

INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE GOIÁS
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO
CÂMPUS GOIÂNIA
MESTRADO PROFISSIONAL EM TECNOLOGIA, GESTÃO E SUSTENTABILIDADE

DIOGO SILEIRAN RAMOS LEITE

Análise Econômica da Potência de Sistema Fotovoltaico para Consumidores do Grupo A no Estado de Goiás

Goiânia, 2025.



INSTITUTO FEDERAL
Goiás

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

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

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

Identificação da Produção Técnico-Científica

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

Nome completo do autor: DIOGO SILEIRAN RAMOS LEITE

Matrícula: 20212011280048

Título do trabalho: Análise Econômica da Potência de Sistema Fotovoltaico para Consumidores do Grupo A no Estado de Goiás.

Autorização - Marque uma das opções

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

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

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

Declaração de distribuição não-exclusiva

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

- i. o documento é seu trabalho original, detém os direitos autorais da produção técnico-científica e não infringe os direitos de qualquer outra pessoa ou entidade;
- ii. obteve autorização de quaisquer materiais inclusos no documento do qual não detém os direitos de autor/a, para

conceder ao Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás os direitos requeridos e que este material cujos direitos autorais são de terceiros, estão claramente identificados e reconhecidos no texto ou conteúdo do documento entregue;

- iii. cumpriu quaisquer obrigações exigidas por contrato ou acordo, caso o documento entregue seja baseado em trabalho financiado ou apoiado por outra instituição que não o Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás.

GOIÂNIA-GO, 25/11/2024.

Local

Data

(Assinado Eletronicamente)

Assinatura do Autor e/ou Detentor dos Direitos Autorais

Documento assinado eletronicamente por:

- **Diogo Sileiran Ramos Leite**, 20212011280048 - Discente, em 25/11/2024 12:39:03.

Este documento foi emitido pelo SUAP em 25/11/2024. Para comprovar sua autenticidade, faça a leitura do QRCode ao lado ou acesse <https://suap.ifg.edu.br/autenticar-documento/> e forneça os dados abaixo:

Código Verificador: 590829

Código de Autenticação: b556fc59d5



Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás
Rua 75, nº 46, Centro, GOIÂNIA / GO, CEP 74055-110
(62) 3227-2767 (ramal: 2767)

INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE GOIÁS
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO
CÂMPUS GOIÂNIA
MESTRADO PROFISSIONAL EM TECNOLOGIA, GESTÃO E SUSTENTABILIDADE

DIOGO SILEIRAN RAMOS LEITE

Análise Econômica da Potência de Sistema Fotovoltaico para Consumidores do Grupo A no Estado de Goiás

Programa de Pós-Graduação *Stricto Sensu* em Tecnologia, Gestão e Sustentabilidade do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás - Dissertação de Mestrado Profissional. Área de Concentração: Tecnologia de Sistemas de Produção Limpa. Linha de Pesquisa: Energias Renováveis.

Orientador: Prof. Dr. José Luis Domingos

Coorientador: Prof. Dr. Sergio Batista da Silva

Goiânia, 2025.

L533a Leite, Diego Sileiran Ramos.

Análise econômica da potência do gerador fotovoltaico para consumidores do grupo A no Estado de Goiás / Diego Sileiran Ramos Leite. – Goiânia : Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás, 2024.
86f.

Orientação: Prof. Dr. José Luis Domingos.

Coorientação: Prof. Dr. Sergio Batista da Silva.

Dissertação (mestrado) – Programa de Pós-Graduação *Stricto Sensu* em Tecnologia, Gestão e Sustentabilidade, Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás.

1. Sistema de energia fotovoltaica. 2. Viabilidade econômica. I. Domingos, José Luis (orientação). II. Silva, Sergio Batista da (coorientação). III. Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás. IV. Título.

CDD 621.47

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



INSTITUTO FEDERAL
Goiás

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

PARECER 13/2024 - GYN-CMTGS/GYN-GPPEX/CP-GOIANIA/IFG

**SERVIÇO PÚBLICO FEDERAL
INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE GOIÁS
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO
IFG CÂMPUS GOIÂNIA
MESTRADO EM TECNOLOGIA, GESTÃO E SUSTENTABILIDADE**

DIOGO SILEIRAN RAMOS LEITE

**ANÁLISE ECONÔMICA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS PARA CONSUMIDORES DO GRUPO A NO
ESTADO DE GOIÁS**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Tecnologia, Gestão e Sustentabilidade do Instituto Federal de Educação Ciência e Tecnologia de Goiás como requisito parcial à obtenção do título de Mestre.
Área de Concentração: Tecnologia de Sistemas de Produção Limpa.
Linha de Pesquisa: Energias de Fontes Renováveis

Aprovada em: 04/04/2024

Banca examinadora:

Prof. Dr. José Luis Domingos - Presidente e orientador - IFG Goiânia
Prof. Dr. Sérgio Batista da Silva - Coorientador - IFTM – Campus Ituiutaba
Prof. Dr. Fernando Nunes Belchior - Avaliador - UFG
Prof. Dr. Aylton José Alves - Avaliador - IFG Goiânia
Prof. Dr. Daywes Pinheiro Neto - Avaliador - IFG Goiânia

Documento assinado eletronicamente por:

- Aylton Jose Alves, PROFESSOR ENS BASICO TECN TECNOLOGICO, em 04/10/2024 20:06:37.
- FERNANDO NUNES BELCHIOR, FERNANDO NUNES BELCHIOR - Docente - Ufg (01567601000143), em 30/07/2024 16:05:25.
- Daywes Pinheiro Neto, PROFESSOR ENS BASICO TECN TECNOLOGICO, em 10/05/2024 09:24:10.
- Sergio Batista da Silva, PROFESSOR ENS BASICO TECN TECNOLOGICO, em 08/05/2024 14:42:31.
- Jose Luis Domingos, PROFESSOR ENS BASICO TECN TECNOLOGICO, em 07/05/2024 14:08:56.

