflita os riscos inerentes aos fluxos estimados (ENDLER, 2004).

2.14 CRITÉRIOS PARA TOMADA DE DECISÃO

Os critérios adotados para a tomada de decisão foram o *payback* descontado, a taxa interna de retorno (TIR) e o valor presente líquido (VPL), porém, foi detalhado os conceitos necessários que envolvem esses critérios e a partir do entendimento dos mesmos, foi elaborado o estudo de viabilidade econômica.

2.14.1 *Payback*

O método do *payback* enfatiza o tempo necessário para recuperar o investimento e não o foco da lucratividade do projeto, por isso é um indicador que não deve ser analisado isoladamente (IUDÍCIBUS, 2020). É o período de tempo necessário para que se obtenha retorno de todo o investimento feito em alguma aplicação (CHEROBIM *et al.*, 2002).

O *payback* simples ignora as taxas de descontos ao decorrer do tempo e expressa o tempo necessário para que os fluxos de caixas acumulados se igualem a quantia inicial investida (ALVES *et al.*, 2017). A análise de viabilidade através do método do *payback* simples considera o tempo de retorno do capital investido, sem considerar o valor do capital no tempo (FREZATTI, 2008).

Vale ressaltar que a maioria das empresas que realizam orçamentos na região onde foi realizado este trabalho utiliza esse método para apresentar o retorno de investimento, pois é

menor que o retorno considerando o *payback* descontado e, portanto, se torna mais atraente para quem não está familiarizado com matemática financeira. Como a maioria dos SFV instalados são residenciais, não se espera que esses consumidores tenham esse conhecimento.

Ong e Thum (2013) e Cherobim *et al.* (2002) abordam o *payback* descontado como o método de análise capaz de evidenciar o tempo necessário para recuperar o investimento inicial, pois considera o valor do dinheiro no tempo, principal diferença para o *payback* simples, pois utiliza uma taxa de desconto para verificar o número exato de períodos em que o projeto recupera o valor inicial investido. Normalmente é empregada a taxa mínima de atratividade (TMA) determinada pelo próprio investidor como parâmetro para remuneração de seu capital (BLANK; TARQUIN, 2010). Nesse método, é essencial o cálculo do fluxo de caixa descontado em cada período. A equação matemática para o cálculo do fluxo de caixa descontado para cada período é expresso na Equação 6 (LEAL, 2022) .

$$FCD = \frac{FC}{(1 + TMA)^n} \quad (6)$$

Sendo:

FCD = fluxo de caixa descontado [R\$]

FC = fluxo de caixa [R\$]

TMA = taxa mínima de atratividade

n = período de tempo

Critério de decisão para o *payback* descontado (CHEROBIM *et al.*, 2002):

- Quanto menor for o tempo de retorno do investimento, mais atrativo é o investimento.

2.14.2 Taxa mínima de atratividade

A teoria do Custo de Oportunidade foi desenvolvida pelo economista austríaco Friedrich Freiherr von Wieser (WIESER, 2023) e incorporada pela teoria econômica, constituindo-se no valor econômico da melhor alternativa sacrificada, ao se optar pela produção de determinado bem ou serviço. Exemplificando, uma pessoa física ou jurídica planeja adquirir um SFV para atender a sua demanda de energia elétrica ao invés de comprar ações na Bolsa de Valores, ou vice-versa. Esse conflito de decisão na Economia é chamado de *trade-off* e se caracteriza em uma ação econômica que visa à resolução de um problema, mas

acarreta em outro. A melhor alternativa é aquela que se espera ganhar com o menor risco possível (VASCONCELLOS; BRAGA, 2023).

Denomina-se taxa mínima de atratividade (TMA) de um investimento qualquer taxa mínima de juros conveniente ao investidor ao optar por determinado projeto de investimento. Na prática corresponde à taxa de mercado para uma aplicação de capital (ALVES *et al.*, 2017). Representa o retorno mínimo esperado que o investimento deveria ter para ser viável para a empresa. É o mínimo que o investidor se propõe a ganhar quando aplica seus recursos, ou o máximo que uma entidade está disposta a pagar quando faz um financiamento (BLANK; TARQUIN, 2010).

2.14.3 Taxa interna de retorno

Samanez (2009) declara que a taxa interna de retorno (TIR) é o método mais aplicado nas análises de investimentos e consiste na taxa de desconto que iguala o VPL a zero, de tal forma que as entradas de capital se igualam a todas as aplicações. Desse modo, a TIR é uma forma de complementar a análise do VPL e reflete os rendimentos reais de um investimento em um determinado período de tempo. A Equação 7 expressa a sua representação matemática:

$$\sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1 + TIR)^t} = FC_0 \quad (7)$$

Sendo:

FC_t = fluxo de caixa descontado do t-ésimo período [R\$]

FC_0 = investimento inicial [R\$]

n = período de tempo

t = momento em que o fluxo de caixa aconteceu

Os critérios de decisão para a TIR são os seguintes (ALVES *et al.*, 2017):

- O projeto é viável se a TIR for maior que a TMA.
- O projeto é recusado se a TIR for menor que a TMA.

2.14.4 Valor do Negócio

O valor do negócio (VN) representa a somatória de todos os fluxos de caixa descontado na data zero. Esse valor mostra os ganhos futuros, porém na data presente, durante o período do investimento realizado, considerando a TMA definida pelo investidor (RASOTO *et al.*, 2012). A Equação 8 demonstra esse cálculo:

$$VN = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1 + TMA)^t} \quad (8)$$

2.14.5 Valor Presente Líquido

O valor presente líquido (VPL) é um dos métodos mais utilizados para análise de viabilidade econômica de projetos. O VPL representa, em valor monetário atual, a concentração de todos os valores de um fluxo de caixa, descontados para data focal zero utilizando-se como taxa de desconto a TMA (RASOTO *et al.*, 2012). Traz ao valor presente um valor futuro, permitindo uma estimativa do lucro sobre o investimento inicial (ALVES *et al.*, 2017). Matematicamente, o VPL é o VN subtraindo-se o investimento inicial, definido matematicamente de acordo com a Equação 9:

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1 + TMA)^t} - FC_0 \quad (9)$$

Critério de decisão com o VPL (ALVES *et al.*, 2017):

- O investimento é viável se o valor do VPL for positivo.

O Quadro 5 sumariza os critérios de decisão para a análise de viabilidade econômica.

Quadro 5 – Condições de viabilidade econômica

Critérios de decisão		
<i>Payback</i> descontado	Quanto menor	Melhor
VPL	$VPL > 0$	Viável
TIR	$TIR > TMA$	Viável

Fonte: Elaborado pelo autor (2023)

As análises realizadas foram comparadas com o *payback* simples e o respectivo saldo de caixa, que são os critérios utilizados pelos fornecedores dos sistemas fotovoltaicos da região, demonstrados no Quadro 6.

Quadro 6 - Critérios de decisão dos fornecedores de sistemas fotovoltaicos na região

Critérios de decisão		
<i>Payback</i> simples	Quanto menor	Melhor
Saldo de caixa	Quanto maior	Melhor

Fonte: Elaborado pelo autor (2023)

3 MÉTODO DE PESQUISA

Segundo Schramm (1971) a tendência de um estudo caso é tentar esclarecer o motivo das tomadas de uma decisão ou conjunto de decisões, como foram interpretadas e quais foram os resultados.

Gil (2022) declara que as etapas do estudo de caso não seguem uma sequência rígida, pois tem um planejamento mais flexível e frequente onde se pode definir um conjunto de etapas, mas não necessariamente nessa ordem:

a) Formulação do problema ou das questões de pesquisa

Como qualquer pesquisa, o estudo de caso inicia-se com a formulação de um problema geralmente apresentado como declarações interrogativas, que se iniciam por um “por que” ou “como” (YIN, 2013). Esta pesquisa tem a seguinte questão: É viável implantar energia solar fotovoltaica em uma indústria de argamassa integrando os custos de manutenção?

b) Definição da unidade-caso

O estudo de caso único refere-se a um indivíduo, um grupo, uma organização ou um fenômeno. Constitui a modalidade mais tradicional de estudo de caso, embora não seja atualmente a mais frequente (GIL, 2022).

c) Seleção do caso

Este estudo de caso pode ser replicado para outras indústrias da região, que estão expostas à mesma condição ambiental, não sendo da amostragem estatística a lógica da escolha do caso. É mais coerente com a lógica dos procedimentos experimentais, especificamente com o método de concordância (MILL, 1979).

d) Elaboração do protocolo

Trata-se de todas as decisões importantes a serem tomadas ao longo do processo de pesquisa, não apenas dos procedimentos a serem adotados na coleta de dados, mas subsidia as tomadas de decisão (GIL, 2022). Segue um sumário deste protocolo:

- Seleção de uma indústria do setor eletromecânico da região;
- Visita técnica para exposição do trabalho e dos objetivos a serem realizados;
- Visita técnica para elaboração da planta baixa da instalação industrial;
- Coleta documental de dados nos *sites* da concessionária de energia elétrica e de dados solarimétricos;
- Tratamento dos dados coletados para dimensionamento do sistema fotovoltaico;
- Análise da viabilidade utilizando ferramentas da engenharia econômica;
- Elaboração do relatório.

e) Coleta de dados

A consulta a fontes documentais é imprescindível em qualquer estudo de caso, podendo ser realizada também por meio de entrevistas e observação *in loco*. A entrevista é a que apresenta maior flexibilidade entre todas as técnicas de interrogação (GIL, 2022).

Neste trabalho a coleta de dados realizada de março a abril de 2023 compreendeu:

- Entrevista com o diretor da empresa
Apresentação dos objetivos do estudo e dos benefícios de um estudo de viabilidade econômica, incluindo os custos de manutenção para limpeza dos módulos fotovoltaicos, diferencial que os fornecedores da região não apresentam.
- Entrevista com o gerente de produção
Exposição dos objetivos do trabalho e solicitação de visita técnica na empresa para conhecimento do processo de produção e da área fabril, para averiguação do melhor local para a instalação do gerador fotovoltaico.
- Visita técnica na empresa
Conhecimento do processo de produção e execução da planta baixa das instalações industriais, pois a empresa não possuía este documento.
- Levantamento de dados do consumo de energia elétrica
Coleta de dados no *site* da concessionária de energia Energisa das contas de energia elétrica da empresa referentes ao ano de 2022.

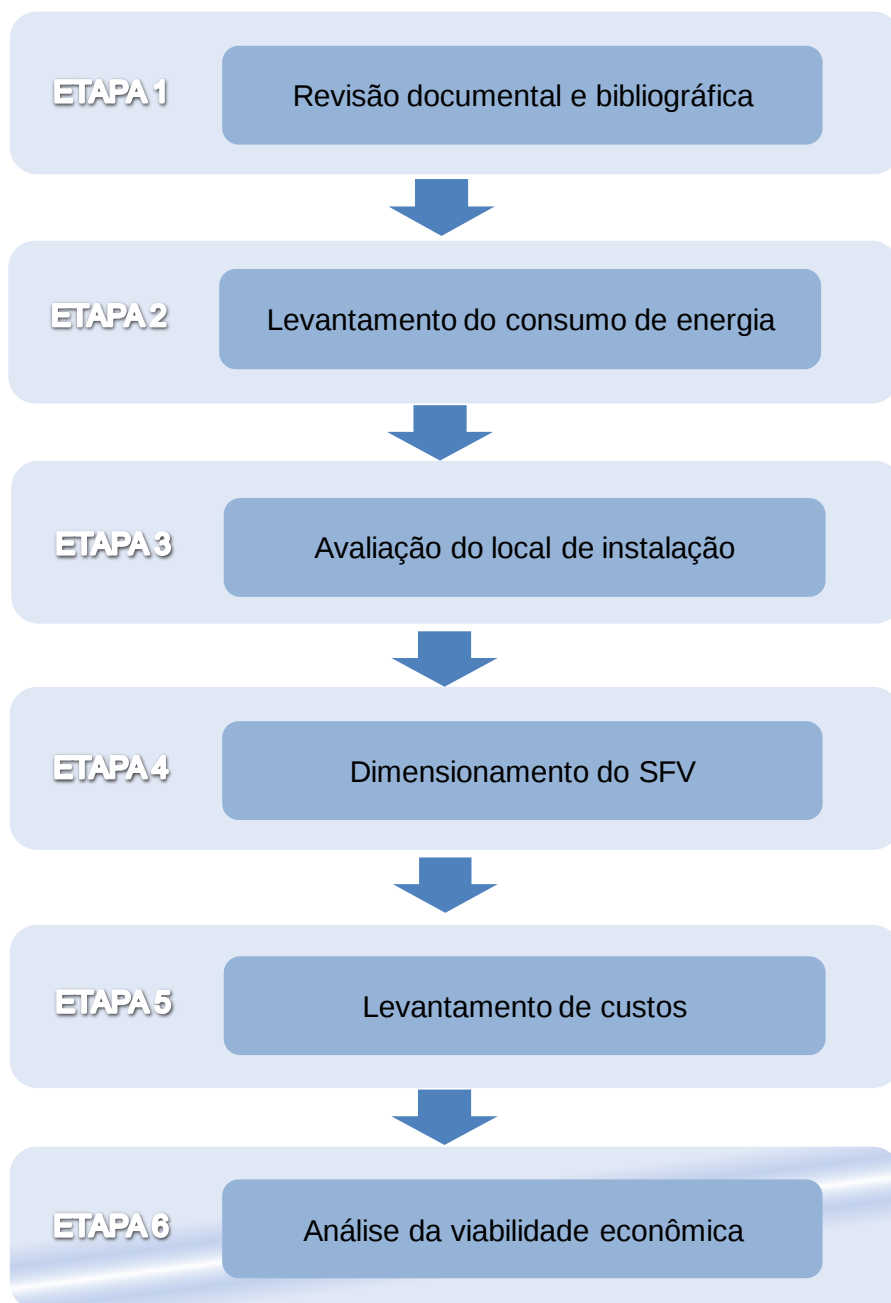
- Levantamento dos dados solarimétricos do local da empresa
Coleta do dados solarimétricos no *site* da CRESESB.

f) Análise e interpretação dos dados

Geralmente, nos estudos de caso a análise se inicia com a primeira entrevista, a primeira observação e a primeira leitura de um documento, sendo a codificação e a exibição desses dados de grande importância no método analítico (GIL, 2022).

Baseando-se nas etapas definidas por Gil (2022), os procedimentos metodológicos para o desenvolvimento desta pesquisa foram divididos em seis etapas conforme a Figura 24.

Figura 24 - Fluxograma do método de pesquisa



Fonte: Elaborado pelo autor (2023)

Etapa 1 – Revisão documental e bibliográfica

A pesquisa documental se caracteriza pela consulta a materiais que ainda não receberam tratamento analítico, como informações técnicas de fabricantes, relatórios de pesquisa e tabelas estatísticas de instituições privadas (GIL, 2022). Na pesquisa documental foi realizado:

- Levantamento da emissão de poluentes na geração de energia global;

- Evolução da potência instalada global e nacional por fonte solar;
- Levantamento da matriz elétrica brasileira;
- Comparação de consumo de energia elétrica;
- Comparação de custos com outras fontes de energia;
- *Status* das tecnologias de fabricação de módulos fotovoltaicos;

A pesquisa bibliográfica é caracterizada pela consulta de materiais constituídos de livros, artigos científicos, teses e dissertações (GIL, 2022). Compreendeu:

- Definições e conceitos do sistema elétrico;
- Conceitos de irradiação solar;
- O efeito fotovoltaico;
- Os tipos de sistemas fotovoltaicos;
- Impactos do meio ambiente no gerador fotovoltaico.

Etapa 2 – Levantamento do consumo de energia

Foi realizada uma coleta de dados nas contas de energia elétrica da empresa do ano de 2022, tabelando em uma planilha eletrônica a despesa total mensal, destacando os valores de consumo ponta, fora ponta e demanda contratada, com as respectivas tarifas com tributos.

Etapa 3 – Avaliação do local de instalação

Com as informações de latitude e longitude do local da instalação do gerador fotovoltaico, foi realizado o levantamento dos dados solarimétricos, utilizando o banco de dados disponibilizados pelo CRESESB³;

Etapa 4 – Dimensionamento do SFV

Definido como sistema fotovoltaico conectado à rede, utilizando a planilha eletrônica foram efetuados:

- Cálculo da potência necessária para atender a demanda da indústria, com os dados de consumo de ponta, fora ponta com suas respectivas tarifas;
- Com os dados solarimétricos, o dimensionamento da potência do bloco gerador, definindo a quantidade de módulos fotovoltaicos de acordo com a potência de fabricação do módulo escolhido;

³ http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content;cid=tutorial_solar.

- Dimensionamento e escolha do inversor.

Etapa 5 – Levantamento de custos

Nessa etapa foram utilizados os dados de custo do orçamento técnico de uma empresa que fornece e instala todo o SFV, destacando:

- O custo dos módulos fotovoltaicos e instalação;
- O custo do inversor;
- O custo da manutenção de período anual para monitorar o desempenho dos módulos fotovoltaicos expostos aos problemas de sujidade do processo de fabricação e às condições climáticas da região.

Etapa 6 - Análise da viabilidade econômica

A Lei 14.300/2022 estabeleceu a cobrança da TUSD para as solicitações de acesso a partir de 07 de janeiro de 2022. Com o objetivo de avaliar os impactos com a cobrança desta taxa, foram analisados os cenários antes e depois da Lei 14.300/2022, utilizando como critérios de decisão:

- *Payback* descontado;
- Taxa Interna de Retorno (TIR);
- Valor Presente Líquido (VPL).

3.1 COLETA DE DADOS

3.1.1 Caracterização da empresa

Esse estudo de caso refere-se a uma indústria de fabricação de argamassa, atualmente localizada no Distrito Industrial do Município de Vilhena-RO, que atende o mercado da construção civil sendo a maioria dos seus consumidores da região Norte, com as seguintes características do Quadro 7.

Quadro 7 - Características do consumidor

Características do consumidor	
Concessionária	Energisa Rondônia
Grupo/subgrupo	A4
Modalidade tarifária	Verde
Classe	Industrial
Tensão contratada	13,8 kV
Padrão de ligação	Trifasico
Demanda contratada fora de ponta	120 kW

Fonte: Elaborado pelo autor (2023)

A empresa tem a seguinte jornada de trabalho:

- a) Segundas às quintas feiras: das 07:30 hs às 18:00 horas com um intervalo de 1,5 horas para refeição;
- b) Sextas feiras: das 07:30 às 17:30 horas com um intervalo de 2 horas para refeição;
- c) Domingos: 07:30 às 17:30 horas com um intervalo de 2 horas para refeição.

O forno de secagem de areia (Figura 25) funciona ininterruptamente durante toda a jornada de trabalho.

Figura 25 - Forno de secagem da areia



Fonte: Autor (2023)

Geralmente nos meses de fevereiro e março, dado ao período de chuvas ser mais intenso nessa época do ano, a empresa trabalha em regime de horas extras para a secagem de areia por estar mais molhada.

O processo de fabricação que compreende a armazenagem de areia (Figura 26), mistura (Figura 27) e embalagem da argamassa (Figura 28) geram muita poeira, que atinge também a armazenagem dos componentes da mistura (Figura 29), sendo essa sujidade o

principal risco para a *performance* dos módulos fotovoltaicos que, apesar da possibilidade de serem instalados no telhado da instalação industrial, ainda assim ficam expostos à esse risco principalmente nos meses de inverno, que na região apresenta o período mais seco do ano, e a poeira fica em suspensão em toda a área fabril.

Figura 26 - Armazenagem de areia



Fonte: Autor (2023)

Figura 27 – Mistura da argamassa



Fonte: Autor (2023)

Figura 28 – Embalagem da argamassa



Fonte: Autor (2023)

Figura 29 – Armazenagem dos componentes da mistura



Fonte: Autor (2023)

Além disso, o pátio da empresa (Figura 30) é totalmente sem pavimentação promovendo mais poeira e acentuando o risco à geração de energia fotovoltaica.

Figura 30 - Pátio da empresa



Fonte: Autor (2023)

3.1.2 Histórico de consumo e demanda

O SFCR deverá atender a demanda energética da unidade consumidora, para tanto, foi coletado os dados nas contas de energia elétrica da empresa do ano de 2022, tabelando em uma planilha eletrônica a despesa total mensal, destacando os valores de consumo ponta, fora ponta e demanda contratada, com as respectivas tarifas com tributos. Foi elaborada a Tabela 4 com esse levantamento para realizar o dimensionamento do gerador fotovoltaico.