Este documento foi emitido pelo SUAP em 14/03/2024. Para comprovar sua autenticidade, faça a leitura do QRCode ao lado ou acesse <https://suap.ifg.edu.br/autenticar-documento/> e forneça os dados abaixo:

Código Verificador: 519215
Código de Autenticação: 8bb2886e9a



Rua 75, nº 46, None, Centro, GOIÂNIA / GO, CEP 74055-110
Sem Telefones cadastrados

Dedicatória

Dedico este trabalho aos meus pais, por ouvir, incentivar, apoiar, com toda atenção e compreensão.

Agradecimentos

A Deus, pelo dom da vida e por me dar saúde e inteligência para superar os obstáculos.

Aos meus pais, Benedito Leite e Silvia Leite que, com muito carinho e apoio, não mediram esforços para que eu chegasse até esta etapa de minha vida.

A minha esposa Lara Fonseca, que me incentivou nos momentos difíceis compreendeu a minha ausência enquanto eu me dedicava à realização deste trabalho.

Ao Orientador Prof. Dr. José Luis Domingos e ao Coorientador Prof. Dr. Sergio Batista da Silva pelas correções e ensinamentos que me permitiram um melhor desempenho no meu processo de realização deste trabalho.

Ao Prof. Dr. Daywes Pinheiro Neto, pela ativa participação nas correções do trabalho, orientando, ajudando, colaborando de uma forma maciça para o desfecho positivo.

O sucesso não é o final, falhar não é fatal: É a coragem para continuar que conta.

Winston Churchill,
1874-1965.

Resumo

Título: Análise Econômica da Potência de Sistema Fotovoltaico para Consumidores do Grupo A no Estado de Goiás

Autor: Diogo Sileiran Ramos Leite

Orientador: Dr. José Luis Domingos

Coorientador: Prof. Dr. Sergio Batista da Silva

A geração fotovoltaica no Brasil tem um crescimento acelerado, provocado principalmente pelos incentivos governamentais e pelos benefícios econômicos e ambientais. Atualmente, as indústrias e comércios representam 7,3% do total de consumidores de energia elétrica no Brasil e consomem 52,3% da energia gerada, mas em relação a geração e consumo da energia solar fotovoltaica o consumidor do grupo A produz menos do que o consumidor residencial. As indústrias e comércios usualmente são enquadradas no Grupo A e o consumidor residencial é enquadrado no Grupo B. Nesse contexto, esse trabalho propõe uma metodologia para determinar a potência do gerador fotovoltaico que oferecerá uma melhor análise do retorno de investimento para o cliente do grupo A considerando a Lei 14.300/2022. A metodologia para análise financeira é aplicada em 3 casos reais de consumidores do grupo A (Laticínio, Supermercado e Gráfica). A metodologia calcula a potência do sistema solar fotovoltaico para “zerar” a fatura, potência técnica e esse valor é variado de 98% menor a 120% maior que a potência técnica, referência inicial, calculada. Logo, são criados fluxos de caixas para todos os valores encontrados e calculados os indicadores financeiros para análise. As receitas no fluxo de caixa são provenientes da economia do consumo de energia elétrica e da compensação dos créditos obtidos com a energia elétrica injetada na rede em faturas subsequentes. Os resultados encontrados indicam a viabilidade econômica e financeira para os 3 estudos de caso na potência técnica. Os resultados indicam que aumentar a potência do sistema solar fotovoltaico acima do valor da potência técnica não traz benefícios no VPL, TIRM e *Payback* descontado.

Palavras-chave

geração fotovoltaica; consumidor grupo a; viabilidade econômica.

Abstract

Title: Economic Analysis of Photovoltaic Generator Power for Group A Consumers in the State of Goiás

Author: Diogo Sileiran Ramos Leite

Advisor: Dr. José Luis Domingos

Coadvisor: Prof. Dr. Sergio Batista da Silva

Photovoltaic generation in Brazil is experiencing accelerated growth, driven mainly by government incentives and economic and environmental benefits. Currently, industries and businesses represent 7.3% of the total number of electricity consumers in Brazil and consume 52.3% of the energy generated, but in relation to the generation and consumption of photovoltaic solar energy, the group A consumer produces less than the residential consumer. When concluding a contract with the local concessionaire, the electricity consumer is placed in one of two tariff groups: Group A or Group B. Industries and businesses are usually classified in Group A and the residential consumer is classified in Group B. In this context, this work proposes a methodology to determine the power of the photovoltaic generator that will offer a better analysis of the return on investment for the group A customer considering Law 14,300/2022. The methodology for financial analysis is applied to 3 real cases of consumers in group A (Dairy, Supermarket and Printing). The methodology calculates the power of the photovoltaic solar system to “zero out” the bill, technical power and this value varies from 98% lower to 120% higher than the calculated technical power. Therefore, cash flows are created for all values found and financial indicators for analysis are calculated. Revenues in cash flow come from savings on the local utility’s electricity consumption and the offset of credits obtained with electricity injected into the grid in subsequent invoices. The results found indicate the economic and financial viability for the 3 case studies in technical power. The results indicate that increasing the power of the photovoltaic solar system above the technical power value does not bring benefits in NPV, TIRM and discounted Payback.

Keywords

photovoltaic generation; group a consumer; economic feasibility.

Lista de Figuras

Figura 1	– Matriz Elétrica Brasileira.	18
Figura 2	– GD Solar Fotovoltaica no Brasil por Classe de Consumo.....	19
Figura 3	– Diagrama de bloco de um sistema solar fotovoltaico conectado à rede.	23
Figura 4	– Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede.	24
Figura 5	– Fluxograma geral da metodologia proposta	41
Figura 6	– Fluxograma Fluxo de Caixa	47
Figura 7	– Estudo de Caso 1. Imagem de satélite da localização do empreendimento	50
Figura 8	– Análise de Caso 1. Análise PSF x VPL.....	57
Figura 9	– Análise de Caso 1. Gráfico aproximado PSF x VPL.....	58
Figura 10	– Análise de Caso 1. Análise PSF x TIRM	58
Figura 11	– Análise de Caso 1. Análise PSF x Payback Descontado	59
Figura 12	– Estudo de Caso 1. Variação Demanda Contratada – PSF x VPL	59
Figura 13	– Estudo de Caso 1. Análise da Variação Demanda Contratada x VPL	60
Figura 14	– Estudo de Caso 2. Imagem de satélite da localização do empreendimento	61
Figura 15	– Estudo de Caso 2. Análise PSF x VPL	69
Figura 16	– Estudo de Caso 2. Gráfico aproximado PSFxVPL.....	69
Figura 17	– Estudo de Caso 2. Análise PSF x TIRM	70
Figura 18	– Estudo de Caso 2. Análise PSF x <i>Payback</i> Descontado.....	70
Figura 19	– Estudo de Caso 2. Variação Demanda Contratada – PSF x VPL	71
Figura 20	– Estudo de Caso 2. Análise da Variação Demanda Contratada x VPL	71
Figura 21	– Estudo de Caso 3. Imagem de satélite da localização do empreendimento	72
Figura 22	– Estudo de Caso 3. Análise PSF x VPL	80
Figura 23	– Estudo de Caso 3. Gráfico aproximado PSFxVPL.....	81
Figura 24	– Estudo de Caso 3. Análise PSF x TIRM	81
Figura 25	– Estudo de Caso 3. Análise PSF x <i>Payback</i> Descontado	82
Figura 26	– Estudo de Caso 3. Variação Demanda Contratada – PSF x VPL	82
Figura 27	– Análise da VPL x Variação Demanda Contratada.....	83

Lista de Tabelas

Tabela 1	– Composição Tarifa de Energia	26
Tabela 2	– Cobrança de energia elétrica e demanda de potência das tarifas Verde e Azul – Grupo A.	29
Tabela 3	– Estudo de Caso 1. Irradiação solar no Plano Inclinado.....	50
Tabela 4	– Estudo de Caso 1. Histórico de Consumo.	51
Tabela 5	– Estudo de Caso 1. Histórico de Demanda.	52
Tabela 6	– Estudo de Caso 1. Dados Faturamento.....	53
Tabela 7	– Estudo de Caso 1. Compensação de energia elétrica.....	54
Tabela 8	– Estudo de Caso 1. Fluxo de Caixa.	55
Tabela 9	– Estudo de Caso 1. Indicadores Viabilidade Econômica.....	56
Tabela 10	– Estudo de Caso 2. Irradiação solar no Plano Inclinado.....	60
Tabela 12	– Estudo de Caso 2. Histórico de Demanda	61
Tabela 11	– Estudo de Caso 2. Histórico de Consumo	62
Tabela 13	– Estudo de Caso 2. Dados Faturamento.....	63
Tabela 14	– Estudo de Caso 2. Compensação de energia elétrica	65
Tabela 15	– Estudo de Caso 2. Fluxo de Caixa.....	67
Tabela 16	– Estudo de Caso 2. Indicadores Viabilidade Econômica	68
Tabela 17	– Estudo de Caso 3. Irradiação solar no Plano Inclinado	73
Tabela 18	– Estudo de Caso 3. Histórico de Consumo.	73
Tabela 19	– Estudo de Caso 3. Histórico de Demanda.	74
Tabela 20	– Estudo de Caso 3. Dados Faturamento.....	75
Tabela 21	– Estudo de Caso 3. Compensação de energia elétrica	77
Tabela 22	– Estudo de Caso 3. Fluxo de Caixa.....	79
Tabela 23	– Estudo de Caso 3. Indicadores Viabilidade Econômica	80

Lista de Abreviaturas e Siglas

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CDI	Certificado de Depósito Interbancário
CGH	Central Geradora Hidrelétrica
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito
DC	Demanda Contratada
DG	Geração Distribuída
FC	Fator de Correção
FV	fotovoltaica
GN	Geração Necessária
GSFV	Geração Solar Fotovoltaica
HR	Horário Reservado
MMe	Ministério de Minas e Energia
MUSD	Montante de Uso do Sistema de Distribuição
O&M	Operação e Manutenção
PERS	Programa de Energia Renovável Social
PR	<i>Performace Ratio</i>
PR	<i>Performance Ratio</i>
Protet	Procedimentos de Regulação Tarifária
PSF	Potência do Sistema Fotovoltaico
REN	Resolução Normativa
SCEE	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
SFCR	Sistema Solar Fotovoltaico Conectado a Rede
SFV	Sistema Fotovoltaico
TE	Tarifa de Energia
TIR	Txa Interna de Retorno
TIRM	Taxa Interna de Retorno Modificada
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUSDG	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição aplicável a central geradora
UC	Unidade Consumidora
VPL	Valor Presente Líquido
VPL	Valor Presente Líquido