Tabela 4 - Sumário das contas de energia elétrica da empresa em 2022

Ano 2022	CCI	Descrição	Quantidade	Tarifa sem tributos	Tarifa com tributos	Valor total
Janeiro	0601	Consumo em kWh - Ponta	1.102,41	1,466100	1,880730	R\$2.073,33
	0601	Consumo em kWh - Fora Ponta	15.918,99	0,268810	0,344820	R\$5.489,39
	0601	Adic. B. Vermelha	12.595,36		0,246170	R\$3.100,60
	0601	Energia Reativa Exced em KWh - Fponta	1.973,08	0,195430	0,250700	R\$494,65
	0602	Demanda de Potência Medida - Fora Ponta	108,24	16,000000	20,525030	R\$2.221,62
	0602	Demanda Potência Não Consumida - F Ponta	11,76	16,000000	17,035770	R\$200,34
		<u>LANÇAMENTOS E SERVIÇOS</u>				
	0807	Contrib de Ilum Pub				R\$ 167,83
		CCI: Código de Classificação do Item			TOTAL:	R\$ 13.747,76
Fevereiro	0601	Consumo em kWh - Ponta	563,50	1,466100	1,880730	R\$1.059,80
	0601	Consumo em kWh - Fora Ponta	12.607,83	0,268810	0,344820	R\$4.347,59
	0601	Adic. B. Vermelha	9.746,39		0,246170	R\$2.399,27
	0601	Energia Reativa Exced em KWh - Fponta	1.693,63	0,195430	0,250700	R\$424,59
	0602	Demanda de Potência Medida - Fora Ponta	104,96	16,000000	20,525030	R\$2.154,30
	0602	Demanda Potência Não Consumida - F Ponta	15,04	16,000000	17,035770	R\$256,21
		<u>LANÇAMENTOS E SERVIÇOS</u>				
	0807	Contrib de Ilum Pub				R\$ 167,83
		CCI: Código de Classificação do Item			TOTAL:	R\$ 10.809,59
Março	0601	Consumo em kWh - Ponta	1.365,14	1,466100	1,880730	R\$2.567,45
	0601	Consumo em kWh - Fora Ponta	18.131,51	0,268810	0,344820	R\$6.252,34
	0601	Adic. B. Vermelha	14.426,98		0,246170	R\$3.551,49
	0601	Energia Reativa Exced em KWh - Fponta	1.872,88	0,195430	0,250700	R\$469,53
	0602	Demanda de Potência Medida - Fora Ponta	117,42	16,000000	20,525030	R\$2.410,13
	0602	Demanda Potência Não Consumida - F Ponta	2,58	16,000000	17,035770	R\$43,88
		<u>LANÇAMENTOS E SERVIÇOS</u>				
	0807	Contrib de Ilum Pub				R\$ 167,83
		CCI: Código de Classificação do Item			TOTAL:	R\$ 15.462,65
Abril	0601	Consumo em kWh - Ponta	1.716,10	1,466100	1,856820	R\$3.186,48
	0601	Consumo em kWh - Fora Ponta	20.957,40	0,268810	0,340440	R\$7.134,92
	0601	Adic. B. Vermelha	8.282,20		0,246170	R\$2.038,83
	0601	Energia Reativa Exced em KWh - Fponta	1.749,72	0,195430	0,247510	R\$433,07
	0602	Demanda de Potência Medida - Fora Ponta	125,95	16,000000	20,264060	R\$2.552,30
	0602	Demanda Potência Não Consumida - F Ponta				
		<u>LANÇAMENTOS E SERVIÇOS</u>				
	0807	Contrib de Ilum Pub				R\$ 167,83
		CCI: Código de Classificação do Item			TOTAL:	R\$ 15.513,43
Maio	0601	Consumo em kWh - Ponta	423,12	1,466100	1,846800	R\$781,42
	0601	Consumo em kWh - Fora Ponta	21.201,10	0,268810	0,338610	R\$7.178,97
	0601	Adic. B. Vermelha	1.681,00	0,19543	0,246170	R\$413,82
	0601	Energia Reativa Exced em KWh - Fponta	126,61	16,000000	20,154810	R\$2.551,76
	0602	Demanda de Potência Medida - Fora Ponta	6,61	32,000000	40,309620	R\$266,36
	0602	Demanda Potência Não Consumida - F Ponta				
		<u>LANÇAMENTOS E SERVIÇOS</u>				R\$ 167,83
	0807	Contrib de Ilum Pub				
		CCI: Código de Classificação do Item			TOTAL:	R\$ 11.360,16
Junho	0601	Consumo em kWh - Ponta	325,38	1,466100	1,880730	R\$611,94
	0601	Consumo em kWh - Fora Ponta	18.803,58	0,268810	0,344820	R\$6.484,10
	0601	Adic. B. Vermelha				
	0601	Energia Reativa Exced em KWh - Fponta	1.513,72	0,195430	0,250700	R\$379,49
	0602	Demanda de Potência Medida - Fora Ponta	128,58	16,000000	20,525030	R\$2.639,02
	0602	Demanda Potência Não Consumida - F Ponta	8,58	32,000000	41,050060	R\$352,04
		<u>LANÇAMENTOS E SERVIÇOS</u>				
	0807	Contrib de Ilum Pub				R\$ 167,83
		CCI: Código de Classificação do Item			TOTAL:	R\$ 10.634,42

Ano 2022	CCI	Descrição	Quantidade	Tarifa sem tributos	Tarifa com tributos	Valor total
Julho	0601	Consumo em kWh - Ponta	310,62	1,466100	1,880730	R\$584,18
	0601	Consumo em kWh - Fora Ponta	14.832,32	0,268810	0,344820	R\$5.114,67
	0601	Adic. B. Vermelha				
	0601	Energia Reativa Exced em KWh - Fponta	1.729,54	0,195430	0,250700	R\$433,59
	0602	Demanda de Potência Medida - Fora Ponta	118,08	16,000000	20,525030	R\$2.423,59
	0602	Demanda Potência Não Consumida - F Ponta	1,92	16,000000	17,035770	R\$32,70
		<u>LANÇAMENTOS E SERVIÇOS</u>				
	0807	Contrib de Ilum Pub				R\$ 167,83
		CCI: Código de Classificação do Item			TOTAL:	R\$ 8.756,56
Agosto	0601	Consumo em kWh - Ponta	276,01	1,466100	1,846760	R\$509,73
	0601	Consumo em kWh - Fora Ponta	18.863,12	0,268810	0,338590	R\$6.387,16
	0601	Adic. B. Vermelha				
	0601	Energia Reativa Exced em KWh - Fponta	1.629,34	0,195430	0,246170	R\$401,09
	0602	Demanda de Potência Medida - Fora Ponta	116,11	16,000000	20,154360	R\$2.340,16
	0602	Demanda Potência Não Consumida - F Ponta	3,89	16,000000	16,728120	R\$65,03
		<u>LANÇAMENTOS E SERVIÇOS</u>				
	0807	Contrib de Ilum Pub				R\$ 167,83
		CCI: Código de Classificação do Item			TOTAL:	R\$ 9.871,00
Setembro	0601	Consumo em kWh - Ponta	737,34	1,466100	1,847380	R\$1.362,15
	0601	Consumo em kWh - Fora Ponta	17.316,60	0,268810	0,338710	R\$5.865,44
	0601	Adic. B. Vermelha				
	0601	Energia Reativa Exced em KWh - Fponta	1.244,10	0,195430	0,246250	R\$306,36
	0602	Demanda de Potência Medida - Fora Ponta	100,37	16,000000	20,161040	R\$2.023,52
	0602	Demanda Potência Não Consumida - F Ponta	19,63	16,000000	16,733670	R\$328,51
		<u>LANÇAMENTOS E SERVIÇOS</u>				
	0807	Contrib de Ilum Pub				R\$ 167,83
		CCI: Código de Classificação do Item			TOTAL:	R\$ 10.053,81
Outubro	0601	Consumo em kWh - Ponta	525,13	1,466100	1,624000	R\$852,81
	0601	Consumo em kWh - Fora Ponta	17.080,44	0,268810	0,326970	R\$5.584,91
	0601	Adic. B. Vermelha				
	0601	Energia Reativa Exced em KWh - Fponta	1.576,20	0,195430	0,250700	R\$395,15
	0602	Demanda de Potência Medida - Fora Ponta	101,68	16,000000	17,035770	R\$1.732,19
	0602	Demanda Potência Não Consumida - F Ponta	18,32	16,000000	17,035770	R\$312,09
		<u>LANÇAMENTOS E SERVIÇOS</u>				
	0807	Contrib de Ilum Pub				R\$ 167,83
		CCI: Código de Classificação do Item			TOTAL:	R\$ 9.044,98
Novembro	0601	Consumo em kWh - Ponta	359,98	1,466100	1,624000	R\$584,61
	0601	Consumo em kWh - Fora Ponta	14.524,17	0,268810	0,326970	R\$4.749,06
	0601	Adic. B. Vermelha				
	0601	Energia Reativa Exced em KWh - Fponta	1.607,53	0,195430	0,250700	R\$403,00
	0602	Demanda de Potência Medida - Fora Ponta	97,09	16,000000	17,035770	R\$1.653,96
	0602	Demanda Potência Não Consumida - F Ponta	22,91	16,000000	17,035770	R\$390,32
		<u>LANÇAMENTOS E SERVIÇOS</u>				
	0807	Contrib de Ilum Pub				R\$ 167,83
		CCI: Código de Classificação do Item			TOTAL:	R\$ 7.948,78
Dezembro	0601	Consumo em kWh - Ponta	1.076,66	1,628817	1,804510	R\$1.942,85
	0601	Consumo em kWh - Fora Ponta	20.502,46	0,309280	0,374950	R\$7.687,61
	0601	Adic. B. Vermelha				
	0601	Energia Reativa Exced em KWh - Fponta	1.244,60	0,219030	0,280970	R\$349,70
	0602	Demanda de Potência Medida - Fora Ponta	116,77	18,230960	19,411150	R\$2.266,60
	0602	Demanda Potência Não Consumida - F Ponta	3,23	18,230960	19,411150	R\$62,73
		<u>LANÇAMENTOS E SERVIÇOS</u>				
	0807	Contrib de Ilum Pub				R\$ 167,83
		CCI: Código de Classificação do Item			TOTAL:	R\$ 12.477,32

Fonte: Energisa (2023)

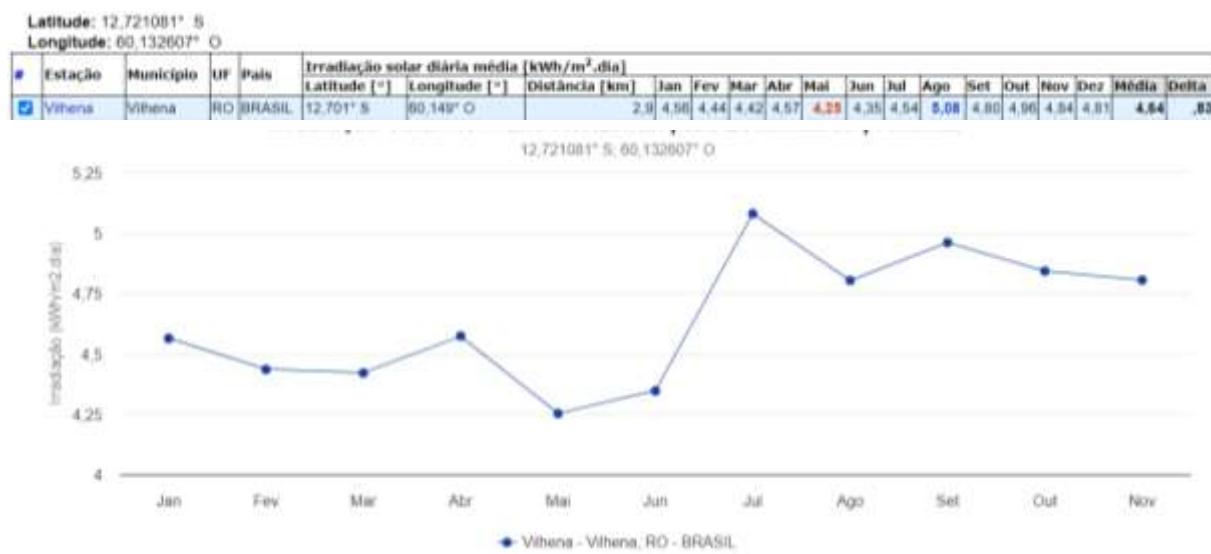
3.1.3 Dados solarimétricos do local da instalação

Usando o *Google Maps* para obtenção da localização geográfica do local da instalação do SFCR para alimentar a base de dados de radiação solar do SunData v 3.0 (CRESESB, 2023):

Latitude: 12.77059878615039⁰ S
Longitude: 60.09244395485559⁰ O

No Gráfico 23 estão os dados da localidade mais próxima apresentados pelo SunData.

Gráfico 23 – Irradiação solar no plano horizontal de localidade próxima



Fonte: CRESESB (2023)

Com os valores de irradiação solar no plano horizontal, o programa realiza os cálculos para o plano inclinado, demonstrado na

Tabela 5, apresentando os valores da menor irradiação diária média mensal (grifo em vermelho), da maior irradiação diária média mensal (grifo em azul), da irradiação diária média anual e da diferença entre a máxima e a mínima (delta).

Tabela 5 - Irradiação solar no plano inclinado

Cálculo no Plano Inclinado

Estação: Vilhena
Município: Vilhena, RO - BRASIL
Latitude: 12,701° S
Longitude: 60,149° O
Distância do ponto de ref. (12,721091° S; 60,132607° O) : 2,9 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]												Média	Delta
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
☒	Plano Horizontal	0° N	4,56	4,44	4,42	4,57	4,25	4,35	4,54	5,08	4,80	4,90	4,84	4,81	4,64	,83
☒	Ângulo igual a latitude	13° N	4,29	4,29	4,43	4,81	4,68	4,93	5,09	5,49	4,91	4,84	4,58	4,48	4,74	1,20
☒	Menor média anual	14° N	4,27	4,27	4,43	4,82	4,71	4,96	5,13	5,51	4,91	4,83	4,55	4,44	4,74	1,24
☒	Menor mínimo mensal	4° N	4,50	4,41	4,44	4,60	4,40	4,54	4,73	5,23	4,85	4,94	4,70	4,72	4,68	,81

Fonte: CRESESB (2023)

Para o dimensionamento do SFV foi considerado o ângulo de inclinação igual à latitude com uma irradiação solar diária média mensal de 4,74 kWh/m².dia.

Assim sendo, determinou-se o valor de HSP conforme a Equação 1 definida anteriormente.

$$HSP_{MA} = \frac{4,74 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{dia}}{1 \text{ kW/m}^2} = 4,74 \text{ h/dia}$$

4 ANÁLISE E DISCUSSÃO DE RESULTADOS

4.1 ESTIMATIVAS DOS CONSUMOS MENSAIS E MÉDIA ANUAL

Utilizando as Equações 2 e 3, uma planilha eletrônica foi elaborada e na Tabela 6 foram registradas as estimativas mensais, médias anual e diária de consumo de energia da indústria de argamassa, com os respectivos valores das faturas pagas no decorrer do ano de 2022.

Tabela 6 - Estimativas do consumo mensal, médias anual e diária

Ano 2022	Tarifa Ponta com tributos (R\$)	Tarifa Fora Ponta com tributos (R\$)	Consumo Ponta (kWh)	Consumo Fora Ponta (kWh)	Estimativa do Consumo (kWh)		
					Mensal	Média anual	Média diária
Janeiro	1,880730	0,344820	1102	15919	21932	21459	715
Fevereiro	1,880730	0,344820	564	12608	15681		
Março	1,880730	0,344820	1365	18132	25577		
Abril	1,856820	0,340440	1716	20957	30317		
Maio	1,846800	0,338610	423	21201	23509		
Junho	1,880730	0,344820	325	18804	20578		
Julho	1,880730	0,344820	311	14832	16527		
Agosto	1,846760	0,338590	276	18863	20369		
Setembro	1,847380	0,338710	737	17317	21338		
Outubro	1,624000	0,326970	525	17080	19689		
Novembro	1,624000	0,326970	360	14524	16312		
Dezembro	1,804510	0,374950	1077	20502	25684		

Fonte: Elaborado pelo autor (2023)

Por se tratar de um consumidor da classe A4, os consumos de energia ponta e fora ponta são aqueles que o gerador fotovoltaico deve suprir para atendimento da demanda da

empresa. E na análise de viabilidade econômica correspondem às entradas no fluxo de caixa descontado.

4.2 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

4.2.1 Cálculo da potência do gerador fotovoltaico

Através da Equação (4 demonstrada anteriormente foi estimada a potência do gerador fotovoltaico.

$$P_{FV} = \frac{E/TD}{HSP_{MA}} = \frac{715/0,8}{4,74} = 189 \text{ kWp}$$

O módulo fotovoltaico escolhido para este trabalho foi o monocristalino LONGI Hi-MO LR5-72HD-550, com as especificações técnicas no ANEXO A, com potência nominal máxima de 550 W. E o inversor definido foi o WEG String Trifásico SIW400G, com especificações técnicas no ANEXO B, com potência nominal de saída de 75 kW.

Foram inseridos no programa PVsyst as especificações dos módulos e inversores, bem como a simulação da instalação do gerador fotovoltaico no telhado da indústria conforme a Figura 31.

Figura 31 - Simulação da instalação do gerador fotovoltaico no telhado da indústria



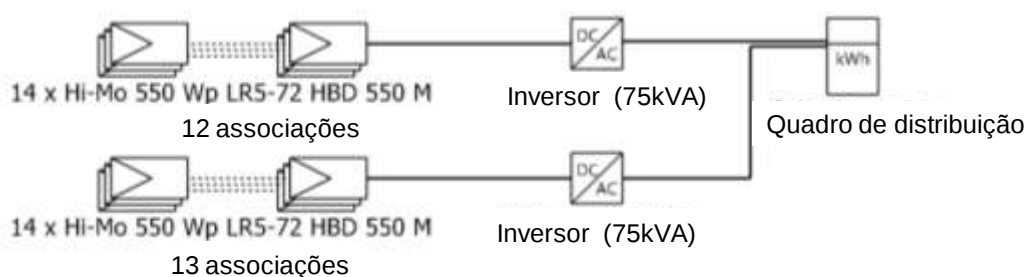
Fonte: Adaptado de PVsyst (2023)

4.2.2 Arranjo do gerador fotovoltaico

Considerando a potência necessária do gerador fotovoltaico e as especificações técnicas dos módulos e inversores, o programa PVsyst auxiliou na definição do arranjo fotovoltaico conforme a Figura 32, com a seguinte configuração:

- 14 módulos em série com 12 associações em paralelo para 1 inversor;
- 14 módulos em série com 13 associações em paralelo para 1 inversor.

Figura 32 – Diagrama do arranjo fotovoltaico



Fonte: PVsyst (2023)

Totalizando 350 módulos gerando uma potência de pico do gerador fotovoltaico de 192,5 kWp; e 2 inversores gerando uma potência nominal de 150 kW.

4.2.3 Cálculo do FDI

O FDI calculado conforme a Equação 5 demonstrada anteriormente ficou dentro da expectativa de 0,75 a 0,85 preconizada por Pinho e Galdino (2014).

$$FDI = \frac{P_{Nca} (W)}{P_{FV} (Wp)} = \frac{150}{192,5} = 0,78$$

4.2.4 Estimativa das perdas

Com as informações do sistema fotovoltaico, o PVsyst estimou as perdas conforme o Quadro 4 para definir a TD na Tabela 7.

Tabela 7 - Taxa de desempenho

Situação	Item	Descrição	Taxa	η parcial	η situação	Taxa de desempenho
Antes dos módulos	1	Perda de irradiância devido sombreamento	-1,22%	98,78%	94,94%	79,62%
	2	Perda por reflexão da superfície dos módulos	-2,92%	97,08%		
	3	Perda por sujeira	-1,00%	99,00%		
Dentro dos módulos	4	Perda devido nível de irradiação	-0,52%	99,48%	87,93%	
	5	Perda devido temperatura	-6,61%	93,39%		
	6	Perdas pela correção espectral	-0,32%	99,68%		
	7	Perda elétrica nos módulos devido sombreamento	-1,72%	98,28%		
	8	Perda de qualidade dos módulos	0,75%	100,75%		
	9	Perda por degradação induzida pela luz	-2,00%	98,00%		
	10	Perda por incompatibilidade de módulos	-2,00%	98,00%		
	11	Perda por incompatibilidade de tensão nas associações dos módulos	-0,15%	99,85%		
Depois dos módulos	12	Perda no cabeamento de corrente contínua	-1,20%	98,80%	95,38%	
	13	Perda no inversor durante operação	-1,55%	98,45%		
	14	Perda no inversor sobre potência nominal	-1,25%	98,75%		
	15	Perda no cabeamento de corrente alternada	-0,70%	99,30%		

Fonte: Adaptado de PVsyst (2023)

A Tabela 8 sumariza os dados do dimensionamento final do SFV.

Tabela 8 - Dimensionamento do sistema fotovoltaico

Consumo Médio Mensal Anual (kWh)	Consumo Médio Mensal Diário (kWh)	HSP	Taxa de Desempenho	Potência Calculada do Gerador Fotovoltaico (kWp)	Módulo Fotovoltaico (W)	Quantidade de Módulos Fotovoltaicos	Potência Instalada do Gerador Fotovoltaico (kWp)	Potência dos inversores (kW)	FDI
21459	715	4,74	79,62%	190	550	350	192,5	150	0,78

Fonte: Elaborado pelo autor (2023)

4.3 ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA

4.3.1 Base de dados para o estudo de viabilidade econômica

Na Tabela 9 registraram-se os investimentos e o custo para operação e manutenção do SFV, bem como a perda de eficiência dos módulos durante a vida útil do projeto.

Tabela 9 - Dados para análise de viabilidade econômica

Dados	
Potência Gerador Fotovoltaico	192,5 kWp
Investimentos	R\$ 3.748,02 por kWp
Investimentos Sistema fotovoltaico	R\$ 721.493,85
Custo de Operação e Manutenção (O&M)	R\$ 16.786,64 anual
Perda de Eficiência ¹	0,71% a.a.
Investimento Adicional Inversor (após 14 anos)	R\$ 82.411,79

¹ Conforme especificação técnica do módulo fotovoltaico

Fonte: Elaborado pelo autor (2023)

A data-base dos valores dos investimentos e custos foi fevereiro/2023.

Os serviços de O&M previstos anualmente estão relacionados no Quadro 8 abaixo.

Quadro 8 - Serviços de operação e manutenção (O&M)

Descrição do serviço	Frequência
Remoção de sujidade dos módulos fotovoltaicos	Mínimo quadrimestral e com maior frequência nos meses com menor pluviosidade
Inspeção técnica dos inversores, conectores, disjuntores, dispositivos de proteção, cabos elétricos, isolantes e presilhas de fixação dos módulos	Quadrimestral
Gerenciamento da compensação de créditos	Mensal
Monitoramento remoto em tempo real dos indicadores de qualidade, desempenho e alarmes.	Diário
Manutenção corretiva planejada	De acordo com a vida útil de cada item do sistema fotovoltaico
Seguro reparo para cobrir custos de possíveis avarias causadas durante o processo de manutenção	Quando ocorrer

Fonte: Elaborado pelo autor (2023)

A perda de eficiência foi baseada nas especificações técnicas do módulo fotovoltaico que indicam para 25 anos de vida do projeto uma eficiência de 80,7% e, portanto, uma perda de 19,3% neste período, que corresponde a 0,71% ao ano.

Foi utilizado o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) para reajustar o investimento adicional para substituição dos inversores no décimo quarto ano do projeto.

As tarifas ponta e fora ponta são formadas pela TE e pela TUSD Fio A (ANEEL, 2023). O reajuste das tarifas ponta (Tabela 10) e fora ponta (Tabela 11) foi baseado no

histórico da base econômica praticada pela concessionária Energisa RO de 2014 a 2023, em virtude da variação irregular destas tarifas. Nas tabelas as variações positivas estão em verde e as negativas em vermelho.

Tabela 10 - Histórico da tarifa ponta

Tarifa Ponta (R\$/kWh)					
	Ano	Base econômica	Variação anual	Acumulado no período	a.a
1	2014	0,865090			
2	2015	0,985000	13,86%		
3	2016	1,157270	17,49%		
4	2017	1,115960	-3,57%		
5	2018	1,176310	5,41%		
6	2019	1,210290	2,89%	109,03%	7,65%
7	2020	1,269120	4,86%		
8	2021	1,557090	22,69%		
9	2022	1,612640	3,57%		
10	2023	1,808290	12,13%		

Fonte: ANEEL (2023)

Tabela 11 - Histórico da tarifa fora ponta

Tarifa Fora Ponta (R\$/kWh)					
	Ano	Base econômica	Variação anual	Acumulado no período	a.a
1	2014	0,176540			
2	2015	0,268350	52,01%		
3	2016	0,358610	33,64%		
4	2017	0,310590	-13,39%		
5	2018	0,300310	-3,31%		
6	2019	0,324760	8,14%	90,03%	6,63%
7	2020	0,304740	-6,16%		
8	2021	0,262390	-13,90%		
9	2022	0,288500	9,95%		
10	2023	0,335480	16,28%		

Fonte: ANEEL (2023)

Considerando as estimativas de consumo de energia no ano de 2022 da Tabela 6, computaram-se as estimativas das receitas mensal e anual com o sistema fotovoltaico na Tabela 12, que correspondem aos valores das faturas mensais referentes aos consumos ponta e fora ponta.

Tabela 12 - Receitas mensal e anual com o sistema fotovoltaico

Ano 2022	CCI Descrição	Quantidade	Tarifa sem tributos	Tarifa com tributos	Valor total	Receita fotovoltaico	
						Mensal	Total anual
Janeiro	0601 Consumo em kWh - Ponta	1.102,41	1,466100	1,880730	R\$ 2.073,33	R\$ 7.562,72	R\$ 88.392,91
	0601 Consumo em kWh - Fora Ponta	15.918,99	0,268810	0,344820	R\$ 5.489,39		
Fevereiro	0601 Consumo em kWh - Ponta	563,50	1,466100	1,880730	R\$ 1.059,80	R\$ 5.407,39	
	0601 Consumo em kWh - Fora Ponta	12.607,83	0,268810	0,344820	R\$ 4.347,59		
Março	0601 Consumo em kWh - Ponta	1.365,14	1,466100	1,880730	R\$ 2.567,45	R\$ 8.819,79	
	0601 Consumo em kWh - Fora Ponta	18.131,51	0,268810	0,344820	R\$ 6.252,34		
Abril	0601 Consumo em kWh - Ponta	1.716,10	1,466100	1,856820	R\$ 3.186,48	R\$10.321,40	
	0601 Consumo em kWh - Fora Ponta	20.957,40	0,268810	0,340440	R\$ 7.134,92		
Maio	0601 Consumo em kWh - Ponta	423,12	1,466100	1,846800	R\$ 781,42	R\$ 7.960,39	
	0601 Consumo em kWh - Fora Ponta	21.201,10	0,268810	0,338610	R\$ 7.178,97		
Junho	0601 Consumo em kWh - Ponta	325,38	1,466100	1,880730	R\$ 611,94	R\$ 7.096,04	
	0601 Consumo em kWh - Fora Ponta	18.803,58	0,268810	0,344820	R\$ 6.484,10		
Julho	0601 Consumo em kWh - Ponta	310,62	1,466100	1,880730	R\$ 584,18	R\$ 5.698,85	
	0601 Consumo em kWh - Fora Ponta	14.832,32	0,268810	0,344820	R\$ 5.114,67		
Agosto	0601 Consumo em kWh - Ponta	276,01	1,466100	1,846760	R\$ 509,73	R\$ 6.896,89	
	0601 Consumo em kWh - Fora Ponta	18.863,12	0,268810	0,338590	R\$ 6.387,16		
Setembro	0601 Consumo em kWh - Ponta	737,34	1,466100	1,847380	R\$ 1.362,15	R\$ 7.227,59	
	0601 Consumo em kWh - Fora Ponta	17.316,60	0,268810	0,338710	R\$ 5.865,44		
Outubro	0601 Consumo em kWh - Ponta	525,13	1,466100	1,624000	R\$ 852,81	R\$ 6.437,72	
	0601 Consumo em kWh - Fora Ponta	17.080,44	0,268810	0,326970	R\$ 5.584,91		
Novembro	0601 Consumo em kWh - Ponta	359,98	1,466100	1,624000	R\$ 584,61	R\$ 5.333,67	
	0601 Consumo em kWh - Fora Ponta	14.524,17	0,268810	0,326970	R\$ 4.749,06		
Dezembro	0601 Consumo em kWh - Ponta	1.076,66	1,628817	1,804510	R\$ 1.942,85	R\$ 9.630,46	
	0601 Consumo em kWh - Fora Ponta	20.502,46	0,309280	0,374950	R\$ 7.687,61		

Fonte: Elaborado pelo autor (2023)

Para o estudo de viabilidade foi elaborada a Tabela 13 com as estimativas de receita ao longo dos 25 anos de vida útil do projeto, com o reajuste das tarifas ponta e fora ponta demonstrados nas Tabela 10 e Tabela 11.