Lista de Símbolos

$VPL(i)$	Valor Presente Líquido calculado com a taxa de juros i em R\$
i	Taxa de juros utilizada no “desconto” do fluxo de caixa em % (TMA)
CF_0^-	Investimento inicial na data “0” em R\$
$CF_{1...n}$	Fluxo de caixa líquido referente a cada período em R\$
$TIRM$	Taxa interna de retorno modificada em %
CF_k^-	Fluxos de caixa negativos (receita < despesas) no período k em R\$
CF_k^+	Fluxos de caixa positivos (receita > despesas) no período k em R\$
t	Tempo de vida do projeto em período estimado em anos
i_{finan}	Taxa de juros de financiamento em %
n	Prazo em que o fluxo de caixa acumulado, considerando uma taxa de desconto, torna-se positivo
FC	Fator de Correção
TE_{Ponta}	Tarifa de Energia na Ponta em R\$
$TE_{\text{Fora Ponta}}$	Tarifa de Energia Fora Ponta em R\$
GN	Geração Necessária em kWh/mês
$MUSD_c$	Montante de uso do Sistema de Distribuição da Carga em kVA
$MUSD_g$	Montante de uso do Sistema de Distribuição da Geração FV em kVA
$TUSD_c$	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição referente à carga em R\$
$TUSD_g$	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição aplicado à central geradora em R\$
PSF	Potência do Sistema Fotovoltaico em kWp
GN	Geração Necessária em kWh/mês
PR	Performance Ratio
C	Consumo de energia em kWh
G	Geração de energia Solar Fotovoltaica em kWp
DC	Demanda Contratada em kW
DL	Demanda Lida em kW
t	Tarifa de Energia em R\$
$TUSD_c$	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição referente à carga em R\$
DU	Demanda Ultrapassagem (Demanda Contratada – Demanda Lida) em kW
$TUSD_u$	Tarifa de Ultrapassagem em R\$
$CDGD$	Custo Demanda GD = $(MUSD_c \cdot TUSD_c) + ((MUSD_g - MUSD_c) \cdot TUSD_g)$ em R\$
$O\&M$	Custo da Operação e Manutenção SFV em R\$

Sumário

1	INTRODUÇÃO	18
1.1	Objetivos	22
1.1.1	Objetivo Geral	22
1.1.2	Objetivos Específicos	22
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	23
2.1	Sistema solar fotovoltaico	23
2.1.1	Os principais componentes do sistema solar fotovoltaico conectado à rede	24
2.1.2	Tipos Básicos de Sistemas Solar Fotovoltaicos	24
2.1.3	Potencial de geração fotovoltaico	25
2.2	Estrutura tarifária brasileira	26
2.2.1	Classes de consumo e grupos tarifários	27
2.2.2	Modalidades tarifárias do grupo A	28
2.2.2.1	Postos tarifários Grupo A	29
2.3	GD e os Aspectos Principais - Lei 14.300/2022 e REN 1059/2023	30
2.4	Sistema de compensação de energia elétrica	35
2.5	Avaliação de investimentos	36
2.5.1	Indicadores de Rentabilidade	37
2.5.1.1	Fluxo de Caixa	37
2.5.1.2	TMA	37
2.5.1.3	VPL	38
2.5.1.4	TIRM – Taxa Interna de Retorno Modificada	38
2.5.1.5	<i>Payback</i> simples e descontado	39
2.5.2	Análise de sensibilidade	40
3	METODOLOGIA	41
3.1	Análise da fatura	42
3.2	Obtenção dos dados históricos – Irradiação Solar	42
3.3	Pré-Dimensionamento	42
3.3.1	Compensação de energia	42
3.3.2	Potência de Pico/Potência do Sistema	44
3.3.3	Geração de energia estimada do SFV	44
3.4	Análise Viabilidade Econômica	45
4	RESULTADOS E DISCUSSÃO	49
4.1	Estudo de Caso 1 – Laticínio	49
4.1.1	Caracterização, consumo e irradiância solar	49
4.1.2	Compensação de Energia	51

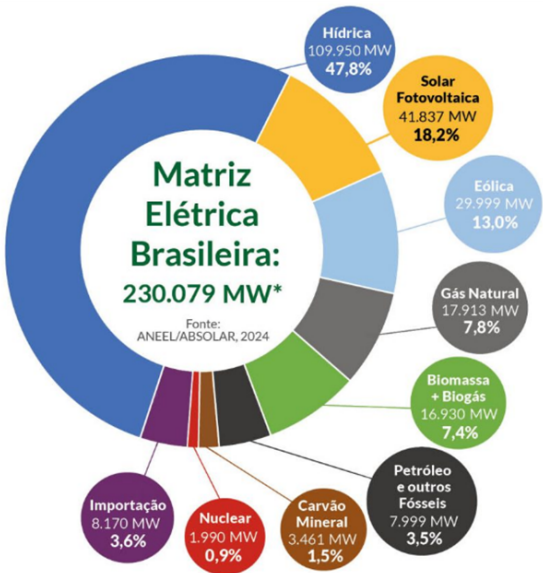
4.1.3	Potência de Pico/Potência do Sistema	52
4.1.4	Geração de Energia Estimada do SFV	52
4.1.5	Viabilidade Econômica e Análise de Sensibilidade Financeira	53
4.2	Estudo de Caso 2 – Supermercado	59
4.2.1	Caracterização, consumo e irradiância solar	60
4.2.2	Compensação de Energia	63
4.2.3	Potência de Pico/Potência do Sistema	64
4.2.4	Geração de Energia Estimada do SFV	64
4.2.5	Viabilidade Econômica e Análise de Sensibilidade Financeira	64
4.3	Estudo de Caso 3 – Gráfica	72
4.3.1	Caracterização, consumo e irradiância solar	72
4.3.2	Compensação de Energia	74
4.3.3	Potência de Pico/Potência do Sistema	75
4.3.4	Geração de Energia Estimada do SFV	76
4.3.5	Viabilidade Econômica e Análise de Sensibilidade Financeira	76
5	CONCLUSÃO	84
5.1	Trabalhos Futuros	86
	Referências	87