Tabela 13 – Estimativa da evolução das tarifas ponta e fora ponta ao longo do projeto

Tarifa	Ponta	Fora Ponta	Receita Fotovoltaico	Variacão anual da receita
Composição da tarifa	18,23%	81,77%		
Reajuste tarifario anual	7,65%	6,63%		
1	R\$ 16.116,75	R\$ 72.276,16	R\$ 88.392,91	
2	R\$ 17.349,68	R\$ 77.068,07	R\$ 94.417,75	6,82%
3	R\$ 18.676,93	R\$ 82.177,68	R\$ 100.854,61	6,82%
4	R\$ 20.105,71	R\$ 87.626,06	R\$ 107.731,78	6,82%
5	R\$ 21.643,80	R\$ 93.435,67	R\$ 115.079,47	6,82%
6	R\$ 23.299,55	R\$ 99.630,46	R\$ 122.930,01	6,82%
7	R\$ 25.081,97	R\$106.235,95	R\$ 131.317,92	6,82%
8	R\$ 27.000,74	R\$113.279,40	R\$ 140.280,14	6,82%
9	R\$ 29.066,29	R\$120.789,82	R\$ 149.856,12	6,83%
10	R\$ 31.289,87	R\$128.798,19	R\$ 160.088,05	6,83%
11	R\$ 33.683,54	R\$137.337,51	R\$ 171.021,05	6,83%
12	R\$ 36.260,33	R\$146.442,98	R\$ 182.703,32	6,83%
13	R\$ 39.034,25	R\$156.152,15	R\$ 195.186,40	6,83%
14	R\$ 42.020,37	R\$166.505,04	R\$ 208.525,41	6,83%
15	R\$ 45.234,93	R\$177.544,33	R\$ 222.779,25	6,84%
16	R\$ 48.695,40	R\$189.315,52	R\$ 238.010,91	6,84%
17	R\$ 52.420,60	R\$201.867,13	R\$ 254.287,73	6,84%
18	R\$ 56.430,77	R\$215.250,93	R\$ 271.681,70	6,84%
19	R\$ 60.747,72	R\$229.522,06	R\$ 290.269,79	6,84%
20	R\$ 65.394,93	R\$244.739,37	R\$ 310.134,30	6,84%
21	R\$ 70.397,64	R\$260.965,59	R\$ 331.363,23	6,85%
22	R\$ 75.783,06	R\$278.267,61	R\$ 354.050,67	6,85%
23	R\$ 81.580,46	R\$296.716,76	R\$ 378.297,22	6,85%
24	R\$ 87.821,37	R\$316.389,08	R\$ 404.210,44	6,85%
25	R\$ 94.539,70	R\$337.365,67	R\$ 431.905,37	6,85%

Fonte: Elaborado pelo autor (2023)

Foram consideradas como TMA para os cenários antes e depois da Lei 14.300/22, o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), o Índice Geral de Preços do Mercado (IGP-M) e a Taxa do Sistema Especial de Liquidação e de Custódia (SELIC). As tabelas a seguir demonstram a evolução destes índices de 2013 a 2022. Por se tratar de um projeto de longo tempo, foram considerados os históricos desses índices de 2013 a 2022.

Tabela 14 - Histórico do IPCA

IPCA			
	Ano	Acumulado no ano	Acumulado no período
1	2013	5,91%	
2	2014	6,41%	
3	2015	10,70%	
4	2016	6,29%	
5	2017	2,95%	
6	2018	3,75%	79,71%
7	2019	4,31%	6,04%
8	2020	4,52%	
9	2021	10,10%	
10	2022	5,79%	

Fonte: IBGE (2023)

Tabela 15 – Histórico do IGP-M

IGP-M			
	Ano	Acumulado no ano	Acumulado no período
1	2013	5,53%	
2	2014	2,66%	
3	2015	10,54%	
4	2016	7,17%	
5	2017	-0,52%	
6	2018	7,54%	127,54%
7	2019	7,30%	8,57%
8	2020	23,14%	
9	2021	17,78%	
10	2022	5,45%	

Fonte: FGV IBRE (2023)

Tabela 16 - Histórico da taxa SELIC

SELIC			
	Ano	Acumulado no ano	Acumulado no período
1	2013	9,90%	
2	2014	11,65%	
3	2015	14,15%	
4	2016	13,65%	
5	2017	6,90%	
6	2018	6,40%	138,94%
7	2019	4,40%	9,10%
8	2020	1,90%	
9	2021	9,15%	
10	2022	13,65%	

Fonte: BCB (2023)

Para o estudo de viabilidade para os contratos a partir de publicação de Lei 14.300/22 foram considerados nos cálculos a TUSD Geração Fio B e a TUSD Fio B ponta. Ressalta-se que não existe cobrança de TUSD Fio B fora ponta. A Tabela 17 e a Tabela 18 mostram a evolução das tarifas de aplicação de 2015 a 2023. De igual modo adotou-se esta prática em virtude da variação irregular no período. Nas tabelas as variações positivas estão em verde e as negativas em vermelho.

Tabela 17 - Histórico da TUSD Geração Fio B

TUSD Geração Fio B (R\$/kW)				
Ano	Tarifa de Aplicação	Variação anual	Variação acumulada	a.a.
1 2015	3,960425			
2 2016	3,960425	0,00%		
3 2017	3,960425	0,00%		
4 2018	4,738190	19,64%		
5 2019	6,136196	29,51%	136,48%	10,04%
6 2020	8,433597	37,44%		
7 2021	8,252526	-2,15%		
8 2022	7,899881	-4,27%		
9 2023	9,365419	18,55%		

Fonte: ANEEL (2023)

Tabela 18 - Histórico da TUSD Fio B Ponta

TUSD Fio B Ponta (R\$/kWh)				
Ano	Tarifa de Aplicação	Variação anual	Variação acumulada	a.a.
1 2015	0,556027			
2 2016	0,605318	8,86%		
3 2017	0,635596	5,00%		
4 2018	0,697120	9,68%		
5 2019	0,715746	2,67%	103,72%	8,23%
6 2020	0,730180	2,02%		
7 2021	0,998116	36,69%		
8 2022	0,955464	-4,27%		
9 2023	1,132716	18,55%		

Fonte: ANEEL (2023)

4.3.1.1 Análise de viabilidade econômica com custos de O&M antes da Lei 14.300/22

Esta análise contemplou os custos de O&M comparando os saldos de caixa do payback simples e descontado, utilizando como TMA o IPCA (Tabela 19), o IGP-M (Tabela 20) e a taxa SELIC (Tabela 21). Os saldos negativos estão em vermelho e os positivos em

verde.

Tabela 19 – Saldo de caixa antes da Lei 14.300/22 com O&M e TMA = IPCA

Ano	Receita fotovoltaico	Custos (O&M)	Lucro Bruto	Investimentos	Fluxo de Caixa do acionista	Saldo de Caixa (payback simples)	Saldo de Caixa (payback descontado)	Fluxo de Caixa Descontado (todos na data 0)	Saldo de Caixa Descontado (payback descontado na data 0)
0				R\$ 721.493,85	R\$ 721.493,85	-R\$ 721.493,85	-R\$ 721.493,85	-R\$ 721.493,85	-R\$ 721.493,85
1	R\$ 88.392,91	R\$ 16.786,64	R\$ 71.606,27		R\$ 71.606,27	-R\$ 649.887,58	-R\$ 693.443,80	R\$ 67.529,54	-R\$ 653.964,31
2	R\$ 93.749,27	R\$ 17.800,04	R\$ 75.949,23		R\$ 75.949,23	-R\$ 573.938,35	-R\$ 659.357,42	R\$ 67.547,44	-R\$ 586.416,86
3	R\$ 100.140,56	R\$ 18.874,62	R\$ 81.265,94		R\$ 81.265,94	-R\$ 492.672,41	-R\$ 617.896,55	R\$ 68.161,15	-R\$ 518.255,71
4	R\$ 106.969,04	R\$ 20.014,07	R\$ 86.954,96		R\$ 86.954,96	-R\$ 405.717,45	-R\$ 568.243,69	R\$ 68.780,52	-R\$ 449.475,19
5	R\$ 114.264,71	R\$ 21.222,31	R\$ 93.042,40		R\$ 93.042,40	-R\$ 312.675,05	-R\$ 509.505,88	R\$ 69.405,64	-R\$ 380.069,55
6	R\$ 122.059,66	R\$ 22.503,49	R\$ 99.556,17		R\$ 99.556,17	-R\$ 213.118,88	-R\$ 440.708,31	R\$ 70.036,57	-R\$ 310.032,98
7	R\$ 130.388,19	R\$ 23.862,02	R\$ 106.526,18		R\$ 106.526,18	-R\$ 106.592,70	-R\$ 360.787,48	R\$ 70.673,36	-R\$ 239.359,62
8	R\$ 139.286,95	R\$ 25.302,55	R\$ 113.984,40		R\$ 113.984,40	R\$ 7.391,70	-R\$ 268.583,63	R\$ 71.316,11	-R\$ 168.043,51
9	R\$ 148.795,14	R\$ 26.830,06	R\$ 121.965,08		R\$ 121.965,08	R\$ 129.356,78	-R\$ 162.832,81	R\$ 71.964,86	-R\$ 96.078,65
10	R\$ 158.954,63	R\$ 28.449,77	R\$ 130.504,86		R\$ 130.504,86	R\$ 259.861,64	-R\$ 42.158,08	R\$ 72.619,70	-R\$ 23.458,95
11	R\$ 169.810,22	R\$ 30.167,27	R\$ 139.642,95		R\$ 139.642,95	R\$ 399.504,59	R\$ 94.939,80	R\$ 73.280,69	R\$ 49.821,74
12	R\$ 181.409,78	R\$ 31.988,45	R\$ 149.421,32		R\$ 149.421,32	R\$ 548.925,91	R\$ 250.092,59	R\$ 73.947,91	R\$ 123.769,64
13	R\$ 193.804,48	R\$ 33.919,58	R\$ 159.884,90		R\$ 159.884,90	R\$ 708.810,81	R\$ 425.075,46	R\$ 74.621,42	R\$ 198.391,07
14	R\$ 207.049,05	R\$ 35.967,29	R\$ 171.081,76	R\$ 187.236,49	-R\$ 16.154,73	R\$ 692.656,09	R\$ 434.582,32	-R\$ 7.110,47	R\$ 191.280,60
15	R\$ 221.201,98	R\$ 38.138,62	R\$ 183.063,36		R\$ 183.063,36	R\$ 875.719,45	R\$ 643.881,20	R\$ 75.987,66	R\$ 267.268,25
16	R\$ 236.325,80	R\$ 40.441,02	R\$ 195.884,77		R\$ 195.884,77	R\$ 1.071.604,22	R\$ 878.636,75	R\$ 76.680,53	R\$ 343.948,78
17	R\$ 252.487,37	R\$ 42.882,43	R\$ 209.604,94		R\$ 209.604,94	R\$ 1.281.209,16	R\$ 1.141.284,55	R\$ 77.380,00	R\$ 421.328,78
18	R\$ 269.758,19	R\$ 45.471,22	R\$ 224.286,97		R\$ 224.286,97	R\$ 1.505.496,14	R\$ 1.434.470,29	R\$ 78.086,15	R\$ 499.414,93
19	R\$ 288.214,68	R\$ 48.216,29	R\$ 239.998,38		R\$ 239.998,38	R\$ 1.745.494,52	R\$ 1.761.066,92	R\$ 78.799,06	R\$ 578.213,99
20	R\$ 307.938,55	R\$ 51.127,09	R\$ 256.811,46		R\$ 256.811,46	R\$ 2.002.305,98	R\$ 2.124.193,10	R\$ 79.518,82	R\$ 657.732,81
21	R\$ 329.017,18	R\$ 54.213,60	R\$ 274.803,58		R\$ 274.803,58	R\$ 2.277.109,56	R\$ 2.527.233,14	R\$ 80.245,50	R\$ 737.978,30
22	R\$ 351.543,99	R\$ 57.486,45	R\$ 294.057,54		R\$ 294.057,54	R\$ 2.571.167,10	R\$ 2.973.858,46	R\$ 80.979,18	R\$ 818.957,49
23	R\$ 375.618,87	R\$ 60.956,88	R\$ 314.662,00		R\$ 314.662,00	R\$ 2.885.829,10	R\$ 3.468.050,78	R\$ 81.719,96	R\$ 900.677,44
24	R\$ 401.348,63	R\$ 64.636,81	R\$ 336.711,82		R\$ 336.711,82	R\$ 3.222.540,92	R\$ 4.014.127,07	R\$ 82.467,91	R\$ 983.145,35
25	R\$ 428.847,48	R\$ 68.538,91	R\$ 360.308,58		R\$ 360.308,58	R\$ 3.582.849,50	R\$ 4.616.766,46	R\$ 83.223,12	R\$ 1.066.368,47

Fonte: Elaborado pelo autor (2023)

Tabela 20 - Saldo de caixa antes da Lei 14.300/22 com O&M e TMA = IGPM

Ano	Receita fotovoltaico	Custos (O&M)	Lucro Bruto	Investimentos	Fluxo de Caixa do acionista	Saldo de Caixa (payback simples)	Saldo de Caixa (payback descontado)	Fluxo de Caixa Descontado (todos na data 0)	Saldo de Caixa Descontado (payback descontado na data 0)
0				R\$ 721.493,85	R\$ 721.493,85	-R\$ 721.493,85	-R\$ 721.493,85	-R\$ 721.493,85	-R\$ 721.493,85
1	R\$ 88.392,91	R\$ 16.786,64	R\$ 71.606,27		R\$ 71.606,27	-R\$ 649.887,58	-R\$ 711.710,84	R\$ 65.954,75	-R\$ 655.539,10
2	R\$ 93.749,27	R\$ 17.800,04	R\$ 75.949,23		R\$ 75.949,23	-R\$ 573.938,35	-R\$ 696.746,57	R\$ 64.433,75	-R\$ 591.105,35
3	R\$ 100.140,56	R\$ 18.874,62	R\$ 81.265,94		R\$ 81.265,94	-R\$ 492.672,41	-R\$ 675.183,35	R\$ 63.502,91	-R\$ 527.602,44
4	R\$ 106.969,04	R\$ 20.014,07	R\$ 86.954,96		R\$ 86.954,96	-R\$ 405.717,45	-R\$ 646.083,39	R\$ 62.585,61	-R\$ 465.016,83
5	R\$ 114.264,71	R\$ 21.222,31	R\$ 93.042,40		R\$ 93.042,40	-R\$ 312.675,05	-R\$ 608.402,48	R\$ 61.681,66	-R\$ 403.335,18
6	R\$ 122.059,66	R\$ 22.503,49	R\$ 99.556,17		R\$ 99.556,17	-R\$ 213.118,88	-R\$ 560.979,01	R\$ 60.790,87	-R\$ 342.544,31
7	R\$ 130.388,19	R\$ 23.862,02	R\$ 106.526,18		R\$ 106.526,18	-R\$ 106.592,70	-R\$ 502.521,91	R\$ 59.913,06	-R\$ 282.631,25
8	R\$ 139.286,95	R\$ 25.302,55	R\$ 113.984,40		R\$ 113.984,40	R\$ 7.391,70	-R\$ 431.597,53	R\$ 59.048,06	-R\$ 223.583,19
9	R\$ 148.795,14	R\$ 26.830,06	R\$ 121.965,08		R\$ 121.965,08	R\$ 129.356,78	-R\$ 346.615,11	R\$ 58.195,68	-R\$ 165.387,51
10	R\$ 158.954,63	R\$ 28.449,77	R\$ 130.504,86		R\$ 130.504,86	R\$ 259.861,64	-R\$ 245.810,96	R\$ 57.355,74	-R\$ 108.031,77
11	R\$ 169.810,22	R\$ 30.167,27	R\$ 139.642,95		R\$ 139.642,95	R\$ 399.504,59	-R\$ 127.231,02	R\$ 56.528,09	-R\$ 51.503,68
12	R\$ 181.409,78	R\$ 31.988,45	R\$ 149.421,32		R\$ 149.421,32	R\$ 548.925,91	R\$ 11.288,15	R\$ 55.712,53	R\$ 4.208,85
13	R\$ 193.804,48	R\$ 33.919,58	R\$ 159.884,90		R\$ 159.884,90	R\$ 708.810,81	R\$ 172.140,31	R\$ 54.908,90	R\$ 59.117,75
14	R\$ 207.049,05	R\$ 35.967,29	R\$ 171.081,76	R\$ 187.236,49	-R\$ 16.154,73	R\$ 692.656,09	R\$ 170.735,92	-R\$ 5.110,11	R\$ 54.007,64
15	R\$ 221.201,98	R\$ 38.138,62	R\$ 183.063,36		R\$ 183.063,36	R\$ 875.719,45	R\$ 368.429,27	R\$ 53.336,78	R\$ 107.344,42
16	R\$ 236.325,80	R\$ 40.441,02	R\$ 195.884,77		R\$ 195.884,77	R\$ 1.071.604,22	R\$ 595.883,95	R\$ 52.567,95	R\$ 156.912,38
17	R\$ 252.487,37	R\$ 42.882,43	R\$ 209.604,94		R\$ 209.604,94	R\$ 1.281.209,16	R\$ 856.548,91	R\$ 51.810,40	R\$ 211.722,78
18	R\$ 269.758,19	R\$ 45.471,22	R\$ 224.286,97		R\$ 224.286,97	R\$ 1.505.496,14	R\$ 1.154.231,71	R\$ 51.063,96	R\$ 262.786,74
19	R\$ 288.214,68	R\$ 48.216,29	R\$ 239.998,38		R\$ 239.998,38	R\$ 1.745.494,52	R\$ 1.493.133,72	R\$ 50.328,48	R\$ 313.115,21
20	R\$ 307.938,55	R\$ 51.127,09	R\$ 256.811,46		R\$ 256.811,46	R\$ 2.002.305,98	R\$ 1.877.888,60	R\$ 49.603,79	R\$ 352.719,01
21	R\$ 329.017,18	R\$ 54.213,60	R\$ 274.803,58		R\$ 274.803,58	R\$ 2.277.109,56	R\$ 2.313.604,40	R\$ 48.889,76	R\$ 411.608,76
22	R\$ 351.543,99	R\$ 57.486,45	R\$ 294.057,54		R\$ 294.057,54	R\$ 2.571.167,10	R\$ 2.805.909,72	R\$ 48.186,22	R\$ 459.794,98
23	R\$ 375.618,87	R\$ 60.956,88	R\$ 314.662,00		R\$ 314.662,00	R\$ 2.885.829,10	R\$ 3.361.004,07	R\$ 47.493,03	R\$ 507.288,01
24	R\$ 401.348,63	R\$ 64.636,81	R\$ 336.711,82		R\$ 336.711,82	R\$ 3.222.540,92	R\$ 3.985.713,09	R\$ 46.810,03	R\$ 554.098,04
25	R\$ 428.847,48	R\$ 68.538,91	R\$ 360.308,58		R\$ 360.308,58	R\$ 3.582.849,50	R\$ 4.687.548,83	R\$ 46.137,09	R\$ 600.235,14

Fonte: Elaborado pelo autor (2023)

Tabela 21 - Saldo de caixa antes da Lei 14.300/22 com O&M e TMA = SELIC

Ano	Receita fotovoltaico	Custos (O&M)	Lucro Bruto	Investimentos	Fluxo de Caixa do acionista	Saldo de Caixa (payback simples)	Saldo de Caixa (payback descontado)	Fluxo de Caixa Descontado (todos na data 0)	Saldo de Caixa Descontado (payback descontado na data 0)
0				R\$ 721.493,85	-R\$ 721.493,85	-R\$ 721.493,85	-R\$ 721.493,85	-R\$ 721.493,85	-R\$ 721.493,85
1	R\$ 88.392,91	R\$ 16.786,64	R\$ 71.606,27		R\$ 71.606,27	-R\$ 649.887,58	-R\$ 715.551,04	R\$ 65.632,98	-R\$ 655.860,87
2	R\$ 93.749,27	R\$ 17.800,04	R\$ 75.949,23		R\$ 75.949,23	-R\$ 573.938,35	-R\$ 704.724,41	R\$ 63.806,60	-R\$ 592.054,27
3	R\$ 100.140,56	R\$ 18.874,62	R\$ 81.265,94		R\$ 81.265,94	-R\$ 492.672,41	-R\$ 687.595,73	R\$ 62.578,03	-R\$ 529.476,24
4	R\$ 106.969,04	R\$ 20.014,07	R\$ 86.954,96		R\$ 86.954,96	-R\$ 405.717,45	-R\$ 663.219,14	R\$ 61.373,20	-R\$ 468.103,04
5	R\$ 114.264,71	R\$ 21.222,31	R\$ 93.042,40		R\$ 93.042,40	-R\$ 312.675,05	-R\$ 630.536,59	R\$ 60.191,67	-R\$ 407.911,37
6	R\$ 122.059,66	R\$ 22.503,49	R\$ 99.556,17		R\$ 99.556,17	-R\$ 213.118,88	-R\$ 588.365,82	R\$ 59.032,99	-R\$ 348.878,37
7	R\$ 130.388,19	R\$ 23.862,02	R\$ 106.526,18		R\$ 106.526,18	-R\$ 106.592,70	-R\$ 535.387,06	R\$ 57.896,73	-R\$ 290.981,64
8	R\$ 139.286,95	R\$ 25.302,55	R\$ 113.984,40		R\$ 113.984,40	R\$ 7.391,70	-R\$ 470.128,46	R\$ 56.782,47	-R\$ 234.199,18
9	R\$ 148.795,14	R\$ 26.830,06	R\$ 121.965,08		R\$ 121.965,08	R\$ 129.356,78	-R\$ 390.949,96	R\$ 55.689,77	-R\$ 178.509,40
10	R\$ 158.954,63	R\$ 28.449,77	R\$ 130.504,86		R\$ 130.504,86	R\$ 259.861,64	-R\$ 296.025,62	R\$ 54.618,24	-R\$ 123.891,16
11	R\$ 169.810,22	R\$ 30.167,27	R\$ 139.642,95		R\$ 139.642,95	R\$ 399.504,59	-R\$ 183.324,09	R\$ 53.567,47	-R\$ 70.323,69
12	R\$ 181.409,78	R\$ 31.988,45	R\$ 149.421,32		R\$ 149.421,32	R\$ 548.925,91	-R\$ 50.587,17	R\$ 52.537,07	-R\$ 17.786,63
13	R\$ 193.804,48	R\$ 33.919,58	R\$ 159.884,90		R\$ 159.884,90	R\$ 708.810,81	R\$ 104.693,78	R\$ 51.526,64	R\$ 33.740,01
14	R\$ 207.049,05	R\$ 35.967,29	R\$ 171.081,76	R\$ 187.236,49	-R\$ 16.154,73	R\$ 692.656,09	R\$ 98.067,27	-R\$ 4.771,94	R\$ 28.968,07
15	R\$ 221.201,98	R\$ 38.138,62	R\$ 183.063,36		R\$ 183.063,36	R\$ 875.719,45	R\$ 290.055,78	R\$ 49.564,19	R\$ 78.532,25
16	R\$ 236.325,80	R\$ 40.441,02	R\$ 195.884,77		R\$ 195.884,77	R\$ 1.071.604,22	R\$ 512.338,65	R\$ 48.611,42	R\$ 127.143,68
17	R\$ 252.487,37	R\$ 42.882,43	R\$ 209.604,94		R\$ 209.604,94	R\$ 1.281.209,16	R\$ 768.571,75	R\$ 47.677,15	R\$ 174.820,82
18	R\$ 269.758,19	R\$ 45.471,22	R\$ 224.286,97		R\$ 224.286,97	R\$ 1.505.496,14	R\$ 1.062.806,75	R\$ 46.761,01	R\$ 221.581,84
19	R\$ 288.214,68	R\$ 48.216,29	R\$ 239.998,38		R\$ 239.998,38	R\$ 1.745.494,52	R\$ 1.399.531,62	R\$ 45.862,66	R\$ 267.444,50
20	R\$ 307.938,55	R\$ 51.127,09	R\$ 256.811,46		R\$ 256.811,46	R\$ 2.002.305,98	R\$ 1.783.715,04	R\$ 44.981,76	R\$ 312.426,26
21	R\$ 329.017,18	R\$ 54.213,60	R\$ 274.803,58		R\$ 274.803,58	R\$ 2.277.109,56	R\$ 2.220.855,27	R\$ 44.117,97	R\$ 356.544,23
22	R\$ 351.543,99	R\$ 57.486,45	R\$ 294.057,54		R\$ 294.057,54	R\$ 2.571.167,10	R\$ 2.717.033,77	R\$ 43.270,97	R\$ 399.815,20
23	R\$ 375.618,87	R\$ 60.956,88	R\$ 314.662,00		R\$ 314.662,00	R\$ 2.885.829,10	R\$ 3.278.974,15	R\$ 42.440,42	R\$ 442.255,62
24	R\$ 401.348,63	R\$ 64.636,81	R\$ 336.711,82		R\$ 336.711,82	R\$ 3.222.540,92	R\$ 3.914.106,77	R\$ 41.626,01	R\$ 483.881,63
25	R\$ 428.847,48	R\$ 68.538,91	R\$ 360.308,58		R\$ 360.308,58	R\$ 3.582.849,50	R\$ 4.630.639,84	R\$ 40.827,44	R\$ 524.709,07

Fonte: Elaborado pelo autor (2023)

A Tabela 22 sumariza os saldos de caixa com custos de O&M comparando o *payback* simples e o descontado conforme a respectiva TMA.

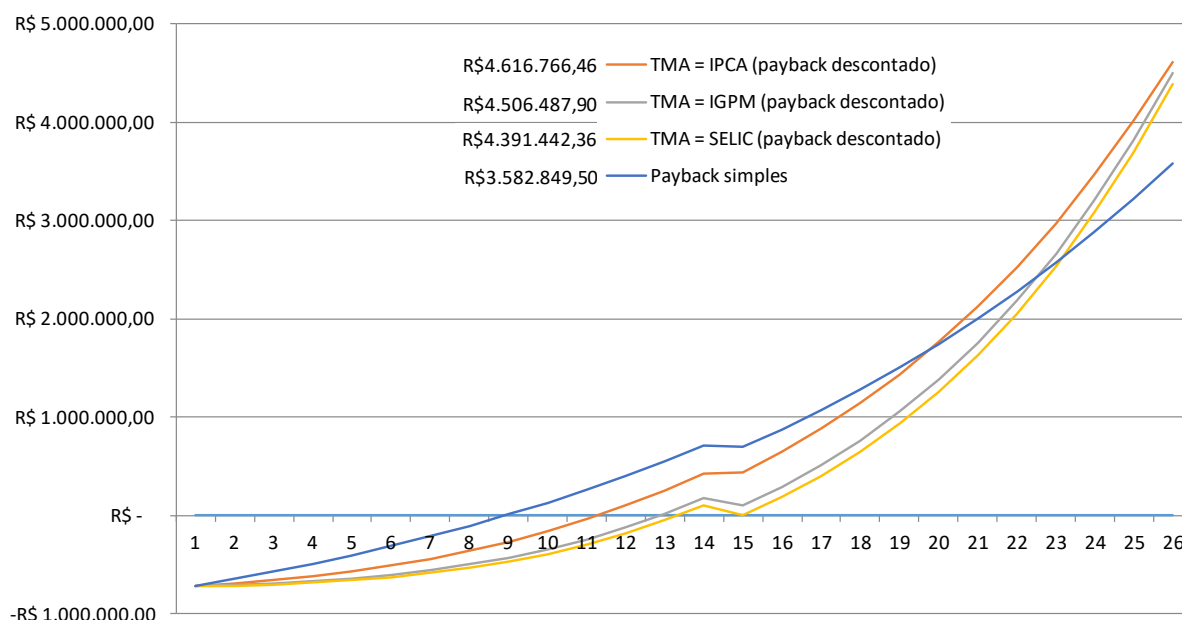
Tabela 22 - Cenários de saldos de caixa com O&M antes da Lei 14.300/22

Saldos de caixa com O&M antes da Lei 14.300/22				
Ano	Payback simples	TMA = IPCA (payback descontado)	TMA = IGPM (payback descontado)	TMA = SELIC (payback descontado)
0	-R\$ 721.493,85	-R\$ 721.493,85	-R\$ 721.493,85	-R\$ 721.493,85
1	-R\$ 649.887,58	-R\$ 693.443,80	-R\$ 711.710,84	-R\$ 715.551,04
2	-R\$ 573.938,35	-R\$ 659.357,42	-R\$ 696.746,57	-R\$ 704.724,41
3	-R\$ 492.672,41	-R\$ 617.896,55	-R\$ 675.183,35	-R\$ 687.595,73
4	-R\$ 405.717,45	-R\$ 568.243,69	-R\$ 646.083,39	-R\$ 663.219,14
5	-R\$ 312.675,05	-R\$ 509.505,88	-R\$ 608.402,48	-R\$ 630.536,59
6	-R\$ 213.118,88	-R\$ 440.708,31	-R\$ 560.979,01	-R\$ 588.365,82
7	-R\$ 106.592,70	-R\$ 360.787,48	-R\$ 502.521,91	-R\$ 535.387,06
8	R\$ 7.391,70	-R\$ 268.583,63	-R\$ 431.597,53	-R\$ 470.128,46
9	R\$ 129.356,78	-R\$ 162.832,81	-R\$ 346.615,11	-R\$ 390.949,96
10	R\$ 259.861,64	-R\$ 42.158,08	-R\$ 245.810,96	-R\$ 296.025,62
11	R\$ 399.504,59	R\$ 94.939,80	-R\$ 127.231,02	-R\$ 183.324,09
12	R\$ 548.925,91	R\$ 250.092,59	R\$ 11.288,15	-R\$ 50.587,17
13	R\$ 708.810,81	R\$ 425.075,46	R\$ 172.140,31	R\$ 104.693,78
14	R\$ 692.656,09	R\$ 434.582,32	R\$ 170.735,92	R\$ 98.067,27
15	R\$ 875.719,45	R\$ 643.881,20	R\$ 368.429,27	R\$ 290.055,78
16	R\$1.071.604,22	R\$ 878.636,75	R\$ 595.883,95	R\$ 512.338,65
17	R\$1.281.209,16	R\$ 1.141.284,55	R\$ 856.548,91	R\$ 768.571,75
18	R\$1.505.496,14	R\$ 1.434.470,29	R\$ 1.154.231,71	R\$ 1.062.806,75
19	R\$1.745.494,52	R\$ 1.761.066,92	R\$ 1.493.133,72	R\$ 1.399.531,62
20	R\$2.002.305,98	R\$ 2.124.193,10	R\$ 1.877.888,60	R\$ 1.783.715,04
21	R\$2.277.109,56	R\$ 2.527.233,14	R\$ 2.313.604,40	R\$ 2.220.855,27
22	R\$2.571.167,10	R\$ 2.973.858,46	R\$ 2.805.909,72	R\$ 2.717.033,77
23	R\$2.885.829,10	R\$ 3.468.050,78	R\$ 3.361.004,07	R\$ 3.278.974,15
24	R\$3.222.540,92	R\$ 4.014.127,07	R\$ 3.985.713,09	R\$ 3.914.106,77
25	R\$3.582.849,50	R\$ 4.616.766,46	R\$ 4.687.548,83	R\$ 4.630.639,84

Fonte: Elaborado pelo autor (2023)

O Gráfico 24 demonstra os saldos de caixa com a evolução dos fluxos de caixa simples e descontado durante a vida útil do projeto antes da Lei 14.300/22, com custos de O&M e a respectiva TMA.

Gráfico 24 – Saldos de caixa para o projeto com O&M antes da Lei 14.300/22



Fonte: Elaborado pelo autor (2023)

Observa-se a disparidade dos resultados entre o método do *payback* simples e o descontado. Embora o tempo de retorno do investimento no *payback* descontado é maior de 3 a 5 anos, os saldos de caixa ao final do tempo de vida do projeto estão entre R\$ 1.033.916,97 a R\$ 1.104.699,33 conforme cada TMA adotada. O *payback* simples por não considerar o valor do dinheiro no tempo não apresenta um tempo real de retorno de investimento e, conseqüentemente, o seu respectivo saldo de caixa é menor em comparação ao *payback* descontado.

Na Tabela 23 destacaram-se os critérios de decisão em negrito, conforme a TMA utilizada, para avaliar a viabilidade econômica do projeto. Os valores em verde demonstram que o projeto é viável.

Tabela 23 - Cenários de viabilidade econômica com O&M antes da Lei 14.300/22

Critérios de decisão	Análise da viabilidade econômica com custos de O&M antes da Lei 14.300/22		
	IPCA	IGP-M	SELIC
Taxa Mínima de Atratividade	6,04%	8,57%	9,10%
Valor do Negócio	R\$ 1.787.862,32	R\$ 1.321.728,99	R\$ 1.246.202,92
Payback descontado	ano 11	ano 12	ano 13
VPL (Valor Presente Líquido)	R\$ 1.066.368,47	R\$ 600.235,14	R\$ 524.709,07
TIR (Taxa Interna de Retorno)	14,89%	14,89%	14,89%

Fonte: Elaborado pelo autor (2023)

Observando os critérios estabelecidos no Quadro 5, o critério do *payback* descontado

pode ser considerado o mais crítico, dado o tempo de retorno de investimento. O VPL e a TIR, conforme as respectivas TMA apontaram para uma viabilidade favorável antes da Lei 14.300/22.

Ressalta-se que a TIR não sofreu alteração nos três cenários porque somente nos fluxos de caixa descontado foram empregadas as respectivas TMA. O fluxo de caixa do acionista se manteve nos três cenários, devido a receita do sistema fotovoltaico ser reajustada conforme a Tabela 13; os custos de O&M e investimentos conforme o IPCA.

4.3.1.2 Análise de viabilidade econômica com custos de O&M depois da Lei 14.300/22

Esta análise contemplou os custos de O&M e as cobranças da TUSD, comparando os saldos de caixa do *payback* simples e descontado, utilizando como TMA o IPCA (Tabela 24), o IGP-M (Tabela 25) e a taxa SELIC (Tabela 26). Os saldos negativos estão em vermelho e os positivos em verde.

Tabela 24 - Saldo de caixa depois da Lei 14.300/22 com O&M e TMA = IPCA

Ano	Receita fotovoltaico	TSUD Fio B Geração	TSUD Fio B Ponta	Custos (O&M)	Lucro Bruto	Investimentos	Fluxo de Caixa do acionista	Saldo de Caixa (<i>payback</i> simples)	Saldo de Caixa (<i>payback</i> descontado)	Fluxo de Caixa Descontado (todos na data 0)	Saldo de Caixa Descontado (<i>payback</i> descontado na data 0)
0						R\$ 721.493,85	-R\$ 721.493,85	-R\$ 721.493,85	-R\$ 721.493,85	-R\$ 721.493,85	-R\$ 721.493,85
1	R\$ 88.392,91	R\$ 3.373,20	R\$ 1.492,02	R\$ 16.786,64	R\$ 66.741,04		R\$ 66.741,04	-R\$ 654.752,81	-R\$ 698.309,02	R\$ 62.941,31	-R\$ 658.552,54
2	R\$ 93.749,27	R\$ 3.711,71	R\$ 3.229,55	R\$ 17.800,04	R\$ 69.007,97		R\$ 69.007,97	-R\$ 585.744,83	-R\$ 671.457,61	R\$ 61.374,06	-R\$ 597.178,49
3	R\$ 100.140,56	R\$ 4.084,19	R\$ 4.844,32	R\$ 18.874,62	R\$ 72.337,43		R\$ 72.337,43	-R\$ 513.407,40	-R\$ 639.655,74	R\$ 60.672,43	-R\$ 536.506,05
4	R\$ 106.969,04	R\$ 4.494,04	R\$ 6.459,10	R\$ 20.014,07	R\$ 76.001,82		R\$ 76.001,82	-R\$ 437.405,58	-R\$ 602.269,60	R\$ 60.116,70	-R\$ 476.389,35
5	R\$ 114.264,71	R\$ 4.945,03	R\$ 8.073,87	R\$ 21.222,31	R\$ 80.023,50		R\$ 80.023,50	-R\$ 357.382,08	-R\$ 558.604,82	R\$ 59.694,10	-R\$ 416.695,25
6	R\$ 122.059,66	R\$ 5.441,27	R\$ 9.688,65	R\$ 22.503,49	R\$ 84.426,25		R\$ 84.426,25	-R\$ 272.955,83	-R\$ 507.901,26	R\$ 59.392,85	-R\$ 357.302,41
7	R\$ 130.388,19	R\$ 5.987,32	R\$ 10.765,16	R\$ 23.862,02	R\$ 89.773,70		R\$ 89.773,70	-R\$ 183.182,13	-R\$ 448.789,30	R\$ 59.559,16	-R\$ 297.743,25
8	R\$ 139.286,95	R\$ 6.588,16	R\$ 11.650,83	R\$ 25.302,55	R\$ 95.745,42		R\$ 95.745,42	-R\$ 87.436,72	-R\$ 380.137,07	R\$ 59.904,60	-R\$ 237.838,65
9	R\$ 148.795,14	R\$ 7.249,30	R\$ 12.609,36	R\$ 26.830,06	R\$ 102.106,43		R\$ 102.106,43	R\$ 14.669,71	-R\$ 300.979,32	R\$ 60.247,37	-R\$ 177.591,28
10	R\$ 158.954,63	R\$ 7.976,78	R\$ 13.646,75	R\$ 28.449,77	R\$ 108.881,34		R\$ 108.881,34	R\$ 123.551,05	-R\$ 210.267,95	R\$ 60.587,24	-R\$ 117.004,04
11	R\$ 169.810,22	R\$ 8.777,26	R\$ 14.769,48	R\$ 30.167,27	R\$ 116.096,20		R\$ 116.096,20	R\$ 239.647,25	-R\$ 106.865,52	R\$ 60.924,02	-R\$ 56.080,02
12	R\$ 181.409,78	R\$ 9.658,08	R\$ 15.984,59	R\$ 31.988,45	R\$ 123.778,65		R\$ 123.778,65	R\$ 363.425,91	R\$ 10.461,72	R\$ 61.257,47	R\$ 5.177,45
13	R\$ 193.804,48	R\$ 10.627,29	R\$ 17.299,66	R\$ 33.919,58	R\$ 131.957,95		R\$ 131.957,95	R\$ 495.383,86	R\$ 143.051,24	R\$ 61.587,37	R\$ 66.764,82
14	R\$ 207.049,05	R\$ 11.693,76	R\$ 18.722,93	R\$ 35.967,29	R\$ 140.665,07	R\$ 187.236,49	-R\$ 46.571,42	R\$ 448.812,44	R\$ 105.115,75	R\$ 20.498,32	R\$ 46.266,50
15	R\$ 221.201,98	R\$ 12.867,26	R\$ 20.263,29	R\$ 38.138,62	R\$ 149.932,81		R\$ 149.932,81	R\$ 598.745,25	R\$ 261.394,34	R\$ 62.235,52	R\$ 108.502,02
16	R\$ 236.325,80	R\$ 14.158,52	R\$ 21.930,38	R\$ 40.441,02	R\$ 159.795,88		R\$ 159.795,88	R\$ 758.541,13	R\$ 436.970,46	R\$ 62.553,26	R\$ 171.055,28
17	R\$ 252.487,37	R\$ 15.579,35	R\$ 23.734,62	R\$ 42.882,43	R\$ 170.290,97		R\$ 170.290,97	R\$ 928.832,10	R\$ 633.641,12	R\$ 62.866,43	R\$ 233.921,71
18	R\$ 269.758,19	R\$ 17.142,78	R\$ 25.687,30	R\$ 45.471,22	R\$ 181.456,89		R\$ 181.456,89	R\$ 1.110.288,99	R\$ 853.350,61	R\$ 63.174,74	R\$ 297.096,45
19	R\$ 288.214,68	R\$ 18.863,09	R\$ 27.800,63	R\$ 48.216,29	R\$ 193.334,66		R\$ 193.334,66	R\$ 1.303.623,65	R\$ 1.098.201,61	R\$ 63.477,89	R\$ 360.574,34
20	R\$ 307.938,55	R\$ 20.756,04	R\$ 30.087,83	R\$ 51.127,09	R\$ 205.967,59		R\$ 205.967,59	R\$ 1.509.591,25	R\$ 1.370.467,08	R\$ 63.775,58	R\$ 424.349,91
21	R\$ 329.017,18	R\$ 22.838,96	R\$ 32.563,19	R\$ 54.213,60	R\$ 219.401,43		R\$ 219.401,43	R\$ 1.728.992,67	R\$ 1.672.602,91	R\$ 64.067,49	R\$ 488.417,41
22	R\$ 351.543,99	R\$ 25.130,90	R\$ 35.242,21	R\$ 57.486,45	R\$ 233.684,43		R\$ 233.684,43	R\$ 1.962.677,10	R\$ 2.007.261,53	R\$ 64.353,30	R\$ 552.770,71
23	R\$ 375.618,87	R\$ 27.652,84	R\$ 38.141,64	R\$ 60.956,88	R\$ 248.867,52		R\$ 248.867,52	R\$ 2.211.544,63	R\$ 2.377.306,41	R\$ 64.632,66	R\$ 617.403,38
24	R\$ 401.348,63	R\$ 30.427,86	R\$ 41.279,60	R\$ 64.636,81	R\$ 265.004,36		R\$ 265.004,36	R\$ 2.476.548,98	R\$ 2.785.827,55	R\$ 64.905,22	R\$ 682.308,60
25	R\$ 428.847,48	R\$ 33.481,36	R\$ 44.675,73	R\$ 68.538,91	R\$ 282.151,48		R\$ 282.151,48	R\$ 2.758.700,47	R\$ 3.236.158,03	R\$ 65.170,60	R\$ 747.479,20

Fonte: Elaborado pelo autor (2023)

Tabela 25 - Saldo de caixa depois da Lei 14.300/22 com O&M e TMA = IGPM

Ano	Receita fotovoltaico	TSUD Fio B Geração	TSUD Fio B Ponta	Custos (O&M)	Lucro Bruto	Investimentos	Fluxo de Caixa do acionista	Saldo de Caixa (payback simples)	Saldo de Caixa (payback descontado)	Fluxo de Caixa Descontado (todos na data 0)	Saldo de Caixa Descontado (payback descontado na data 0)
0						R\$ 721.493,85	-R\$ 721.493,85	-R\$ 721.493,85	-R\$ 721.493,85	-R\$ 721.493,85	-R\$ 721.493,85
1	R\$ 88.392,91	R\$ 3.373,20	R\$ 1.492,02	R\$ 16.786,64	R\$ 66.741,04		R\$ 66.741,04	-R\$ 654.752,81	-R\$ 716.576,06	R\$ 61.473,51	-R\$ 660.020,34
2	R\$ 93.749,27	R\$ 3.711,71	R\$ 3.229,55	R\$ 17.800,04	R\$ 69.007,97		R\$ 69.007,97	-R\$ 585.744,83	-R\$ 708.969,94	R\$ 58.544,93	-R\$ 601.475,40
3	R\$ 100.140,56	R\$ 4.084,19	R\$ 4.844,32	R\$ 18.874,62	R\$ 72.337,43		R\$ 72.337,43	-R\$ 513.407,40	-R\$ 697.382,62	R\$ 56.525,99	-R\$ 544.949,42
4	R\$ 106.969,04	R\$ 4.494,04	R\$ 6.459,10	R\$ 20.014,07	R\$ 76.001,82		R\$ 76.001,82	-R\$ 437.405,58	-R\$ 681.138,01	R\$ 54.702,11	-R\$ 490.247,30
5	R\$ 114.264,71	R\$ 4.945,03	R\$ 8.073,87	R\$ 21.222,31	R\$ 80.023,50		R\$ 80.023,50	-R\$ 357.382,08	-R\$ 659.479,76	R\$ 53.050,89	-R\$ 437.196,42
6	R\$ 122.059,66	R\$ 5.441,27	R\$ 9.688,65	R\$ 22.503,49	R\$ 84.426,25		R\$ 84.426,25	-R\$ 272.955,83	-R\$ 631.562,91	R\$ 51.552,25	-R\$ 385.644,16
7	R\$ 130.388,19	R\$ 5.987,32	R\$ 10.765,16	R\$ 23.862,02	R\$ 89.773,70		R\$ 89.773,70	-R\$ 183.182,13	-R\$ 595.906,48	R\$ 50.491,04	-R\$ 335.153,13
8	R\$ 139.286,95	R\$ 6.588,16	R\$ 11.650,83	R\$ 25.302,55	R\$ 95.745,42		R\$ 95.745,42	-R\$ 87.436,72	-R\$ 551.223,00	R\$ 49.599,60	-R\$ 285.553,53
9	R\$ 148.795,14	R\$ 7.249,30	R\$ 12.609,36	R\$ 26.830,06	R\$ 102.106,43		R\$ 102.106,43	R\$ 14.669,71	-R\$ 496.349,68	R\$ 48.720,12	-R\$ 236.833,41
10	R\$ 158.954,63	R\$ 7.976,78	R\$ 13.646,75	R\$ 28.449,77	R\$ 108.881,34		R\$ 108.881,34	R\$ 123.551,05	-R\$ 429.999,48	R\$ 47.852,40	-R\$ 188.981,01
11	R\$ 169.810,22	R\$ 8.777,26	R\$ 14.769,48	R\$ 30.167,27	R\$ 116.096,20		R\$ 116.096,20	R\$ 239.647,25	-R\$ 350.749,01	R\$ 46.996,26	-R\$ 141.984,76
12	R\$ 181.409,78	R\$ 9.658,08	R\$ 15.984,59	R\$ 31.988,45	R\$ 123.778,65		R\$ 123.778,65	R\$ 363.425,91	-R\$ 257.025,28	R\$ 46.151,52	-R\$ 95.833,23
13	R\$ 193.804,48	R\$ 10.627,29	R\$ 17.299,66	R\$ 33.919,58	R\$ 131.957,95		R\$ 131.957,95	R\$ 495.383,86	-R\$ 147.091,28	R\$ 45.318,01	-R\$ 50.515,22
14	R\$ 207.049,05	R\$ 11.693,76	R\$ 18.722,93	R\$ 35.967,29	R\$ 140.665,07	R\$ 187.236,49	-R\$ 46.571,42	R\$ 448.812,44	-R\$ 206.266,63	-R\$ 14.731,60	-R\$ 65.246,81
15	R\$ 221.201,98	R\$ 12.867,26	R\$ 20.263,29	R\$ 38.138,62	R\$ 149.932,81		R\$ 149.932,81	R\$ 598.745,25	-R\$ 74.008,36	R\$ 43.683,97	-R\$ 21.562,85
16	R\$ 236.325,80	R\$ 14.158,52	R\$ 21.930,38	R\$ 40.441,02	R\$ 159.795,88		R\$ 159.795,88	R\$ 758.541,13	R\$ 79.445,90	R\$ 42.883,08	R\$ 21.320,23
17	R\$ 252.487,37	R\$ 15.579,35	R\$ 23.734,62	R\$ 42.882,43	R\$ 170.290,97		R\$ 170.290,97	R\$ 928.832,10	R\$ 256.544,42	R\$ 42.092,72	R\$ 63.412,95
18	R\$ 269.758,19	R\$ 17.142,78	R\$ 25.687,30	R\$ 45.471,22	R\$ 181.456,89		R\$ 181.456,89	R\$ 1.110.288,99	R\$ 459.984,05	R\$ 41.312,73	R\$ 104.725,69
19	R\$ 288.214,68	R\$ 18.863,09	R\$ 27.800,63	R\$ 48.216,29	R\$ 193.334,66		R\$ 193.334,66	R\$ 1.303.623,65	R\$ 692.733,76	R\$ 40.542,94	R\$ 145.268,62
20	R\$ 307.938,55	R\$ 20.756,04	R\$ 30.087,83	R\$ 51.127,09	R\$ 205.967,59		R\$ 205.967,59	R\$ 1.509.591,25	R\$ 958.060,21	R\$ 39.783,17	R\$ 185.051,79
21	R\$ 329.017,18	R\$ 22.838,96	R\$ 32.563,19	R\$ 54.213,60	R\$ 219.401,43		R\$ 219.401,43	R\$ 1.728.992,67	R\$ 1.259.555,75	R\$ 39.033,27	R\$ 224.085,06
22	R\$ 351.543,99	R\$ 25.130,90	R\$ 35.242,21	R\$ 57.486,45	R\$ 233.684,43		R\$ 233.684,43	R\$ 1.962.677,10	R\$ 1.601.168,80	R\$ 38.293,08	R\$ 262.378,14
23	R\$ 375.618,87	R\$ 27.652,84	R\$ 38.141,64	R\$ 60.956,88	R\$ 248.867,52		R\$ 248.867,52	R\$ 2.211.544,63	R\$ 1.987.237,03	R\$ 37.562,44	R\$ 299.940,58
24	R\$ 401.348,63	R\$ 30.427,86	R\$ 41.279,60	R\$ 64.636,81	R\$ 265.004,36		R\$ 265.004,36	R\$ 2.476.548,98	R\$ 2.422.523,44	R\$ 36.841,19	R\$ 336.781,77
25	R\$ 428.847,48	R\$ 33.481,36	R\$ 44.675,73	R\$ 68.538,91	R\$ 282.151,48		R\$ 282.151,48	R\$ 2.758.700,47	R\$ 2.912.255,74	R\$ 36.129,17	R\$ 372.910,94