INTRODUÇÃO

Na matriz elétrica brasileira predomina as usinas hidrelétricas. As usinas hidrelétricas correspondem a 47,8% da produção de energia no Brasil (EPE, 2024). Devido à escassez de chuvas, as crises de energia (apagões) estão mais frequentes. A solução emergencial sempre passa pelo acionamento das usinas termelétricas, mas isso tem um custo alto, seja no bolso do consumidor seja para o meio ambiente, tendo em vista que essa geração é mais cara e poluente.

A geração fotovoltaica no Brasil tem um crescimento acelerado, provocado principalmente pelos incentivos governamentais e pelos benefícios econômicos e ambientais. Conforme a Figura 1, a geração fotovoltaica (FV) (Geração Centralizada e Geração Distribuída) é a segunda maior do Brasil, correspondendo a 18,2% da geração total (EPE, 2024).

Figura 1 – Matriz Elétrica Brasileira.



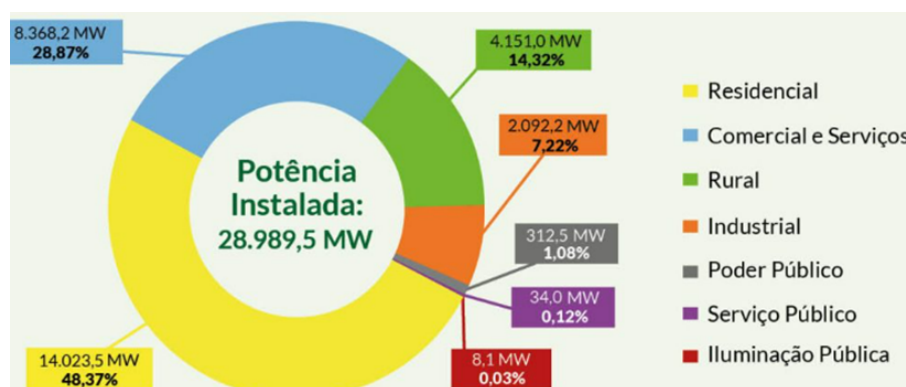
Fonte: ANEEL/ABSOLAR, 2024.

É um consenso entre os especialistas a necessidade de diversificação da matriz elétrica brasileira, ampliação da Geração Distribuída (DG), e principalmente

o aumento da produção de energia através de fontes renováveis (eólica, solar, biomassa e outras).

A GD se divide em sistemas de microgeração (até 75 kW) e minigeração (acima de 75 kW e até 5 MW) instalados em residências, comércios, indústrias, propriedades rurais, prédios públicos. A GD por fonte solar corresponde a 99,08% (ABSOLAR, 2024). O maior consumidor de energia proveniente da geração centralizada são as empresas, indústrias, ou seja, grandes consumidores (Grupo A); já na GD, o consumidor residencial ocupa o primeiro lugar. Isso traz a reflexão sobre a necessidade de expandir o consumo pela GD dos usuários do Grupo A. A Figura 2 demonstra a potência instalada e as classes de consumo até maio de 2024.

Figura 2 – *GD Solar Fotovoltaica no Brasil por Classe de Consumo.*



Fonte: ANEEL/ABSOLAR, 2024.

O consumidor de energia, ao celebrar o contrato de fornecimento de energia elétrica, é enquadrado em um dos dois grupos tarifários: Grupo A ou Grupo B. O enquadramento depende da tensão de fornecimento e da potência instalada na unidade consumidora, de acordo com a Resolução Normativa nº 414 da ANEEL.

O Grupo A corresponde aos consumidores de alta tensão (acima de 2,3kV) que possuem dois tipos de tarifas: azul e a verde. Na azul é considerado consumo e demanda de potência nas horas do dia. Na verde é considerado apenas consumo nas horas do dia sendo uma tarifa fixa para demanda de potência. As indústrias e comércios normalmente são enquadradas no Grupo A, devido a tensão superior a 2,3kV, ou atendidos em tensão inferior a 2,3kV a partir de sistema subterrâneo de distribuição.

As exigências para os consumidores do Grupo A quanto à instalação de GD são maiores e mais complexas do que para o consumidor residencial (Grupo B). No Grupo A, deve-se levar em consideração a vigência do contrato, modalidade tarifária (hora azul, hora verde), faturamento, horário dos postos tarifários (hora ponta, hora fora de ponta), demanda da potência ativa e outros.

As indústrias e comércios representam 7,3% do total de consumidores de energia elétrica no Brasil e consomem 52,3% de toda energia gerada no país (EPE, 2022). Esses dados mostram a importância que essas áreas representam para o sistema elétrico brasileiro.