Fonte: Elaborado pelo autor (2023)

Tabela 26 - Saldo de caixa depois da Lei 14.300/22 com O&M e TMA = SELIC

Ano	Receita fotovoltaico	TSUD Fio B Geração	TSUD Fio B Ponta	Custos (O&M)	Lucro Bruto	Investimentos	Fluxo de Caixa do acionista	Saldo de Caixa (payback simples)	Saldo de Caixa (payback descontado)	Fluxo de Caixa Descontado (todos na data 0)	Saldo de Caixa Descontado (payback descontado na data 0)
0						R\$ 721.493,85	-R\$ 721.493,85	-R\$ 721.493,85	-R\$ 721.493,85	-R\$ 721.493,85	-R\$ 721.493,85
1	R\$ 88.392,91	R\$ 3.373,20	R\$ 1.492,02	R\$ 16.786,64	R\$ 66.741,04		R\$ 66.741,04	-R\$ 654.752,81	-R\$ 720.416,26	R\$ 61.173,61	-R\$ 660.320,24
2	R\$ 93.749,27	R\$ 3.711,71	R\$ 3.229,55	R\$ 17.800,04	R\$ 69.007,97		R\$ 69.007,97	-R\$ 585.744,83	-R\$ 716.973,67	R\$ 57.975,10	-R\$ 602.345,15
3	R\$ 100.140,56	R\$ 4.084,19	R\$ 4.844,32	R\$ 18.874,62	R\$ 72.337,43		R\$ 72.337,43	-R\$ 513.407,40	-R\$ 709.888,31	R\$ 55.702,72	-R\$ 546.642,43
4	R\$ 106.969,04	R\$ 4.494,04	R\$ 6.459,10	R\$ 20.014,07	R\$ 76.001,82		R\$ 76.001,82	-R\$ 437.405,58	-R\$ 698.493,72	R\$ 53.642,43	-R\$ 493.000,00
5	R\$ 114.264,71	R\$ 4.945,03	R\$ 8.073,87	R\$ 21.222,31	R\$ 80.023,50		R\$ 80.023,50	-R\$ 357.382,08	-R\$ 682.040,43	R\$ 51.769,39	-R\$ 441.230,61
6	R\$ 122.059,66	R\$ 5.441,27	R\$ 9.688,65	R\$ 22.503,49	R\$ 84.426,25		R\$ 84.426,25	-R\$ 272.955,83	-R\$ 659.686,96	R\$ 50.061,53	-R\$ 391.169,08
7	R\$ 130.388,19	R\$ 5.987,32	R\$ 10.765,16	R\$ 23.862,02	R\$ 89.773,70		R\$ 89.773,70	-R\$ 183.182,13	-R\$ 629.951,65	R\$ 48.791,80	-R\$ 342.377,28
8	R\$ 139.286,95	R\$ 6.588,16	R\$ 11.650,83	R\$ 25.302,55	R\$ 95.745,42		R\$ 95.745,42	-R\$ 87.436,72	-R\$ 591.538,40	R\$ 47.696,53	-R\$ 294.680,75
9	R\$ 148.795,14	R\$ 7.249,30	R\$ 12.609,36	R\$ 26.830,06	R\$ 102.106,43		R\$ 102.106,43	R\$ 14.669,71	-R\$ 543.268,12	R\$ 46.622,23	-R\$ 248.058,52
10	R\$ 158.954,63	R\$ 7.976,78	R\$ 13.646,75	R\$ 28.449,77	R\$ 108.881,34		R\$ 108.881,34	R\$ 123.551,05	-R\$ 483.829,85	R\$ 45.568,47	-R\$ 202.490,05
11	R\$ 169.810,22	R\$ 8.777,26	R\$ 14.769,48	R\$ 30.167,27	R\$ 116.096,20		R\$ 116.096,20	R\$ 239.647,25	-R\$ 411.767,20	R\$ 44.534,87	-R\$ 157.955,18
12	R\$ 181.409,78	R\$ 9.658,08	R\$ 15.984,59	R\$ 31.988,45	R\$ 123.778,65		R\$ 123.778,65	R\$ 363.425,91	-R\$ 325.463,65	R\$ 43.521,01	-R\$ 114.434,17
13	R\$ 193.804,48	R\$ 10.627,29	R\$ 17.299,66	R\$ 33.919,58	R\$ 131.957,95		R\$ 131.957,95	R\$ 495.383,86	-R\$ 223.126,28	R\$ 42.526,52	-R\$ 71.907,64
14	R\$ 207.049,05	R\$ 11.693,76	R\$ 18.722,93	R\$ 35.967,29	R\$ 140.665,07	R\$ 187.236,49	-R\$ 46.571,42	R\$ 448.812,44	-R\$ 290.004,52	-R\$ 13.756,72	-R\$ 85.664,37
15	R\$ 221.201,98	R\$ 12.867,26	R\$ 20.263,29	R\$ 38.138,62	R\$ 149.932,81		R\$ 149.932,81	R\$ 598.745,25	-R\$ 166.465,14	R\$ 40.594,13	-R\$ 45.070,24
16	R\$ 236.325,80	R\$ 14.158,52	R\$ 21.930,38	R\$ 40.441,02	R\$ 159.795,88		R\$ 159.795,88	R\$ 758.541,13	-R\$ 21.819,32	R\$ 39.655,48	-R\$ 5.414,76
17	R\$ 252.487,37	R\$ 15.579,35	R\$ 23.734,62	R\$ 42.882,43	R\$ 170.290,97		R\$ 170.290,97	R\$ 928.832,10	R\$ 146.485,86	R\$ 38.734,72	R\$ 33.319,96
18	R\$ 269.758,19	R\$ 17.142,78	R\$ 25.687,30	R\$ 45.471,22	R\$ 181.456,89		R\$ 181.456,89	R\$ 1.110.288,99	R\$ 341.274,50	R\$ 37.831,48	R\$ 71.151,44
19	R\$ 288.214,68	R\$ 18.863,09	R\$ 27.800,63	R\$ 48.216,29	R\$ 193.334,66		R\$ 193.334,66	R\$ 1.303.623,65	R\$ 565.668,69	R\$ 36.945,43	R\$ 108.096,86
20	R\$ 307.938,55	R\$ 20.756,04	R\$ 30.087,83	R\$ 51.127,09	R\$ 205.967,59		R\$ 205.967,59	R\$ 1.509.591,25	R\$ 823.118,03	R\$ 36.076,21	R\$ 144.173,08
21	R\$ 329.017,18	R\$ 22.838,96	R\$ 32.563,19	R\$ 54.213,60	R\$ 219.401,43		R\$ 219.401,43	R\$ 1.728.992,67	R\$ 1.117.431,77	R\$ 35.223,51	R\$ 179.396,59
22	R\$ 351.543,99	R\$ 25.130,90	R\$ 35.242,21	R\$ 57.486,45	R\$ 233.684,43		R\$ 233.684,43	R\$ 1.962.677,10	R\$ 1.452.814,14	R\$ 34.386,98	R\$ 213.783,57
23	R\$ 375.618,87	R\$ 27.652,84	R\$ 38.141,64	R\$ 60.956,88	R\$ 248.867,52		R\$ 248.867,52	R\$ 2.211.544,63	R\$ 1.833.902,88	R\$ 33.566,31	R\$ 247.349,88
24	R\$ 401.348,63	R\$ 30.427,86	R\$ 41.279,60	R\$ 64.636,81	R\$ 265.004,36		R\$ 265.004,36	R\$ 2.476.548,98	R\$ 2.265.811,50	R\$ 32.761,18	R\$ 280.111,05
25	R\$ 428.847,48	R\$ 33.481,36	R\$ 44.675,73	R\$ 68.538,91	R\$ 282.151,48		R\$ 282.151,48	R\$ 2.758.700,47	R\$ 2.754.175,43	R\$ 31.971,27	R\$ 312.082,32

Fonte: Elaborado pelo autor (2023)

A Tabela 27 sumariza os saldos de caixa depois da Lei 14.300/22 com custos de O&M comparando o *payback* simples e o descontado conforme a respectiva TMA. Os saldos negativos estão em vermelho e os positivos em verde.

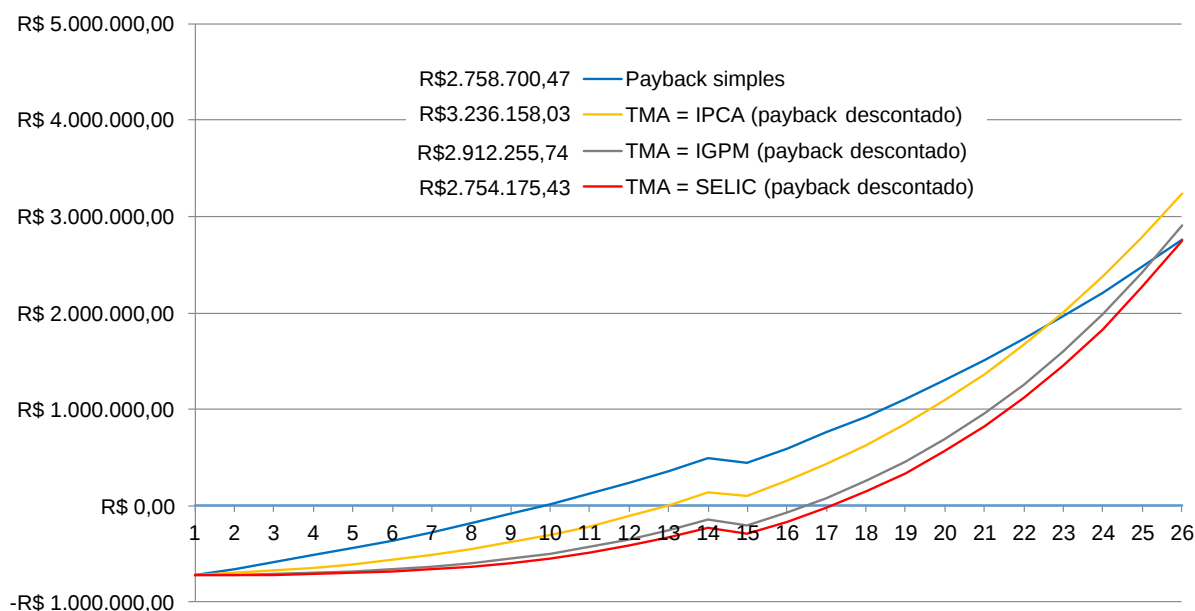
Tabela 27 - Cenários de saldos de caixa com O&M depois da Lei 14.300/22

Saldos de caixa com O&M depois da Lei 14.300/22				
Ano	Payback simples	TMA = IPCA (payback descontado)	TMA = IGPM (payback descontado)	TMA = SELIC (payback descontado)
0	-R\$ 721.493,85	-R\$ 721.493,85	-R\$ 721.493,85	-R\$ 721.493,85
1	-R\$ 654.752,81	-R\$ 698.309,02	-R\$ 716.576,06	-R\$ 720.416,26
2	-R\$ 585.744,83	-R\$ 671.457,61	-R\$ 708.969,94	-R\$ 716.973,67
3	-R\$ 513.407,40	-R\$ 639.655,74	-R\$ 697.382,62	-R\$ 709.888,31
4	-R\$ 437.405,58	-R\$ 602.269,60	-R\$ 681.138,01	-R\$ 698.493,72
5	-R\$ 357.382,08	-R\$ 558.604,82	-R\$ 659.479,76	-R\$ 682.040,43
6	-R\$ 272.955,83	-R\$ 507.901,26	-R\$ 631.562,91	-R\$ 659.686,96
7	-R\$ 183.182,13	-R\$ 448.789,30	-R\$ 595.906,48	-R\$ 629.951,65
8	-R\$ 87.436,72	-R\$ 380.137,07	-R\$ 551.223,00	-R\$ 591.538,40
9	R\$ 14.669,71	-R\$ 300.979,32	-R\$ 496.349,68	-R\$ 543.268,12
10	R\$ 123.551,05	-R\$ 210.267,95	-R\$ 429.999,48	-R\$ 483.829,85
11	R\$ 239.647,25	-R\$ 106.865,52	-R\$ 350.749,01	-R\$ 411.767,20
12	R\$ 363.425,91	R\$ 10.461,72	-R\$ 257.025,28	-R\$ 325.463,65
13	R\$ 495.383,86	R\$ 143.051,24	-R\$ 147.091,28	-R\$ 223.126,28
14	R\$ 448.812,44	R\$ 105.115,75	-R\$ 206.266,63	-R\$ 290.004,52
15	R\$ 598.745,25	R\$ 261.394,34	-R\$ 74.008,36	-R\$ 166.465,14
16	R\$ 758.541,13	R\$ 436.970,46	R\$ 79.445,90	-R\$ 21.819,32
17	R\$ 928.832,10	R\$ 633.641,12	R\$ 256.544,42	R\$ 146.485,86
18	R\$ 1.110.288,99	R\$ 853.350,61	R\$ 459.984,05	R\$ 341.274,50
19	R\$ 1.303.623,65	R\$ 1.098.201,61	R\$ 692.733,76	R\$ 565.668,69
20	R\$ 1.509.591,25	R\$ 1.370.467,08	R\$ 958.060,21	R\$ 823.118,03
21	R\$ 1.728.992,67	R\$ 1.672.602,91	R\$ 1.259.555,75	R\$ 1.117.431,77
22	R\$ 1.962.677,10	R\$ 2.007.261,53	R\$ 1.601.168,80	R\$ 1.452.814,14
23	R\$ 2.211.544,63	R\$ 2.377.306,41	R\$ 1.987.237,03	R\$ 1.833.902,88
24	R\$ 2.476.548,98	R\$ 2.785.827,55	R\$ 2.422.523,44	R\$ 2.265.811,50
25	R\$ 2.758.700,47	R\$ 3.236.158,03	R\$ 2.912.255,74	R\$ 2.754.175,43

Fonte: Elaborado pelo autor (2023)

O Gráfico 25 demonstra os saldos de caixa com a evolução dos fluxos de caixa simples e descontado durante a vida útil do projeto depois da Lei 14.300/22, com custos de O&M e a respectiva TMA.

Gráfico 25 - Saldos de caixa com O&M para o projeto depois da Lei 14.300/22



Fonte: Elaborado pelo autor (2023)

Na Tabela 28 destacaram-se os critérios de decisão em negrito, conforme a TMA utilizada, para avaliar a viabilidade econômica do projeto. Os valores em verde demonstram a viabilidade do projeto com a cobrança da TUSD.

Tabela 28 - Cenários de viabilidade econômica com O&M depois da Lei 14.300/22

Critérios de decisão	Análise da viabilidade econômica com custos de O&M depois da Lei 14.300/22		
	IPCA	IGP-M	SELIC
Taxa Mínima de Atratividade	6,04%	8,57%	9,10%
Valor do Negócio	R\$ 1.468.973,05	R\$ 1.094.404,79	R\$1.013.471,04
Payback descontado	ano 12	ano 16	ano 17
VPL (Valor Presente Líquido)	R\$ 747.479,20	R\$ 372.910,94	R\$ 291.977,19
TIR (Taxa Interna de Retorno)	12,84%	12,84%	12,84%

Fonte: Elaborado pelo autor (2023)

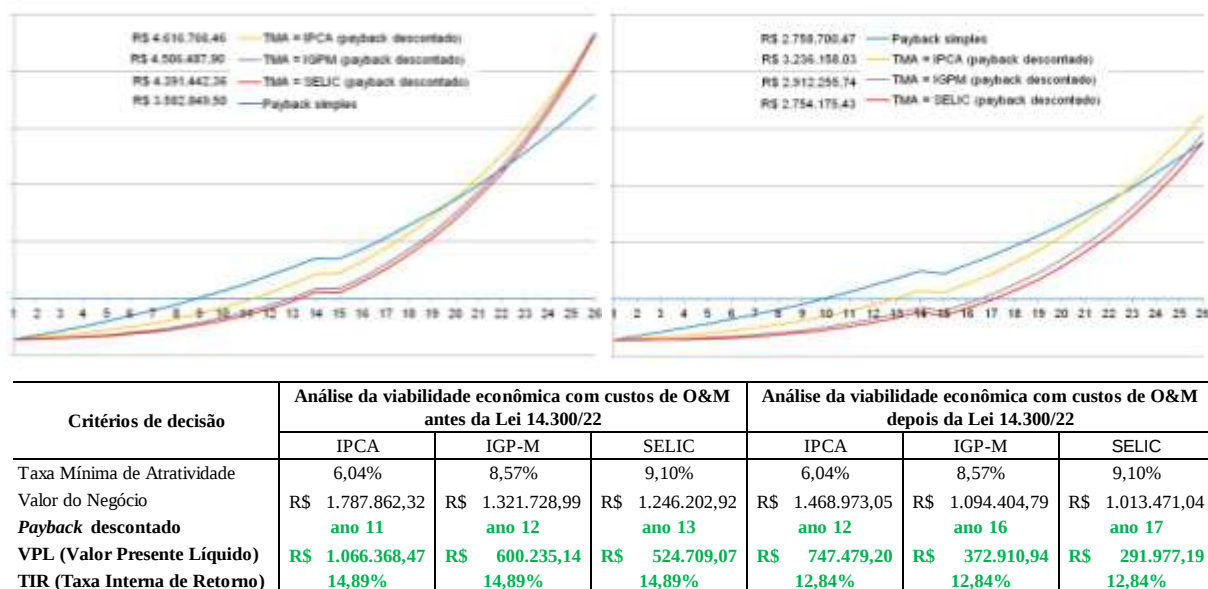
Observando os critérios estabelecidos no Quadro 5 aliados às novas regras da Lei 14.300/22, o critério do *payback* descontado apresentou-se mais crítico, dado o tempo de retorno de investimento. Apesar disso, o VPL e a TIR, considerando as respectivas TMA apontaram para uma viabilidade favorável com a cobrança da TUSD.

Ressalta-se que a TIR também não sofreu alteração nos três cenários porque somente nos fluxos de caixa descontado foram empregadas as respectivas TMA. O fluxo de caixa do acionista se manteve nos três cenários, devido a receita do sistema fotovoltaico ser reajustada

conforme a Tabela 13; as TUSD de acordo com a Tabela 17 e Tabela 18; os custos de O&M e investimentos conforme o IPCA.

Na Figura 33 foi realizada a comparação dos resultados dos saldos de caixa e dos cenários de viabilidade econômica com custos de O&M antes e depois da Lei 14.300/22.

Figura 33 - Comparação dos saldos de caixa e cenários de viabilidade econômica com O&M antes e depois da Lei 14.300/22



Fonte: Elaborado pelo autor (2023)

Uma dúvida da empresa era saber o impacto da cobrança da TUSD no ganho fotovoltaico. Quando se considera a cobrança da TUSD comparando com o *payback* simples o tempo de retorno do investimento no *payback* descontado foi maior de 3 a 8 anos, com saldos de caixa entre -R\$ 4.525,03 a R\$ 477.457,77 ao final do tempo de vida do projeto, conforme cada TMA adotada. O *payback* simples por não considerar o valor do dinheiro no tempo não apresenta um tempo real de retorno de investimento e, conseqüentemente, o seu respectivo saldo de caixa é menor em comparação ao *payback* descontado, com exceção quando a taxa SELIC é adotada.

4.3.1.3 Análise de viabilidade econômica sem custos de O&M depois da Lei 14.300/22

Esta análise contemplou as cobranças da TUSD sem os custos de O&M, comparando os saldos de caixa do *payback* simples e descontado, utilizando como TMA o IPCA (Tabela 29), o IGP-M (Tabela 30) e a taxa SELIC (Tabela 31). Os saldos negativos estão em vermelho e os positivos em verde.