O Brasil necessita de uma política competitiva para o setor (Grupo A), a fim de reduzir os preços de componentes e equipamentos para incentivar a instalação de sistemas com GD para as indústrias, comércios, poder público e setor rural.

O país tem enorme potencialidade de geração fotovoltaica devido aos altos níveis de radiação solar atingidos ao longo do ano. As vantagens da implantação do Sistema Fotovoltaico (SFV) vão desde: ambiental – menor impacto no meio ambiente, não emite poluentes ou ruídos, e renovável; social – pode ser utilizada em áreas remotas; econômico – os custos vem diminuindo com melhoria das tecnologias e incentivos públicos.

Segundo Faria (2016), a viabilidade técnica de um projeto vem em primeiro lugar, mas não é suficiente; é preciso que haja a viabilidade econômica. Os sistemas FV podem sofrer desequilíbrio financeiro por variáveis internas e externas. Internas: localidade, tecnologia e área disponível. Externas: governo, tarifas concessionárias, câmbio e inflação.

Até dezembro de 2022 os consumidores do Grupo A que desejassem instalar um sistema fotovoltaico deveriam obedecer às diretrizes da Resolução Normativa 482 e 687 da ANEEL. A partir de janeiro de 2023 passou a valer as regras da lei 14.300/2022 homologada pela Resolução Normativa 1059/2023.

Resumidamente a lei 14.300/2022, também conhecida como o Marco Legal da GD, trouxe inovações institucionais para o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), oferecendo maior segurança jurídica. No Capítulo 2.1 será tratado mais detalhado esse tema assim como a resolução normativa REN 1059/2023.

A análise econômica e financeira detalhada e minuciosa se torna imprescindível para os investidores que queiram instalar um sistema fotovoltaico.

Pinto (2018) apresentou um estudo para inserção de um sistema FV na Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC). O sistema simulado seria capaz de suprir 40% do consumo total de energia elétrica da Unidade Consumidora (UC) no horário fora de ponta. Uma análise considerando que a demanda fosse contratada pelo critério do mínimo custo com demanda (contratação ótima) o custo evitado com demanda seria de 38

Filho e Santos (2018), realizaram um estudo de viabilidade econômica dos sistemas fotovoltaicos para consumidores do Grupo A no estado da Paraíba e concessionária Energisa. A análise demonstrou a viabilidade econômica do sistema, trazendo um retorno (*Playback*) em 5 anos. Ainda é demonstrado que seria viável

que os consumidores do Grupo A, após a implantação do sistema FV, migrassem para o grupo B, saindo assim da tarifa binômia para a tarifa monômia, pois mesmo que a tarifa média de energia fosse maior, eles poderiam compensar toda energia consumida e pagar apenas o custo de disponibilidade.

Segundo Martins (2019) com a inserção do Sistema Solar Fotovoltaico Conectado a Rede (SFCR) é possível reduzir os picos de demanda mensais em mais de 77%, sendo capaz de reduzir a fatura de energia elétrica desse tipo de consumidor (Grupo A).

Figueiredo *et al.* (2020), apresentaram uma análise de viabilidade econômica para a instalação de um sistema solar fotovoltaico considerando o prédio e estacionamento do bloco de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Piauí (UFPI). Dentre os estudos realizados é considerado mais vantajoso o sistema solar híbrido (sistema *on grid* com armazenamento) que utiliza banco de baterias para suprir as necessidades quando o FV não estiver gerando energia. O sistema conseguiu uma autonomia de 69% e um *Payback* em 3 anos.

Tanto no estudo de Mota (2020) quanto para Fernandes (2020), foi observado que a viabilidade econômica no Grupo B é melhor do que no Grupo A. Para Mota (2020) o fator principal está no pagamento da demanda contratada pelo Grupo A. Fernandes (2020) traz a possibilidade de aumento da demanda contratada para melhorar o sistema, mas aumentaria o investimento inicial, e em alguns casos inviabilizaria o projeto.

Neste contexto, este trabalho visa analisar financeiramente o SFV, do ponto de vista da potência de pico kWp calculada para o SFV, para atender consumidores do Grupo A, buscando elementos que possam auxiliar o investidor a tomar a melhor decisão.

Instalar um sistema eficiente tanto do ponto de visto econômico quanto do ponto de vista técnico é essencial para as empresas, comércio e órgãos públicos. A análise de sensibilidade realizada é uma contribuição para o estado da arte e projetos futuros. Logo, a análise econômica para determinar o melhor retorno financeiro da instalação de um SFV para atender o Grupo A é imprescindível e urgente.

Diante desta problemática, apresenta-se a hipótese principal: É possível desenvolver uma técnica de análise econômica e financeira que contribua para a escolha e definição da potência ótima do ponto de vista econômico da instalação de um sistema fotovoltaico para consumidor do Grupo A?

1.1 Objetivos

1.1.1 Objetivo Geral

Este trabalho tem como objetivo principal propor uma metodologia que realiza a análise econômica do dimensionamento de um Gerador Fotovoltaico que atenda aos consumidores do Grupo A considerando várias potências.

1.1.2 Objetivos Específicos

Os objetivos específicos são:

- I. Analisar a demanda contratada das unidades consumidoras do Grupo A;
- II. Definir e calcular os indicadores financeiros que caracterizam a rentabilidade do investimento em geração fotovoltaica para o Grupo A;
- III. Analisar o custo de geração de sistemas fotovoltaicos para consumidor do Grupo A;
- IV. Realizar estudos de caso para definição do custo de geração da energia elétrica fotovoltaica;
- V. Realizar análise do impacto da demanda contratada no Valor Presente Líquido (VPL);
- VI. Dimensionar o Gerador Fotovoltaico considerando o melhor retorno econômico.

FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

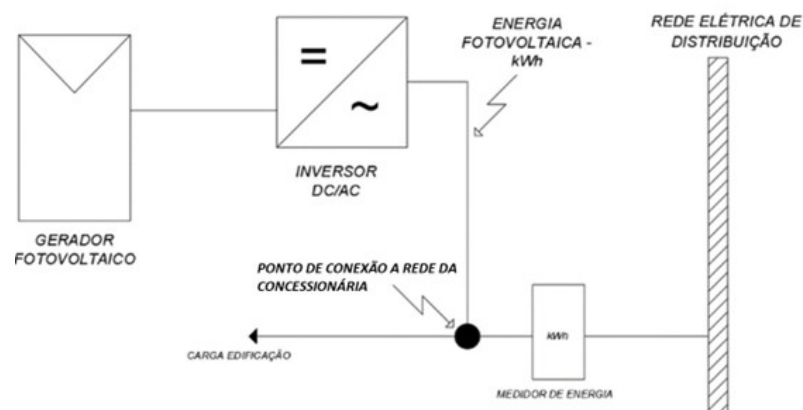
2.1 Sistema solar fotovoltaico

A expansão do uso da geração fotovoltaica teve início a partir da crise mundial de energia no início dos anos de 1970 em pequenas aplicações de sistemas rurais isolados, serviços profissionais (transmissão de sinais, aplicações marítimas) ou em produtos de consumo (relógio, calculadora) (Reis, 2017).

A geração de energia fotovoltaica é obtida a partir da conversão da radiação solar que incide no painel fotovoltaico em energia elétrica em corrente contínua. Essa energia pode ser consumida instantaneamente pela demanda da edificação, armazenada em baterias ou transmitida para a rede de distribuição local (Moreira, 2019).

O elemento básico dessa tecnologia é a célula fotovoltaica ou fotocélula. Essa célula, composta por camadas de um material semicondutor, tem a propriedade de gerar um potencial elétrico (tensão) através das camadas do material semicondutor quando exposta à radiação solar, fazendo circular uma corrente elétrica contínua em um circuito fechado (Reis, 2017).

Figura 3 – Diagrama de bloco de um sistema solar fotovoltaico conectado à rede.



Fonte: Diogo Sileiran Ramos Leite.

2.1.1 Os principais componentes do sistema solar fotovoltaico conectado à rede

Conforme a Figura 4, um sistema fotovoltaico de produção de energia elétrica compreende o agrupamento de módulos de fotocélulas em painéis fotovoltaicos e outros equipamentos que transformam ou armazenam a energia elétrica produzida. São esses:

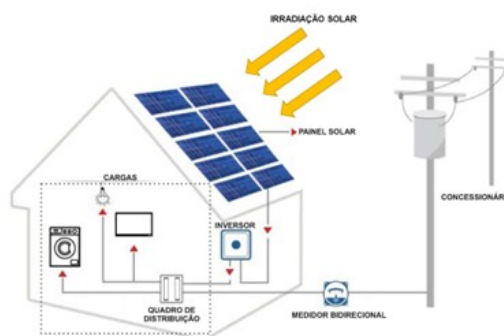
- I. Painel ou módulo fotovoltaico: responsável pela conversão de energia solar em energia elétrica CC.
- II. Inversores de frequência: converte a energia CC para corrente alternada de acordo com a necessidade dos equipamentos.
- III. Suporte: mecanismo responsável pela ancoragem dos painéis ao telhado.
- IV. Condutores e quadro elétrico: são elementos que compõem o circuito de conexão elétrica dos painéis e demais componentes.

2.1.2 Tipos Básicos de Sistemas Solar Fotovoltaicos

Os sistemas fotovoltaicos podem ser instalados próximos aos centros de consumo de forma centralizada ou descentralizada, podem ser conectados à rede elétrica (*on grid*), ou isolados da rede elétrica (*off grid*). Logo, podem ser divididos em Sistemas autônomos ou Sistemas Conectados à Rede Elétrica.

Sistemas Conectados à Rede Elétrica – são aqueles em que o arranjo fotovoltaico representa uma fonte complementar ao sistema elétrico da concessionária de energia fornecedora da região onde está instalado, conforme Figura 4. Esses sistemas oferecem a vantagem de dispensar armazenadores, pois em caso de insuficiência da geração fotovoltaica, a demanda pode ser atendida pela rede local de distribuição.

Figura 4 – *Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede.*



Fonte: Diogo Sileiran Ramos Leite.

2.1.3 Potencial de geração fotovoltaico

Painéis fotovoltaicos são planejados e instalados para receber a luz solar, e quanto mais absorverem a irradiação solar melhor será a condição de atingir a máxima capacidade de produção do painel. Assim, no período de insolação máxima a usina terá a potência máxima gerada pela instalação.

Existem vários critérios para determinação da geração de energia elétrica de um sistema fotovoltaico e a eficiência pode ser limitada dependendo da reflexão da irradiância solar, tipo de configuração (com ou sem armazenamento, absorção incompleta dos fótons, recombinação de elétrons, recuperação parcial da energia dos portadores foto gerados, operação fora do ponto de máxima potência, resistência de contatos, aumento de temperatura, sujidade e sombreamento). Essas limitações fazem com que a taxa de desempenho ou *Performance Ratio* (PR) seja menor do que o desempenho técnico máximo do painel (Ábio, 2022).