Tabela 29 - Saldo de caixa depois da Lei 14.300/22 sem O&M e TMA = IPCA

Ano	Receita fotovoltaico	TSUD Fio B Geração	TSUD Fio B Ponta	Lucro Bruto	Investimentos	Fluxo de Caixa do acionista	Saldo de Caixa (payback simples)	Saldo de Caixa (payback descontado)	Fluxo de Caixa Descontado (todos na data 0)	Saldo de Caixa Descontado (payback descontado na data 0)
0					R\$ 721.493,85	-R\$ 721.493,85	-R\$ 721.493,85	-R\$ 721.493,85	-R\$ 721.493,85	-R\$ 721.493,85
1	R\$ 88.392,91	R\$ 3.373,20	R\$ 1.492,02	R\$ 83.527,68		R\$ 83.527,68	-R\$ 637.966,17	-R\$ 681.522,38	R\$ 78.772,24	-R\$ 642.721,61
2	R\$ 93.749,27	R\$ 3.711,71	R\$ 3.229,55	R\$ 86.808,01		R\$ 86.808,01	-R\$ 551.158,15	-R\$ 635.857,53	R\$ 77.204,99	-R\$ 565.516,62
3	R\$ 100.140,56	R\$ 4.084,19	R\$ 4.844,32	R\$ 91.212,05		R\$ 91.212,05	-R\$ 459.946,10	-R\$ 583.031,87	R\$ 76.503,37	-R\$ 489.013,25
4	R\$ 106.969,04	R\$ 4.494,04	R\$ 6.459,10	R\$ 96.015,90		R\$ 96.015,90	-R\$ 363.930,20	-R\$ 522.213,32	R\$ 75.947,63	-R\$ 413.065,62
5	R\$ 114.264,71	R\$ 4.945,03	R\$ 8.073,87	R\$ 101.245,81		R\$ 101.245,81	-R\$ 262.684,40	-R\$ 452.493,26	R\$ 75.525,03	-R\$ 337.540,58
6	R\$ 122.059,66	R\$ 5.441,27	R\$ 9.688,65	R\$ 106.929,74		R\$ 106.929,74	-R\$ 155.754,65	-R\$ 372.880,31	R\$ 75.223,78	-R\$ 262.316,80
7	R\$ 130.388,19	R\$ 5.987,32	R\$ 10.765,16	R\$ 113.635,71		R\$ 113.635,71	-R\$ 42.118,94	-R\$ 281.755,19	R\$ 75.390,09	-R\$ 186.926,71
8	R\$ 139.286,95	R\$ 6.588,16	R\$ 11.650,83	R\$ 121.047,97		R\$ 121.047,97	R\$ 78.929,03	-R\$ 177.716,64	R\$ 75.735,54	-R\$ 111.191,17
9	R\$ 148.795,14	R\$ 7.249,30	R\$ 12.609,36	R\$ 128.936,49		R\$ 128.936,49	R\$ 207.865,51	-R\$ 59.508,82	R\$ 76.078,30	-R\$ 35.112,87
10	R\$ 158.954,63	R\$ 7.976,78	R\$ 13.646,75	R\$ 137.331,11		R\$ 137.331,11	R\$ 345.196,62	R\$ 74.229,77	R\$ 76.418,18	R\$ 41.305,31
11	R\$ 169.810,22	R\$ 8.777,26	R\$ 14.769,48	R\$ 146.263,47		R\$ 146.263,47	R\$ 491.460,09	R\$ 224.974,46	R\$ 76.754,95	R\$ 118.060,26
12	R\$ 181.409,78	R\$ 9.658,08	R\$ 15.984,59	R\$ 155.767,11		R\$ 155.767,11	R\$ 647.227,20	R\$ 394.323,16	R\$ 77.088,41	R\$ 125.148,67
13	R\$ 193.804,48	R\$ 10.627,29	R\$ 17.299,66	R\$ 165.877,53		R\$ 165.877,53	R\$ 813.104,73	R\$ 584.005,78	R\$ 77.418,30	R\$ 272.566,97
14	R\$ 207.049,05	R\$ 11.693,76	R\$ 18.722,93	R\$ 176.632,36	R\$ 187.236,49	-R\$ 10.604,13	R\$ 802.500,60	R\$ 608.657,78	-R\$ 4.667,39	R\$ 267.899,58
15	R\$ 221.201,98	R\$ 12.867,26	R\$ 20.263,29	R\$ 188.071,43		R\$ 188.071,43	R\$ 990.572,03	R\$ 833.473,57	R\$ 78.066,45	R\$ 345.966,04
16	R\$ 236.325,80	R\$ 14.158,52	R\$ 21.930,38	R\$ 200.236,90		R\$ 200.236,90	R\$ 1.190.808,93	R\$ 1.084.026,85	R\$ 78.384,20	R\$ 424.350,24
17	R\$ 252.487,37	R\$ 15.579,35	R\$ 23.734,62	R\$ 213.173,40		R\$ 213.173,40	R\$ 1.403.982,33	R\$ 1.362.642,40	R\$ 78.697,37	R\$ 503.047,60
18	R\$ 269.758,19	R\$ 17.142,78	R\$ 25.687,30	R\$ 226.928,11		R\$ 226.928,11	R\$ 1.630.910,44	R\$ 1.671.832,54	R\$ 79.005,67	R\$ 582.053,27
19	R\$ 288.214,68	R\$ 18.863,09	R\$ 27.800,63	R\$ 241.550,95		R\$ 241.550,95	R\$ 1.872.461,39	R\$ 2.014.311,18	R\$ 79.308,82	R\$ 661.362,09
20	R\$ 307.938,55	R\$ 20.756,04	R\$ 30.087,83	R\$ 257.094,68		R\$ 257.094,68	R\$ 2.129.556,07	R\$ 2.393.008,80	R\$ 79.606,51	R\$ 740.968,61
21	R\$ 329.017,18	R\$ 22.838,96	R\$ 32.563,19	R\$ 273.615,03		R\$ 273.615,03	R\$ 2.403.171,10	R\$ 2.811.088,56	R\$ 79.898,43	R\$ 820.867,03
22	R\$ 351.543,99	R\$ 25.130,90	R\$ 35.242,21	R\$ 291.170,88		R\$ 291.170,88	R\$ 2.694.341,99	R\$ 3.271.963,43	R\$ 80.184,24	R\$ 901.051,27
23	R\$ 375.618,87	R\$ 27.652,84	R\$ 38.141,64	R\$ 309.824,40		R\$ 309.824,40	R\$ 3.004.166,38	R\$ 3.779.314,60	R\$ 80.463,60	R\$ 981.514,87
24	R\$ 401.348,63	R\$ 30.427,86	R\$ 41.279,60	R\$ 329.641,17		R\$ 329.641,17	R\$ 3.333.807,55	R\$ 4.337.111,08	R\$ 80.736,15	R\$ 1.062.251,02
25	R\$ 428.847,48	R\$ 33.481,36	R\$ 44.675,73	R\$ 350.690,39		R\$ 350.690,39	R\$ 3.684.497,94	R\$ 4.949.630,66	R\$ 81.001,54	R\$ 1.143.252,56

Fonte: Elaborado pelo autor (2023)

Tabela 30 - Saldo de caixa depois da Lei 14.300/22 sem O&M e TMA = IGP-M

Ano	Receita fotovoltaico	TSUD Fio B Geração	TSUD Fio B Ponta	Lucro Bruto	Investimentos	Fluxo de Caixa do acionista	Saldo de Caixa (payback simples)	Saldo de Caixa (payback descontado)	Fluxo de Caixa Descontado (todos na data 0)	Saldo de Caixa Descontado (payback descontado na data 0)
0					R\$ 721.493,85	-R\$ 721.493,85	-R\$ 721.493,85	-R\$ 721.493,85	-R\$ 721.493,85	-R\$ 721.493,85
1	R\$ 88.392,91	R\$ 3.373,20	R\$ 1.492,02	R\$ 83.527,68		R\$ 83.527,68	-R\$ 637.966,17	-R\$ 699.789,42	R\$ 76.935,27	-R\$ 644.558,58
2	R\$ 93.749,27	R\$ 3.711,71	R\$ 3.229,55	R\$ 86.808,01		R\$ 86.808,01	-R\$ 551.158,15	-R\$ 672.944,85	R\$ 73.646,12	-R\$ 570.912,46
3	R\$ 100.140,56	R\$ 4.084,19	R\$ 4.844,32	R\$ 91.212,05		R\$ 91.212,05	-R\$ 459.946,10	-R\$ 639.395,99	R\$ 71.275,01	-R\$ 499.637,45
4	R\$ 106.969,04	R\$ 4.494,04	R\$ 6.459,10	R\$ 96.015,90		R\$ 96.015,90	-R\$ 363.930,20	-R\$ 598.168,56	R\$ 69.107,19	-R\$ 430.530,26
5	R\$ 114.264,71	R\$ 4.945,03	R\$ 8.073,87	R\$ 101.245,81		R\$ 101.245,81	-R\$ 262.684,40	-R\$ 548.178,53	R\$ 67.120,03	-R\$ 363.410,23
6	R\$ 122.059,66	R\$ 5.441,27	R\$ 9.688,65	R\$ 106.929,74		R\$ 106.929,74	-R\$ 155.754,65	-R\$ 488.221,02	R\$ 65.293,31	-R\$ 298.116,92
7	R\$ 130.388,19	R\$ 5.987,32	R\$ 10.765,16	R\$ 113.635,71		R\$ 113.635,71	-R\$ 42.118,94	-R\$ 416.419,92	R\$ 63.911,65	-R\$ 234.205,27
8	R\$ 139.286,95	R\$ 6.588,16	R\$ 11.650,83	R\$ 121.047,97		R\$ 121.047,97	R\$ 78.929,03	-R\$ 331.054,08	R\$ 62.707,24	-R\$ 171.498,03
9	R\$ 148.795,14	R\$ 7.249,30	R\$ 12.609,36	R\$ 128.936,49		R\$ 128.936,49	R\$ 207.865,51	-R\$ 230.484,90	R\$ 61.522,09	-R\$ 109.975,95
10	R\$ 158.954,63	R\$ 7.976,78	R\$ 13.646,75	R\$ 137.331,11		R\$ 137.331,11	R\$ 345.196,62	-R\$ 112.903,55	R\$ 60.355,82	-R\$ 49.620,12
11	R\$ 169.810,22	R\$ 8.777,26	R\$ 14.769,48	R\$ 146.263,47		R\$ 146.263,47	R\$ 491.460,09	R\$ 23.685,46	R\$ 59.208,10	R\$ 9.587,98
12	R\$ 181.409,78	R\$ 9.658,08	R\$ 15.984,59	R\$ 155.767,11		R\$ 155.767,11	R\$ 647.227,20	R\$ 181.482,13	R\$ 58.078,59	R\$ 67.666,57
13	R\$ 193.804,48	R\$ 10.627,29	R\$ 17.299,66	R\$ 165.877,53		R\$ 165.877,53	R\$ 813.104,73	R\$ 362.910,47	R\$ 56.966,94	R\$ 124.633,51
14	R\$ 207.049,05	R\$ 11.693,76	R\$ 18.722,93	R\$ 176.632,36	R\$ 187.236,49	-R\$ 10.604,13	R\$ 802.500,60	R\$ 383.403,35	-R\$ 3.354,33	R\$ 121.279,18
15	R\$ 221.201,98	R\$ 12.867,26	R\$ 20.263,29	R\$ 188.071,43		R\$ 188.071,43	R\$ 990.572,03	R\$ 604.327,79	R\$ 54.795,92	R\$ 176.075,09
16	R\$ 236.325,80	R\$ 14.158,52	R\$ 21.930,38	R\$ 200.236,90		R\$ 200.236,90	R\$ 1.190.808,93	R\$ 856.348,23	R\$ 53.735,90	R\$ 229.810,99
17	R\$ 252.487,37	R\$ 15.579,35	R\$ 23.734,62	R\$ 213.173,40		R\$ 213.173,40	R\$ 1.403.982,33	R\$ 1.142.900,27	R\$ 52.692,45	R\$ 282.503,45
18	R\$ 269.758,19	R\$ 17.142,78	R\$ 25.687,30	R\$ 226.928,11		R\$ 226.928,11	R\$ 1.630.910,44	R\$ 1.467.761,04	R\$ 51.665,27	R\$ 334.168,72
19	R\$ 288.214,68	R\$ 18.863,09	R\$ 27.800,63	R\$ 241.550,95		R\$ 241.550,95	R\$ 1.872.461,39	R\$ 1.835.081,28	R\$ 50.654,06	R\$ 384.822,77
20	R\$ 307.938,55	R\$ 20.756,04	R\$ 30.087,83	R\$ 257.094,68		R\$ 257.094,68	R\$ 2.129.556,07	R\$ 2.249.420,12	R\$ 49.658,50	R\$ 434.481,27
21	R\$ 329.017,18	R\$ 22.838,96	R\$ 32.563,19	R\$ 273.615,03		R\$ 273.615,03	R\$ 2.403.171,10	R\$ 2.715.783,11	R\$ 48.678,31	R\$ 483.159,58
22	R\$ 351.543,99	R\$ 25.130,90	R\$ 35.242,21	R\$ 291.170,88		R\$ 291.170,88	R\$ 2.694.341,99	R\$ 3.239.663,59	R\$ 47.713,19	R\$ 530.872,77
23	R\$ 375.618,87	R\$ 27.652,84	R\$ 38.141,64	R\$ 309.824,40		R\$ 309.824,40	R\$ 3.004.166,38	R\$ 3.827.087,78	R\$ 46.762,87	R\$ 577.635,64
24	R\$ 401.348,63	R\$ 30.427,86	R\$ 41.279,60	R\$ 329.641,17		R\$ 329.641,17	R\$ 3.333.807,55	R\$ 4.484.663,86	R\$ 45.827,06	R\$ 623.462,71
25	R\$ 428.847,48	R\$ 33.481,36	R\$ 44.675,73	R\$ 350.690,39		R\$ 350.690,39	R\$ 3.684.497,94	R\$ 5.219.635,43	R\$ 44.905,49	R\$ 668.368,20

Fonte: Elaborado pelo autor (2023)

Tabela 31 - Saldo de caixa depois da Lei 14.300/22 sem O&M e TMA = SELIC

Ano	Receita	TSUD Fio B Geração	TSUD Fio B Ponta	Lucro Bruto	Investimentos	Fluxo de Caixa do acionista	Saldo de Caixa (payback simples)	Saldo de Caixa (payback descontado)	Fluxo de Caixa Descontado (todos na data 0)	Saldo de Caixa Descontado (payback descontado na data 0)
0					R\$ 721.493,85	-R\$ 721.493,85	-R\$ 721.493,85	-R\$ 721.493,85	-R\$ 721.493,85	-R\$ 721.493,85
1	R\$ 88.392,91	R\$ 3.373,20	R\$ 1.492,02	R\$ 83.527,68		R\$ 83.527,68	-R\$ 637.966,17	-R\$ 703.629,62	R\$ 76.559,93	-R\$ 644.933,92
2	R\$ 93.749,27	R\$ 3.711,71	R\$ 3.229,55	R\$ 86.808,01		R\$ 86.808,01	-R\$ 551.158,15	-R\$ 680.859,23	R\$ 72.929,30	-R\$ 572.004,62
3	R\$ 100.140,56	R\$ 4.084,19	R\$ 4.844,32	R\$ 91.212,05		R\$ 91.212,05	-R\$ 459.946,10	-R\$ 651.612,46	R\$ 70.236,93	-R\$ 501.767,69
4	R\$ 106.969,04	R\$ 4.494,04	R\$ 6.459,10	R\$ 96.015,90		R\$ 96.015,90	-R\$ 363.930,20	-R\$ 614.900,09	R\$ 67.768,45	-R\$ 433.999,24
5	R\$ 114.264,71	R\$ 4.945,03	R\$ 8.073,87	R\$ 101.245,81		R\$ 101.245,81	-R\$ 262.684,40	-R\$ 569.616,60	R\$ 65.498,68	-R\$ 368.500,56
6	R\$ 122.059,66	R\$ 5.441,27	R\$ 9.688,65	R\$ 106.929,74		R\$ 106.929,74	-R\$ 155.754,65	-R\$ 514.527,90	R\$ 63.405,24	-R\$ 305.095,32
7	R\$ 130.388,19	R\$ 5.987,32	R\$ 10.765,16	R\$ 113.635,71		R\$ 113.635,71	-R\$ 42.118,94	-R\$ 447.719,58	R\$ 61.760,75	-R\$ 243.334,57
8	R\$ 139.286,95	R\$ 6.588,16	R\$ 11.650,83	R\$ 121.047,97		R\$ 121.047,97	R\$ 78.929,03	-R\$ 367.418,76	R\$ 60.301,25	-R\$ 183.033,32
9	R\$ 148.795,14	R\$ 7.249,30	R\$ 12.609,36	R\$ 128.936,49		R\$ 128.936,49	R\$ 207.865,51	-R\$ 271.921,21	R\$ 58.872,94	-R\$ 124.160,37
10	R\$ 158.954,63	R\$ 7.976,78	R\$ 13.646,75	R\$ 137.331,11		R\$ 137.331,11	R\$ 345.196,62	-R\$ 159.337,76	R\$ 57.475,13	-R\$ 66.685,24
11	R\$ 169.810,22	R\$ 8.777,26	R\$ 14.769,48	R\$ 146.263,47		R\$ 146.263,47	R\$ 491.460,09	-R\$ 27.575,69	R\$ 56.107,12	-R\$ 10.578,12
12	R\$ 181.409,78	R\$ 9.658,08	R\$ 15.984,59	R\$ 155.767,11		R\$ 155.767,11	R\$ 647.227,20	R\$ 125.681,75	R\$ 54.768,27	R\$ 44.190,15
13	R\$ 193.804,48	R\$ 10.627,29	R\$ 17.299,66	R\$ 165.877,53		R\$ 165.877,53	R\$ 813.104,73	R\$ 302.997,63	R\$ 53.457,90	R\$ 97.648,05
14	R\$ 207.049,05	R\$ 11.693,76	R\$ 18.722,93	R\$ 176.632,36	R\$ 187.236,49	-R\$ 10.604,13	R\$ 802.500,60	R\$ 319.969,43	-R\$ 3.132,35	R\$ 94.515,70
15	R\$ 221.201,98	R\$ 12.867,26	R\$ 20.263,29	R\$ 188.071,43		R\$ 188.071,43	R\$ 990.572,03	R\$ 537.161,41	R\$ 50.920,11	R\$ 145.435,81
16	R\$ 236.325,80	R\$ 14.158,52	R\$ 21.930,38	R\$ 200.236,90		R\$ 200.236,90	R\$ 1.190.808,93	R\$ 786.285,60	R\$ 49.691,46	R\$ 195.127,27
17	R\$ 252.487,37	R\$ 15.579,35	R\$ 23.734,62	R\$ 213.173,40		R\$ 213.173,40	R\$ 1.403.982,33	R\$ 1.071.019,18	R\$ 48.488,84	R\$ 243.616,10
18	R\$ 269.758,19	R\$ 17.142,78	R\$ 25.687,30	R\$ 226.928,11		R\$ 226.928,11	R\$ 1.630.910,44	R\$ 1.395.421,19	R\$ 47.311,66	R\$ 290.927,76
19	R\$ 288.214,68	R\$ 18.863,09	R\$ 27.800,63	R\$ 241.550,95		R\$ 241.550,95	R\$ 1.872.461,39	R\$ 1.763.970,01	R\$ 46.159,35	R\$ 337.087,11
20	R\$ 307.938,55	R\$ 20.756,04	R\$ 30.087,83	R\$ 257.094,68		R\$ 257.094,68	R\$ 2.129.556,07	R\$ 2.181.604,34	R\$ 45.031,37	R\$ 382.118,48
21	R\$ 329.017,18	R\$ 22.838,96	R\$ 32.563,19	R\$ 273.615,03		R\$ 273.615,03	R\$ 2.403.171,10	R\$ 2.653.768,08	R\$ 43.927,16	R\$ 426.045,64
22	R\$ 351.543,99	R\$ 25.130,90	R\$ 35.242,21	R\$ 291.170,88		R\$ 291.170,88	R\$ 2.694.341,99	R\$ 3.186.459,51	R\$ 42.846,19	R\$ 468.891,83
23	R\$ 375.618,87	R\$ 27.652,84	R\$ 38.141,64	R\$ 309.824,40		R\$ 309.824,40	R\$ 3.004.166,38	R\$ 3.786.284,91	R\$ 41.787,94	R\$ 510.679,77
24	R\$ 401.348,63	R\$ 30.427,86	R\$ 41.279,60	R\$ 329.641,17		R\$ 329.641,17	R\$ 3.333.807,55	R\$ 4.460.517,45	R\$ 40.751,91	R\$ 551.431,68
25	R\$ 428.847,48	R\$ 33.481,36	R\$ 44.675,73	R\$ 350.690,39		R\$ 350.690,39	R\$ 3.684.497,94	R\$ 5.217.161,39	R\$ 39.737,58	R\$ 591.169,26

Fonte: Elaborado pelo autor (2023)

A Tabela 32 sumariza os saldos de caixa depois da Lei 14.300/22 com custos de O&M comparando o *payback* simples e o descontado conforme a respectiva TMA. Os saldos negativos estão em vermelho e os positivos em verde.

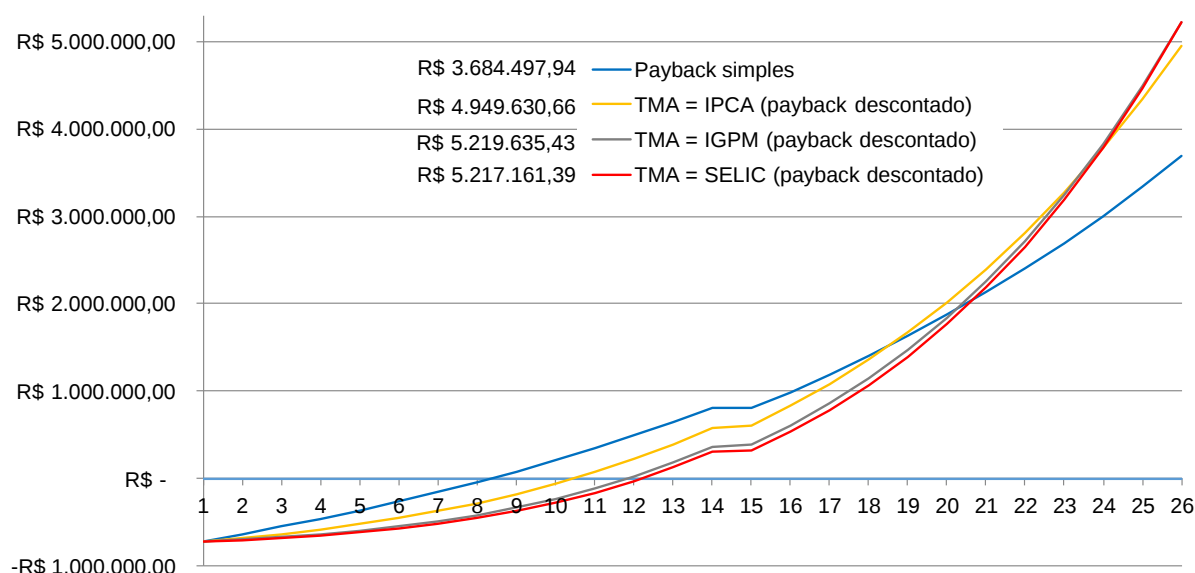
Tabela 32 - Cenários de saldos de caixa sem O&M depois da Lei 14.300/22

Saldo de caixa sem O&M depois da Lei 14.300/22				
Ano	Payback simples	TMA = IPCA (payback descontado)	TMA = IGPM (payback descontado)	TMA = SELIC (payback descontado)
0	-R\$ 721.493,85	-R\$ 721.493,85	-R\$ 721.493,85	-R\$ 721.493,85
1	-R\$ 637.966,17	-R\$ 681.522,38	-R\$ 699.789,42	-R\$ 703.629,62
2	-R\$ 551.158,15	-R\$ 635.857,53	-R\$ 672.944,85	-R\$ 680.859,23
3	-R\$ 459.946,10	-R\$ 583.031,87	-R\$ 639.395,99	-R\$ 651.612,46
4	-R\$ 363.930,20	-R\$ 522.213,32	-R\$ 598.168,56	-R\$ 614.900,09
5	-R\$ 262.684,40	-R\$ 452.493,26	-R\$ 548.178,53	-R\$ 569.616,60
6	-R\$ 155.754,65	-R\$ 372.880,31	-R\$ 488.221,02	-R\$ 514.527,90
7	-R\$ 42.118,94	-R\$ 281.755,19	-R\$ 416.419,92	-R\$ 447.719,58
8	R\$ 78.929,03	-R\$ 177.716,64	-R\$ 331.054,08	-R\$ 367.418,76
9	R\$ 207.865,51	-R\$ 59.508,82	-R\$ 230.484,90	-R\$ 271.921,21
10	R\$ 345.196,62	R\$ 74.229,77	-R\$ 112.903,55	-R\$ 159.337,76
11	R\$ 491.460,09	R\$ 224.974,46	R\$ 23.685,46	-R\$ 27.575,69
12	R\$ 647.227,20	R\$ 394.323,16	R\$ 181.482,13	R\$ 125.681,75
13	R\$ 813.104,73	R\$ 584.005,78	R\$ 362.910,47	R\$ 302.997,63
14	R\$ 802.500,60	R\$ 608.657,78	R\$ 383.403,35	R\$ 319.969,43
15	R\$ 990.572,03	R\$ 833.473,57	R\$ 604.327,79	R\$ 537.161,41
16	R\$ 1.190.808,93	R\$ 1.084.026,85	R\$ 856.348,23	R\$ 786.285,60
17	R\$ 1.403.982,33	R\$ 1.362.642,40	R\$ 1.142.900,27	R\$ 1.071.019,18
18	R\$ 1.630.910,44	R\$ 1.671.832,54	R\$ 1.467.761,04	R\$ 1.395.421,19
19	R\$ 1.872.461,39	R\$ 2.014.311,18	R\$ 1.835.081,28	R\$ 1.763.970,01
20	R\$ 2.129.556,07	R\$ 2.393.008,80	R\$ 2.249.420,12	R\$ 2.181.604,34
21	R\$ 2.403.171,10	R\$ 2.811.088,56	R\$ 2.715.783,11	R\$ 2.653.768,08
22	R\$ 2.694.341,99	R\$ 3.271.963,43	R\$ 3.239.663,59	R\$ 3.186.459,51
23	R\$ 3.004.166,38	R\$ 3.779.314,60	R\$ 3.827.087,78	R\$ 3.786.284,91
24	R\$ 3.333.807,55	R\$ 4.337.111,08	R\$ 4.484.663,86	R\$ 4.460.517,45
25	R\$ 3.684.497,94	R\$ 4.949.630,66	R\$ 5.219.635,43	R\$ 5.217.161,39

Fonte: Elaborado pelo autor (2023)

O Gráfico 26 demonstra os saldos de caixa com a evolução dos fluxos de caixa simples e descontado durante a vida útil do projeto depois da Lei 14.300/22, sem custos de O&M e a respectiva TMA.

Gráfico 26 - Saldos de caixa para o projeto sem O&M depois da Lei 14.300/22



Fonte: Elaborado pelo autor (2023)

Na Tabela 33 também estão demonstrados os resultados sem o custo de manutenção anual, com os critérios de decisão em **negrito** conforme a TMA utilizada, para avaliar a viabilidade econômica do projeto. Os valores em verde demonstram que o projeto é viável.

Tabela 33 - Cenários de viabilidade econômica sem O&M depois da Lei 14.300/22

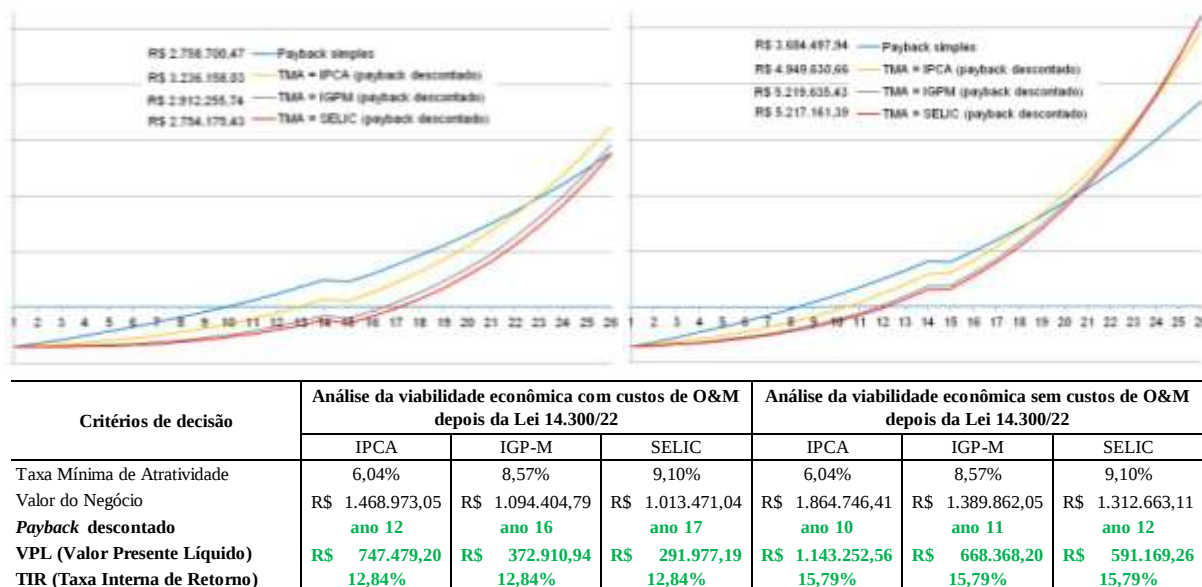
Critérios de decisão	Análise da viabilidade econômica sem custos de O&M depois da Lei 14.300/22		
	IPCA	IGP-M	SELIC
Taxa Mínima de Atratividade	6,04%	8,57%	9,10%
Valor do Negócio	R\$ 1.864.746,41	R\$ 1.389.862,05	R\$ 1.312.663,11
Payback descontado	ano 10	ano 11	ano 12
VPL (Valor Presente Líquido)	R\$ 1.143.252,56	R\$ 668.368,20	R\$ 591.169,26
TIR (Taxa Interna de Retorno)	15,79%	15,79%	15,79%

Fonte: Elaborado pelo autor (2023)

Neste cenário, as diferenças entre os *payback* descontados, bem como o VPL e a TIR, foram relevantes considerando as respectivas TMA, quando comparado ao cenário de viabilidade com O&M (Tabela 28). Ressalta-se que a TIR não sofreu alteração nos três cenários porque somente nos fluxos de caixa foram empregadas as respectivas TMA. O fluxo de caixa do acionista se manteve nos três cenários, pois a receita do sistema fotovoltaico foi reajustada conforme a Tabela 13; as TUSD de acordo com a Tabela 17 e Tabela 18; os investimentos conforme o IPCA.

Na Figura 34 foi realizada a comparação dos resultados dos saldos de caixa e dos cenários de viabilidade econômica depois da Lei 14.300/22, com e sem custos de O&M.

Figura 34 - Comparação dos saldos de caixa e cenários de viabilidade econômica depois da Lei 14.300/22 com e sem O&M



Fonte: Elaborado pelo autor (2023)

É notória a influência que o custo do plano de manutenção anual exerce na análise de viabilidade econômica. Este custo de manutenção geralmente não é considerado nas análises das empresas que fornecem um sistema fotovoltaico na região, visto que representa um impacto negativo aos consumidores.

Percebe-se na análise de viabilidade econômica que quanto maior foi a TMA, mais longo foi o *payback* descontado e mais baixo o VPL. Comparando os resultados com O&M, a análise sem O&M mostrou resultados melhores em termos de *payback* descontado, que se apresentou menor de 2 a 5 anos; o VPL aumentou de R\$ 299.192,07 a R\$ 395.773,36; e a TIR aumentou 2,96 pontos percentuais, destacando o impacto dos custos operacionais no projeto, negligenciados nos orçamentos ofertados pelos fornecedores de sistemas fotovoltaicos. Porém, não considerar os custos de O&M nos projetos pode mascarar a viabilidade econômica, pois se apresenta uma condição diferente da realidade a que está submetido o sistema fotovoltaico, principalmente em regiões onde as condições ambientais afetam o desempenho deste sistema.

Não se pode afirmar qual seria a perda de eficiência do gerador fotovoltaico exposto à poeira para este projeto sem a realização de um estudo nos mesmos moldes de Jiang *et al.* (2011) e Rahman *et al.* (2017), que registraram redução do desempenho fotovoltaico de até 26% e 17,9% respectivamente. Existem casos relatados por Said *et. al.* (Quadro 2) que em uma semana a eficiência diminuiu em torno de 5%, porém esclarecerem que essas taxas de

perda de eficiência variam de acordo com as condições ambientais, instalação (local e inclinação) do arranjo fotovoltaico e material da cobertura do módulo fotovoltaico. Relevante é destacar que não considerar os custos de O&M, no tocante a limpeza sistemática dos módulos fotovoltaicos, representa um grande risco do gerador não entregar a potência desejada para atender a demanda do consumidor, inviabilizando totalmente o projeto.

As mudanças climáticas são um fator importante que deve ser considerado pela empresa quando está adquirindo um sistema fotovoltaico, pois o aumento gradual da temperatura do planeta (IPCC, 2023) é uma realidade que reflete na disponibilidade hídrica, principal fonte na matriz elétrica do Brasil (ABSOLAR, 2023). Neste ano em outubro, a Usina Hidrelétrica de Santo Antônio, uma das maiores geradoras de energia elétrica no Brasil, localizada no Estado de Rondônia, parou suas operações por 14 dias, diante da baixa dos níveis do Rio Madeira em 50% (PIMENTEL, 2023). Embora a ANEEL tenha mantido a bandeira verde neste mês, a agência pode alterar as bandeiras sempre que os recursos de energia no país estiverem críticos, como ocorreu de dezembro de 2020 a maio de 2022 (Figura 6), aumentando o custo da energia elétrica. Os consumidores que têm um sistema fotovoltaico podem diminuir o efeito da bandeira tarifária sem precisar reduzir o consumo de eletricidade.

Duas podem ser as noções nas quais o conceito de sustentabilidade se aplica. Economicamente, é usado no sentido financeiro para indicar a necessidade de uma empresa continuar gerando receitas com os menores custos possíveis para se manter no mercado. No plano ambiental, significa conter a exploração das matérias-primas evitando o esgotamento dos recursos naturais, para não alterar os sistemas biológicos primários para a qualidade da vida humana (RODRIGUES; AGOSTINHO, 2018).

No mundo globalizado dos negócios, utilizar fontes renováveis de energia é uma prática sustentável, pois quanto mais utilizadas menor será a emissão de gases de efeito estufa, contribuindo para a redução das mudanças climáticas (PNUD, 2015). Dentro deste contexto, o conceito de finanças sustentáveis refere-se ao emprego de variáveis relacionadas à sustentabilidade nos processos decisórios do mercado financeiro, que direciona os bancos em financiar o desenvolvimento econômico considerando o aspecto socioambiental do negócio. Em 2003 nasceu o tratado dos Princípios do Equador, que propõe uma minuciosa análise socioambiental, seguindo parâmetros do *International Finance Corporation* (IFC) para operações de *Project Finance*, que é uma modalidade de financiamento voltada especificamente para empreitadas de grande porte (BRITO; GONZALES, 2007). Vale

ressaltar que a aquisição de energia solar tem uma linha de crédito especial no Brasil (BNDES, 2023).

A questão da sustentabilidade parece ser mais sentida no desenvolvimento de sistemas de produção eficientes, capazes de atingir elevados padrões de qualidade, respeitando o meio ambiente, contribuindo para uma economia eco-sustentável, regularizando todos os processos produtivos e organizacionais que fazem parte da empresa (KUMAR *et al.*, 2020). Sarkis (2012) pontua que a questão da preservação ambiental surgiu dentro das empresas para atender questões regulatórias e de legislação, porém tornou-se uma vantagem competitiva organizacional, fortalecendo a imagem das companhias.

5 CONCLUSÃO

5.1 CONTRIBUIÇÕES

Esta pesquisa teve a seguinte questão: “É viável implantar energia solar fotovoltaica em uma indústria de argamassa integrando os custos de manutenção?” O trabalho atingiu o seu objetivo ao analisar a viabilidade econômica para implantar energia solar fotovoltaica em um consumidor da classe industrial, com um ambiente exposto à poeira, integrando a manutenção dos painéis fotovoltaicos para garantir a sua eficiência. As análises realizadas apontam para a viabilidade econômica integrando os custos de O&M e proporcionaram as informações necessárias para uma tomada de decisão. Os cenários apresentados com dados esclarecedores permitem uma tomada de decisão segura, direcionando os investimentos nessa área.

Uma contribuição significativa para as empresas da região é a análise do fluxo de caixa utilizando o *payback* descontado confrontando com o *payback* simples, método utilizado pelas empresas fornecedoras de sistemas fotovoltaicos na região. O método do *payback* simples mostra um tempo de retorno menor do investimento, porém irreal, pois não considera o valor do dinheiro no tempo. O *payback* descontado oferece uma expectativa mais realista dos ganhos com a implantação da minigeração distribuída de energia neste estudo de caso.

Além de analisar o impacto da cobrança da TUSD com a Lei 14.300/2022, os custos de O&M foram avaliados neste estudo especificamente para assegurar a eficiência dos módulos fotovoltaicos e garantir o ganho esperado na implantação do sistema. Muitas ruas na região não são asfaltadas, contribuindo para o acúmulo de poeira nos módulos fotovoltaicos e na manutenção preventiva dos arranjos fotovoltaicos foi adicionada a limpeza sistematizada

para mitigar o efeito da poeira. Esta análise não é praticada na região, pois além de apresentar os ganhos segundo o método do *payback* simples, os custos de O&M não constam na análise de viabilidade, pois são apresentados separadamente. Basta analisar a Figura 34 - Comparação dos saldos de caixa e cenários de viabilidade econômica depois da Lei 14.300/22 com e sem O&M, pode-se verificar que com a inclusão dos custos de O&M, o VPL apresentou uma redução entre 34,6 e 50,6%, segundo a menor e a maior TMA respectivamente.

Neste trabalho foram categorizadas e sumarizadas detalhadamente as perdas de eficiência antes, dentro e depois dos módulos, utilizando o programa PVsyst. A análise mais precisa destas perdas, embora seja uma simulação, minimiza as falhas que também influenciam uma análise de viabilidade. Este diferencial transmite mais confiança para o consumidor que deseja implantar um sistema fotovoltaico.

A preservação da saúde financeira de uma empresa depende também da decisão acertada dos investimentos. Um trabalho com estas características permitirá que as empresas do setor industrial da região direcionem a decisão de adquirir com maior segurança um sistema fotovoltaico. De uma maneira geral todos os fornecedores apresentam os ganhos financeiros advindos com a aquisição de um sistema fotovoltaico, porém com critérios que expõem uma previsão errônea. Todas as análises realizadas neste trabalho apontam para ganhos financeiros e utilizando as ferramentas da Engenharia Econômica, detalham as expectativas mais próximas destes ganhos, que podem não ser atraentes dependendo do plano de negócios da empresa, preferindo optar por investir em outro projeto.

5.2 DIFICULDADES E LIMITAÇÕES

Uma dificuldade na realização deste trabalho foi encontrar publicações específicas sobre a cobrança da TUSD para um consumidor da classe industrial de alta tensão e modalidade tarifária verde, observando a Lei 14.300/2022. A interpretação da legislação para conhecer o método das cobranças da TUSD Fio B Geração e TUSD Fio B Ponta eram imprescindíveis para a acuracidade da análise de viabilidade econômica. Este trabalho apresentou detalhadamente o levantamento destes dados e o método como foi aplicado nesta análise.

Uma das limitações deste trabalho foi definir a posição dos arranjos fotovoltaicos no telhado da instalação industrial da empresa, único local disponível com área suficiente para tal. Esta restrição é bastante comum para os consumidores industriais que necessitam de uma

área significativa para a instalação dos arranjos, limitando até a implantação de um sistema fotovoltaico por esta razão. Utilizando o programa PVsyst foi definida a melhor configuração dos arranjos, respeitando as limitações de tensão e corrente dos módulos fotovoltaicos e dos inversores (Figura 32), para então simular a instalação dos arranjos no telhado (Figura 31).

Não foi avaliado se a estrutura do telhado suportava o peso dos arranjos fotovoltaicos, pois a empresa não dispunha do projeto das edificações, sendo também necessária a análise de um engenheiro calculista estrutural. Também não estava no escopo deste trabalho fazer esta análise.

Não foi avaliado qual seria a perda de eficiência devido à poeira, sendo necessário um trabalho nos moldes de Jiang *et al.* (2011), Rahman *et al.* (2017) e Said *et al.* (2018), considerando as variáveis de clima, temperatura e, especificamente a exposição à poeira oriunda do meio ambiente e do processo de fabricação, no entorno da instalação dos arranjos fotovoltaicos.

5.3 TRABALHOS FUTUROS

O trabalho realizado nesta pesquisa pode ser considerado como um avanço na implantação de sistemas fotovoltaicos na região. O desempenho de um módulo fotovoltaico varia conforme as condições de instalação e do meio ambiente no entorno do gerador fotovoltaico. Realizar uma investigação para monitorar o desempenho de módulos fotovoltaicos, confrontando os resultados dos módulos com uma limpeza periódica e outros não, registrando também as condições climáticas durante o período de um ano, acrescentará informações adicionais proveitosas para a implantação de sistemas fotovoltaicos, reforçando que os custos de O&M são imprescindíveis na elaboração do projeto.

REFERÊNCIAS

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA. **Energia solar fotovoltaica no Brasil**. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>. Acesso em: 01 abr. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa ANEEL nº 482 de 17 de abril de 2012**. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em: 01 abr. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Base de Dados das Tarifas das Distribuidoras de Energia Elétrica**. Disponível em: <https://portalrelatorios.aneel.gov.br/luznatarifa/basestarifas>. Acesso em: 01 abr. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Bandeiras tarifárias**. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/bandeiras-tarifarias>. Acesso em: 01 abr. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Dados das componentes tarifárias**. Disponível em: <https://portalrelatorios.aneel.gov.br/luznatarifa/basestarifas#!>. Acesso em: 03 mar. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Modalidades tarifárias**. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/entenda-a-tarifa/modalidades-tarifarias>. Acesso em: 01 abr. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Processos tarifários**. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/calendario-de-atividades/processos-tarifarios>. Acesso em: 01 abr. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Homologatória nº 3.157 de 13 de dezembro de 2022**. Homologa o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2022, as Tarifas de Energia – TE, e as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD, referentes à Energisa Rondônia Distribuidora de Energia S.A. - Energisa RO, e dá outras providências. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20223157ti.pdf>. Acesso em: 01 abr. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa ANEEL nº 1.000 de 7 de dezembro de 2021**. Estabelece as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica; revoga as Resoluções Normativas ANEEL nº 414, de 9 de setembro de 2010; nº 470, de 13 de dezembro de 2011; nº 901, de 8 de dezembro de 2020 e dá outras providências. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.pdf>. Acesso em: 01 abr. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa ANEEL nº 1.029 de 25 de julho de 2022**. Consolida os procedimentos e condições para obtenção e manutenção da situação operacional e definição de potência instalada e líquida de empreendimento de geração de energia elétrica. Disponível em:

<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/atren20221029.pdf>. Acesso em: 01 abr. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa ANEEL nº 1.059 de 7 de fevereiro de 2023**. Aprimora as regras para a conexão e o faturamento de centrais de microgeração e minigeração distribuída em sistemas de distribuição de energia elétrica, bem como as regras do Sistema de Compensação de Energia Elétrica; altera as Resoluções Normativas nº 920, de 23 de fevereiro de 2021, 956, de 7 de dezembro de 2021, 1.000, de 7 de dezembro de 2021, 1009, de 22 de março de 2022, e dá outras providências. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20231059.pdf>. Acesso em: 01 abr. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Outubro terá bandeira verde, sem cobrança extra na conta de luz**. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2023/outubro-tera-bandeira-verde-sem-cobranca-extra-na-conta-de-luz>. Acesso em: 01 dez. 2023.

ALVES, A.; MATTOS, J. G.; AZEVEDO, I. S. S. **Engenharia econômica**. Porto Alegre: SAGAH, 2017.

BALARINE, O. F. O. **Tópicos de Matemática Financeira e Engenharia Econômica**. 2. ed. Porto Alegre: EDIPUCRS, 2004, v. 1.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Taxas de juros básicas – Histórico**. Disponível em: <https://www.bcb.gov.br/controleinflacao/historicotaxasjuros>. Acesso em: 21 jun. 2023.

BLANK, L.; TARQUIN, A. **Engenharia Econômica**. Porto Alegre: Grupo AMGH, 2010. Disponível em: <https://integrada.minhabiblioteca.com.br/#/books/9788563308986/>. Acesso em: 09 mai. 2023.

BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL. **Finem - Geração de energia**. Disponível em: <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/produto/bndes-finem-energia>. Acesso em: 01 dez. 2023.

BERUSKI, G. C.; PEREIRA, A. B.; SENTELHAS, P. C. Desempenho de diferentes modelos de estimativa da radiação solar global em Ponta Grossa, PR. **Revista Brasileira de Meteorologia**, v. 30, i. 2, jun. 2015.

BEUREN, I. M. Conceituação e Contabilização do Custo de Oportunidade. **Caderno de Estudos**, n. 8, São Paulo, FIECAFI, abr. 1993.

BRASIL. **Lei nº 14.300 de 6 de janeiro de 2022**. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS); altera as Leis nºs 10.848, de 15 de março de 2004, e 9.427, de 26 de dezembro de 1996; e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, 06 jan 2022, Seção 1, p. 4-6.

BRENNAN, M.P. P; ABRAMASE, A.L. L; ANDREWS, R.W. W; PEARCE, J.M. Effects of spectral albedo on solar photovoltaic devices. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, 2014, 124, p.111-116. Disponível em: https://hal.science/hal-02119697/file/Effects_of_spectral_albedo_on_solar_phot.pdf. Acesso em: 10 abr 2023.

BRITO, R. P.; FARIAS, L. E. G. Finanças sustentáveis. **GV Executivo**: São Paulo, v.6, n.6, 2007, p. 41-47.

CARLESSO, F.; GÓMEZ, J. M. R.; VIEIRA, L. E. A.; SAVONOV, G. da S.; BERNI, L. A.; COSTA, L. L. Conceitos básicos de radiômetros de substituição elétrica para medidas da Irradiância Solar Total. **Revista Brasileira de Ensino de Física**, v. 41, n. 2, 2019.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO. **Energia solar fotovoltaica**. Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content;cid=tutorial_solar. Acesso em: 10 abr. 2023.

CHEROBIM, A. P. M. S.; LEMES JÚNIOR, A. B.; RIGO, C. M. **Administração financeira: princípios, fundamentos e práticas brasileiras**, v. 2, 2002.

CHERRADI, N. **Solar PV technologies what's next?** Becquerel Institute, Brussels, Belgium, 2019.

CHEPP, E. D.; DEFFERRARI, C. S.; KREZNINGER, A. Análise do impacto da redução do fator de dimensionamento do inversor em uma usina fotovoltaica. In: VIII Congresso Brasileiro de Energia Solar, 06, 2020, Fortaleza.

CLARKE ENERGIA. **Entenda o histórico do sistema de bandeiras tarifárias no Brasil**. Disponível em: <https://clarke.com.br/entenda-o-historico-do-sistema-de-bandeiras-tarifarias-no-brasil/>. Acesso em: 01 dez. 2023.

CLIMATE WATCH. **Emissões históricas de GEE**. Disponível em: https://www.climatewatchdata.org/ghg-emissions?breakBy=sector&chartType=line&end_year=2020§ors=agriculture%2Cindustrial-processes%2Cland-use-change-and-forestry%2Cbuilding%2Celectricity-heat%2Cfugitive-emissions%2Cmanufacturing-construction%2Cother-fuel-combustion%2Ctransportation%2Cwaste&start_year=2010. Acesso em: 15 fev. 2024.

COLLARES-PEREIRA, M.; RABL, A. The average distribution of solar radiation correlations between diffuse and hemispherical and between daily and hourly insolation values. **Solar Energy**, v. 22, i. 2, 1979, p. 155-164.

DAL PAI, A.; ESCOBEDO, J. F. Modelo de estimativa da radiação solar difusa na equipartição instantânea. In: Congresso Brasileiro de Meteorologia, 11, 2000, Rio de Janeiro. **Anais**. p. 282-286.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2023 – Ano base 2022**. Disponível em: [https://dashboard.epe.gov.br/apps/anuario-livro/#14_Cap_instalada_por_fonte_-_10_maiores_pa%C3%ADses_\(GW\)](https://dashboard.epe.gov.br/apps/anuario-livro/#14_Cap_instalada_por_fonte_-_10_maiores_pa%C3%ADses_(GW)). Acesso em: 21 jun. 2023.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2031**. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2031>. Acesso em: 17 maio 2023.

ENDLER, L. Avaliação de empresas pelo método de fluxo de caixa descontado e os desvios causados pela utilização de taxas de desconto inadequadas. **ConTexto**, Porto Alegre, v. 4, n. 6, 1º semestre 2004.

ENERGÊS. **Limite de potência**. Disponível em: <https://energes.com.br/limite-de-potencia/#:~:text=As%20fontes%20despach%C3%A1veis%2C%20s%C3%A3o%20aquelas,%2C%20biomassa%2C%20biog%C3%A1s%2C%20etc>. Acesso em: 01 abr. 2023.

ENERGÊS. **TUSD G**. Disponível em: <https://energes.com.br/tusdg/>. Acesso em: 22 set. 2023.

ERBS, D. G.; KLEIN, S. A.; DUFFIE, J. A. Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation. **Solar Energy**, v. 28, i. 4, 1982, p. 293-302.

ESMAP 2020. **Global Photovoltaic Power Potential by Country**. Washington, DC: World Bank. Disponível em: <https://globalsolaratlas.info/global-pv-potential-study>. Acesso em: 01 abr. 2023.

FREZATTI, F. **Gestão da viabilidade econômico-financeira dos projetos de investimento**. São Paulo: Atlas, 2008.

FRIEDRICH, J.; BRONDANI, G. Fluxo de caixa: sua importância e aplicação nas empresas. **Revista eletrônica de contabilidade**, v. 2, n. 2, p. 135, 2005.

GEISZ, J. F.; FRANCE, R. M.; SCHULTE, K. L.; STEINER, M. A.; NORMAN, A. G.; GUTHREY, H. L.; YOUNG, M. R.; SONG, T.; MORIARTY, T. Six-junction III-V solar cells with 47.1% conversion efficiency under 143 Suns concentration. **Nature Energy**, v. 5, (4), p. 326-335, 1 April 2020.

GIL, A. C. **Como Elaborar Projetos de Pesquisa**. 7. ed. São Paulo: Atlas, 2022.

GOLDEMBERG, J.; LUCON, O. **Energia e meio ambiente no Brasil**. Estudos Avançados, São Paulo, v.21, n.59, p. 7-20, abr 2007.

GREENER. Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída 2º trimestre de 2019. Disponível em: <https://greener.greener.com.br/estudo2tri-2019>. Acesso em: 01 mai. 2023.

HAZZAN, S.; POMPEO, J. N. **Matemática financeira**. 6. ed. São Paulo: Saraiva, 2007.

HAEBERLIN, H.; GRAF J. D. Gradual Reduction of PV Generator Yield due to Pollution. **2nd World Conference on Photovoltaic Solar Energy Conversion**, Vienna, Austria, 1998.

HEIN, H. Entrada da Lei 14.300 gerou mais de 32 GW em pedidos de projetos. **Canal Solar**. Campinas, 2 fev. 2023. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/entrada-da-lei-14-300-gerou-mais-de-32-gw-em-pedidos-de-projetos/#:~:text=Entrada%20da%20Lei%2014.300%20gerou%20mais%20de%2032%20GW%20em%20pedidos%20de%20projetos&text=Os%20pedidos%20de%20conex%C3%A3o%20para,volume%20de%2032%2C3%20GW>. Acesso em: 07 mai. 2023.

HERNANDEZ, R. R.; EASTER, S. B.; MURPHY-MARISCAL, M. L.; MAESTRE, F. T.; TAVASSOLI, M.; ALLEN, E. B.; BARROWS, C. W.; BELNAP, J.; OCHOA-HUESO, R.; RAVI, S.; ALLEN, M. F. Environmental impacts of utility-scale solar energy. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Amsterdam, vol. 29, p. 766-779, 2014.

IELEN, I. H. G. **Análise de viabilidade técnico-econômica de sistema fotovoltaico conectado à rede para o jardim Botânico de Brasília com foco na conscientização ambiental utilizando fontes renováveis de energia**. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia Elétrica), 2019, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, DF, 131p.

INSTITUTE FOR SOLAR ENERGY SYSTEMS. **Photovoltaics report**. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems. Freiburg: Fraunhofer, fev. 2023.

INSTITUTO BRASILEIRO DE ECONOMIA DA FUNDAÇÃO GETULIO VARGAS. **Índice Geral de Preços - Mercado (IGP-M)**. Disponível em: <https://portal.fgv.br/noticias/igpm-resultados-2022>. Acesso em 03 mar 2023.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. **IPCA - Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo**. Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/estatisticas/economicas/precos-e-custos/9256-indice-nacional-de-precosconsumidor-amplo.html?edicao=20932&t=series-historicas>. Acesso em: 03 mar 2023.

INSTITUTO DE ENERGIA E MEIO AMBIENTE. **Prioridades para a integração das fontes renováveis variáveis no sistema elétrico**. Instituto de Energia e Meio Ambiente, São Paulo, p. 5, Nov 2016.

INSTITUTO NACIONAL DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA. **Geração distribuída**. Disponível em: [http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp#:~:text=Gera%C3%A7%C3%A3o%20Distribu%C3%ADa%20\(GD\)%20%C3%A9%20uma,incluir%20pot%C3%Aancias%20cada%20vez%20menores](http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp#:~:text=Gera%C3%A7%C3%A3o%20Distribu%C3%ADa%20(GD)%20%C3%A9%20uma,incluir%20pot%C3%Aancias%20cada%20vez%20menores). Acesso em: 28 abr 2023.

INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE. Sections. In: Climate Change 2023: Synthesis Report. **Contribution of Working Groups I, II and III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change** [Core Writing Team, H. Lee and J. Romero (eds.)]. IPCC, Geneva, Switzerland, p. 35-115,

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Solar**. Disponível em: <https://www.iea.org/fuels-and-technologies/solar>. Acesso em: 01 jun. 2023.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. Future of Solar Photovoltaic: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects - A Global Energy Transformation: paper. **International Renewable Energy Agency**, Abu Dhabi, nov 2019.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. Renewable Power Generation Costs in 2021, **International Renewable Energy Agency**, Abu Dhabi, 2022.

IUDÍCIBUS, S. de. **Contabilidade Gerencial: da Teoria à Prática**. 7. ed. São Paulo: Atlas,

2020. Disponível em: <https://integrada.minhabiblioteca.com.br/#/books/9788597024197/>. Acesso em: 10 maio 2023.

JIANG, H.; LU, L.; SUN, K. Experimental investigation of the impact of airborne dust deposition on the performance of solar photovoltaic (PV) modules, **Atmospheric Environment**, v.45, n. 25, 2011, p. 4299-4304.

JORGE, M. do A. Pesquisadores brasileiros estão em corrida tecnológica global para desenvolver nova célula fotovoltaica de alta eficiência. **Jornal da UNESP**. São Paulo, 30 mar 2022. Disponível em: <https://jornal.unesp.br/2022/03/30/pesquisadores-brasileiros-estao-em-corrida-tecnologica-global-para-desenvolver-nova-celula-fotovoltaica-de-alta-eficiencia/>. Acesso em: 01 maio 2023.

KIKUMOTO, Bruno. Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos para o grupo A. Canal Solar. **Canal solar**. Campinas, 28 fev. 2019. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/dimensionamento-de-sistemas-fotovoltaicos-para-o-grupo-a/>. Acesso em: 01 maio 2023.

KUMAR, R.; SINGH, R. Kr.; DWIVEDIC, Y. Kr. Application of industry 4.0 technologies in SMEs for ethical and sustainable operations: Analysis of challenges. **Journal of Cleaner Production**, v. 275, December 2020.

LEAL, A. de F. **Estudo da viabilidade técnica e econômica para implantação de sistemas fotovoltaicos on-grid e off-grid em uma indústria**. 2022. Trabalho de Conclusão de Curso Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, 2022.

LIU, B. Y. H.; JORDAN, R. C. The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation. **Solar Energy**, v.4, n.3, July 1960, p. 1-19.

MACEDO, W. N. **Análise do fator de dimensionamento do inversor (FDI) aplicado a sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR)**. 2006. Tese (Doutorado em Energia) - Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2006.

MAKHA, M.; FERNANDES, S. L.; JENATSCH, S.; OFFERMANS, T.; SCHLEUNIGER, J.; TISSERANT, J. N.; VÉRON, A. C.; ; HANY, R. A transparent, solvent-free laminated top electrode for perovskite solar cells, **Science and Technology of Advanced Materials**, 17:1, p. 260-266, 2016.

MARTINS, L. Z. R.; FRANCO, M. P. V. Desenvolvimento local a partir da geração centralizada de energia solar fotovoltaica: o modelo regulatório da sistema de Pirapora-MG. **Revista Brasileira de Planejamento e Desenvolvimento**, Curitiba, v. 8, n. 3, p. 357-381, set./dez. 2019.

MELIN, M.F.M.; CAMIOTO, F.C. A Importância de Incentivos Governamentais para Aumentar o Uso da Energia Solar. **GEPROS. Gestão da Produção, Operações e Sistemas**, v. 14, n. 5, p. 89-108, 2019.

MILL, J. S. **Sistema de lógica dedutiva e indutiva**. 2. ed. São Paulo: Abril Cultural, 1979.

NISHIDA, S. M.; OLIVEIRA, F. A. K. de; TROLL, J. **Como vemos o mundo? As**

propriedades da luz. Disponível em:

https://www2.ibb.unesp.br/Museu_Escola/2_qualidade_vida_humana/Museu2_qualidade_corpo_sensorial_visao3.htm. Acesso em: 01 jul. 2023.

NUSSENZVEIG, H. M. **Curso de Física Básica**. 2. ed. São Paulo: Editora Blucher, 2014.

ONG, T. S.; THUM, C. H. Net present value and payback period for building integrated photovoltaic projects in Malaysia. **International Journal of Academic Research in Business and Social Sciences, Human Resource Management Academic Research Society**, v. 3, n. 2, p. 153, 2013.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Disponível em:

<https://www.ons.org.br/>. Acesso em: 01 abr 2023.

ORIGO ENERGIA. **A história da energia solar no Brasil**. Disponível em:

<https://origoenergia.com.br/blog/energia/a-historia-da-energia-solar-no-brasil>. Acesso em: 01 abr. 2024.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; GONÇALVES, A. R.; COSTA, R. S.; LIMA, F. J. L. de; RÜTHER, R.; ABREU, S. L. de; TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, S. V.; SOUZA, J. G. de. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. 2. ed. São José dos Campos: INPE, 2017. 80 p.

PIMENTEL, C. Hidrelétrica Santo Antônio volta a operar com melhora de nível de rio. **Agência Brasil**. Brasília, 16 out. 2023. Disponível em:

<https://agenciabrasil.ebc.com.br/geral/noticia/2023-10/hidreletrica-santo-antonio-volta-operar-com-melhora-de-nivel-de-rio>. Acesso em: 01 dez. 2023.

PINHO, J. T.; BARBOSA, C. F. O.; PEREIRA, E. J. S.; SOUZA, H. M. S.; BLASQUES, L. C. M.; GALHARDO, M. A. B.; MACÊDO, W. N. **Sistemas híbridos - Soluções energéticas para a Amazônia**. 1. ed. Brasília, Brasil: Ministério de Minas e Energia, 2008. 396 p.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. CEPTEL-CRESEB, Rio de Janeiro, mar. 2014.

PROGRAMA DAS NAÇÕES UNIDAS PARA O DESENVOLVIMENTO. **Acompanhando a agenda 2030 para o desenvolvimento sustentável**: subsídios iniciais do Sistema das Nações Unidas no Brasil sobre a identificação de indicadores referentes aos objetivos de desenvolvimento sustentável/ Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento. Brasília: PNUD, 2015. 250 p.

PROGRAMA NACIONAL DE CONSERVAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Manual de Tarificação da Energia Elétrica**. Disponível em:

http://www.eletrica.ufpr.br/sebastiao/wa_files/te344%20aula%2009%20-%20manual%20de%20tarif%20en%20el%20-%20procel_epp%20-%20agosto-2011.pdf. Acesso em: 01 abr 2023.

PVSYST. **Software fotovoltaico**. Disponível em: <https://www.pvsyst.com/fr/>. Acesso em: 01 ago. 2023.

RAHMAN, M. M.; HASANUZZAMAN, M.; RAHIM, N. A. Effects of operational conditions on the energy efficiency of photovoltaic modules operating in Malaysia. **Journal of Cleaner Production**, v.143, 2017, p. 912-924.

RASOTO, A.; GNOATTO, A. A.; OLIVEIRA, A. G. de; ROSA, C. F. da; ISHIKAWA, G.; CARVALHO, H. A. de; LIMA, I. A. de; LIMA, J. D. de; TRENTIN, M. G.; RASOTO, V. I. **Gestão Financeira: enfoque em Inovação**. Curitiba: Aymarã Educação, 2012.

RODRIGUES, L.H.; AGOSTINHO, O.L. Proposal for a model for competitiveness analysis in environmental sustainability in automotive segment companies. **Gestão da Produção**, v.13, n.2, p.132-160, 2018.

SAID, S. A. M.; HASSANA, G.; WALWILA, H. M.; AL-AQEELI, N. The effect of environmental factors and dust accumulation on photovoltaic modules and dust-accumulation mitigation strategies. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.82, n.1, p. 743-760, 2018.

SAMANEZ, C. P. **Matemática financeira. Aplicações à análise de investimentos**. São Paulo: Pearson, 2009.

SARKIS, J. A boundaries and flows perspective of green supply chain management. **Supply Chain Management: An International Journal**, v. 17, n. 2, p. 202-216, 2012.

SCHRAMM, W. Notes on case studies of instructional media projects. Stanford University, **California Inst. for Communication Research**, 1971, 43 p.

SILVA. C. A. T.; SANTOS, J. O. dos; OGAWA, J. S. Flux o de Caixa e DOAR. **Caderno de Estudos**, n.9, São Paulo, FIECAFI, out. 1993.

SENTELHAS, P. C.; ANGELOCCI, L. R. **Radiação Solar e Balanço de Energia**. Disponível em: http://www.leb.esalq.usp.br/leb/aulas/lce306/Aula5_2012.pdf. Acesso em: 01 abr 2023.

SOLARGIS. Atlas Solar Global. Disponível em: <https://globalsolaratlas.info/>. Acesso em: 29 out. 2022.

TEIXEIRA, M. A. C.; RAMOS, H. R.; AGUIAR, A. O. Perspectivas de novos materiais alternativos ao silício para a produção de células solares fotovoltaicas: uma revisão sistemática da literatura. **Revista Nacional de Gerenciamento de Cidades**, v. 9, n. 71, 2021, p. 48-62.

TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, E. B.; URBANETZ JR, J.; PEREIRA, S. V.; GONCALVES, A. R.; LIMA, F. J. L.; COSTA, R. S., ALVES, A. R. **Atlas de Energia Solar do Estado do Paraná**. 1a Edição. Curitiba: INPE, 2017.

TORRES, R. *et al.* **Matemática financeira e engenharia econômica: a teoria e a prática**, Trabalho de Conclusão de Curso (Curso de Matemática), Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2004.

UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE. **Roadmap**

to US\$100 Billion. Disponível em: <https://unfccc.int/sites/default/files/resource/climate-finance-roadmap-to-us100-billion.pdf>. Acesso em: 23 jun. 2023.

UNITED NATIONS. **World Population Prospects 2022.** Disponível em: <https://population.un.org/wpp/Download/Standard/MostUsed/>. Acesso em: 23 jun. 2023.

VASCONCELLOS, M. A. S. de; BRAGA, M. B. **Economia micro e macro: teoria, exercícios e casos.** 7. ed. São Paulo: Atlas, 2023.

VIANA, R. C. **Viabilidade econômica de um projeto de sistema fotovoltaico para uma planta industrial.** Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, 2017.

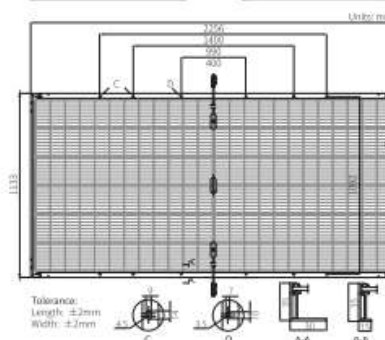
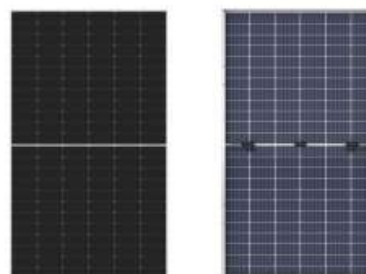
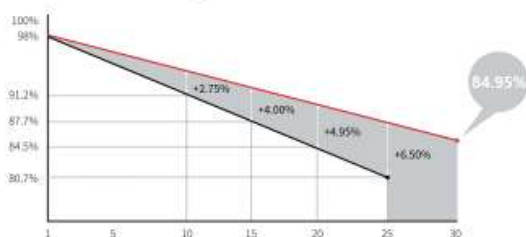
VIAN, Â. **Energia solar: fundamentos, tecnologia e aplicações.** São Paulo: Editora Blucher, 2021.

WERNKE, R. Avaliação da rentabilidade dos segmentos de mercado com o uso dos conceitos de margem de contribuição e valor presente: estudo de caso em distribuidora de mercadorias de pequeno porte. In: XIV Congresso Brasileiro de Custos. 12, 2007, João Pessoa.

WIESER, F. von. **Theory of Money: General Study of Money.** Tradução de Hans DG Hyun. Editora Shoin House, 2023.

YIN, R. K. **Estudo de caso: planejamento e métodos.** 5. ed. Porto Alegre: Bookman, 2013.

ANEXO A – Especificações do módulo fotovoltaico

Hi-MO 5**LR5-72HBD 530~550M****21.5%**
MAX MODULE
EFFICIENCY**0~3%**
POWER
TOLERANCE**<2%**
FIRST YEAR
POWER DEGRADATION**0.45%**
YEAR 2-30
POWER DEGRADATION**HALF-CELL**
Lower operating temperature**Additional Value****30-Year Power Warranty****Mechanical Parameters**

Cell Orientation	144 (6×24)
Junction Box	IP68, three diodes
Output Cable	4mm ² , +400, -200mm/±1400mm length can be customized
Glass	Dual glass, 2.0×2.0mm heat strengthened glass
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Weight	32.3kg
Dimension	2256×1133×35mm
Packaging	31pcs per pallet / 155pcs per 20' GP / 558pcs per 40' HC

Electrical Characteristics

	STC: AM1.5 1000W/m ² 25°C		NOCT: AM1.5 800W/m ² 20°C 1m/s		Test uncertainty for P _{max} ± 3%			
Module Type	LR5-72HBD-530M	LR5-72HBD-535M	LR5-72HBD-540M	LR5-72HBD-545M	LR5-72HBD-550M			
Testing Condition	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (P _{max} /W)	530	396.2	535	399.9	540	403.6	545	407.4
Open Circuit Voltage (V _{oc} /V)	49.20	46.26	49.35	46.40	49.50	46.54	49.65	46.68
Short Circuit Current (I _{sc} /A)	13.71	11.07	13.78	11.12	13.85	11.17	13.92	11.23
Voltage at Maximum Power (V _{mp} /V)	41.35	38.58	41.50	38.72	41.65	38.86	41.80	39.00
Current at Maximum Power (I _{mp} /A)	12.82	10.27	12.90	10.33	12.97	10.39	13.04	10.45
Module Efficiency(%)	20.7		20.9		21.1		21.3	

Electrical characteristics with different rear side power gain (reference to 540W front)

P _{max} /W	V _{oc} /V	I _{sc} /A	V _{mp} /V	I _{mp} /A	P _{max} gain
567	49.50	14.54	41.65	13.61	5%
594	49.50	15.23	41.65	14.26	10%
621	49.60	15.92	41.75	14.91	15%
648	49.60	16.62	41.75	15.56	20%
675	49.60	17.31	41.75	16.21	25%

Operating Parameters

Operational Temperature	-40°C ~ +85°C
Power Output Tolerance	0 ~ 3%
V _{oc} and I _{sc} Tolerance	± 3%
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC/UL)
Maximum Series Fuse Rating	30A
Nominal Operating Cell Temperature	45 ± 2°C
Protection Class	Class II
Bifaciality	70 ± 5%
Fire Rating	UL type 29 IEC Class C

Mechanical Loading

Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s

Temperature Ratings (STC)

Temperature Coefficient of I _{sc}	+0.050%/°C
Temperature Coefficient of V _{oc}	-0.265%/°C
Temperature Coefficient of P _{max}	-0.340%/°C

LONGiNo.8369 Shangyuan Road, Xi'an Economic And
Technological Development Zone, Xi'an, Shaanxi, China.
Web: www.longi.comSpecifications included in this datasheet
are subject to change without notice.
LONGi reserves the right of final
interpretation. (20220815V16)

ANEXO B – Especificações do inversor



Inversor String Trifásico SIW400 e SIW400G

Os inversores da linha SIW400G são ideais para aplicação em projetos de geração distribuída de médio e grande porte, especificamente os de microgeração. Ademais, são dotados de seccionamento CC, possibilidade de instalação ao tempo (IP65) e eficiência de 98,8%.



Especificações técnicas	SIW400G T025 W0	SIW400 ST075
Eficiência		
Eficiência máxima	98,60%	98,80%
Entrada		
Tensão de entrada máxima	1.100 V	1.100 V
Faixa de operação do MPPT	140 V ~ 1.000 V	200 V ~ 1.000 V
Tensão de partida	140 V	200 V
Corrente de entrada máxima/MPPT	28 A	44 A
Corrente máxima de curto-circuito/MPPT	36,4 A	55 A
Número de MPPTs	2	4
Número máximo de entradas por MPPT	2	4
Saída		
Conexão à rede	Trifásica	Trifásica
Potência nominal de saída	23.000 W	75.000 W
Potência aparente máxima	25.300 VA	75.000 VA
Tensão de saída nominal	380 V / 415 V	380 V / 415 V
Frequência de rede CA nominal	50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz
Corrente de saída máxima	36,7 A	114 A
Fator de potência ajustável	0,8 adiantado ... 0,8 atrasado	0,8 adiantado ... 0,8 atrasado
Distorção harmônica total máxima	<3%	<3%
Proteção		
Proteção anti-ilhamento	Sim	Sim
Proteção contra polaridade CC invertida	Sim	Sim
Monitoramento da isolamento	Sim	Sim
Supressor de surto CC	Sim	Sim
Supressor de surto CA	Sim	Sim
Monitoramento de correntes residuais	Sim	Sim
Proteção contra sobrecorrente CA	Sim	Sim
Proteção contra curto-circuito CA	Sim	Sim
Proteção contra sobretensão CA	Sim	Sim
Proteção contra sobretemperatura	Sim	Sim
Dados gerais		
Faixa de temperatura de operação	-25 ~ 60 °C	-30 ~ 60 °C
Umidade relativa de operação	0% RH ~ 100% RH	0% RH ~ 100% RH
Altitude de operação	0 - 3.000 m	0 - 4.000 m
Restriamento	Ventilação forçada	Ventilação forçada
Display	Tela LCD, LED, tecla de toque	Indicadores LED, Wi-Fi+APP
Comunicação	RS485, Wi-Fi, PLC (opcional)	RS485, Wi-Fi, PLC (opcional)
Peso (incluindo suporte de montagem)	21 kg	70 kg
Dimensão (incluindo suporte de montagem)	370 x 480 x 183,5 mm	586 x 788 x 267 mm
Grau de proteção	IP65	IP65
Conformidade com normas		
Normas de conexão à rede	ABNT NBR 16149:2013, AS 4777.2, IEEE1547, UL1741	ABNT NBR 16149:2013, AS 4777.2, IEEE1547, UL1741
Segurança	IEC 62109-1, IEC 62109-2	IEC 62109-1, IEC 62109-2
Regulamentação EMC	EN 61000	EN 61000

Fonte: WEG (2023)