O cálculo da potência do sistema fotovoltaico é definido pela Equação 1:

$$P_S = \frac{G_N \cdot \text{Irradiância}_{TC}}{\text{Irradiância diária} \cdot PR} \quad (1)$$

onde:

- P_S : Potência do sistema fotovoltaico (kWp);
- G_N : Geração necessária em kWh/mês;
- Irradiância_{TC} : Potência da radiação luminosa em condições padrões (1kW/m²);
- Irradiância diária: Irradiação no plano dos módulos (média anual) em kWh/m².dia;
- PR : *Performance Ratio*.

A Geração Necessária (GN) é a energia que o SFV precisa gerar para compensar o consumo de energia elétrica da UC.

A *Performance Ratio* (PR) (PR) é dada em porcentagem e é a relação entre o rendimento real e o teórico. Um valor de 100% para a PR significa a não existência de nenhuma perda durante a operação do sistema fotovoltaico, o que é inatingível na realidade. A PR considera as perdas por aquecimento dos fios, da conversão de energia, sujidade, sombreamento entre outras. Os valores para a PR podem variar de 70% a 90% (Neto, 2017).

Com relação a radiação solar máxima, para determinação da potência gerada, costuma-se usar o valor de 1 kW/m², que é a radiação utilizada como referência da fabricação das células, testadas sob condições especiais.

2.2 Estrutura tarifária brasileira

De acordo com a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, o sistema de tarifação de energia é uma competência da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Na REN 414/2010 da ANEEL ficou estabelecido os direitos e deveres dos consumidores e das distribuidoras de energia elétrica, e apresenta a definição de todos os termos e parâmetros envolvidos nas faturas de energia, as modalidades de faturamento, a divisão dos consumidores em classes e faixas de tensão de fornecimento, entre outros.

A estrutura tarifária é um conjunto de tarifas aplicáveis ao consumo de energia elétrica e à demanda de potência ativa. Elas são definidas de acordo com o Grupo Tarifário, segundo as opções de contratação definidas na REN nº 1.000/2021 da ANEEL e no Módulo 7 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (Protet).

Simplificando, a tarifa é o custo fixado para a prestação de um serviço por determinada unidade. Na relação entre concessionárias e consumidores, a tarifa representa o preço em reais da energia elétrica e da demanda contratada pelos consumidores.

A fatura de energia apresenta os valores pelo uso do sistema elétrico que é efetivamente consumido. Nas faturas de energia é empregado a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e a Tarifa de Energia (TE). Conforme a Tabela 1 a TUSD corresponde à remuneração de todas as instalações, equipamentos e componentes da rede de distribuição e a TE corresponde ao valor da energia consumida em sua casa mensalmente em R\$/kWh.

Tabela 1 – *Composição Tarifa de Energia*

TE			TUSD		
ENERGIA	ENCARGOS	FIO A	FIO B	ENCARGOS	PERDAS

Fonte: Adaptada de ANEEL (2021b).

O “Fio B” está relacionado a todos os custos da utilização da infraestrutura da rede de distribuição da concessionária local até às nossas residências, comércios, órgãos públicos etc. O “Fio A” está relacionado aos custos vinculados à manutenção e operação das linhas de transmissão.

A porcentagem de cada uma dessas tarifas na soma do quanto o consumidor paga pela energia varia de estado para estado ou até de concessionária para concessionária. Além disso, existem benefícios também para algumas situações, como a tarifa social (ANEEL, 2021a).

2.2.1 Classes de consumo e grupos tarifários

De acordo com ANEEL (2010), consumidor é toda pessoa física ou jurídica, de direito público ou privado, legalmente representada, que solicite o fornecimento, a contratação de energia ou o uso do sistema elétrico à distribuidora, assumindo as obrigações decorrentes deste atendimento à sua unidade consumidora, segundo disposto nas normas e nos contratos. As unidades consumidoras são classificadas de acordo com a atividade exercida e a finalidade de utilização da energia elétrica.

As classes de consumos estão divididas da seguinte maneira:

- Residencial: i) residencial de baixa renda; ii) residencial de baixa renda indígena; iii) residencial de baixa renda com benefício de prestação continuada da assistência social; iv) residencial de baixa renda multifamiliar
- Industrial & Comercial: i) serviços de transporte, exceto tração elétrica; ii) serviços de comunicações e telecomunicações; iii) associação e entidades filantrópicas; iv) templos religiosos; v) administração condominial: iluminação e instalações de uso comum de prédio ou conjunto de edificações; vi) iluminação em rodovias: solicitada por quem detenha concessão ou autorização para administração em rodovias; vii) semáforos, radares e câmeras de monitoramento de trânsito, solicitados por quem detenha concessão ou autorização para controle de trânsito.
- Rural: i) agropecuária rural; ii) agropecuária urbana; iii) residência rural; iv) cooperativa de eletrificação rural; v) agroindústria; vi) serviço público de irrigação rural; vii) escola agrotécnica: estabelecimento de ensino direcionado à agropecuária; viii) aquicultura.
- Poder Público: i) iluminação pública; ii) serviço público; iii) consumo próprio.

Os Grupos Tarifários são classificações fixas das unidades consumidoras que servem para separar e organizar os consumidores conforme a tensão utilizada. Dessa forma, isso possibilita um melhor ajuste dos preços aos perfis de consumo dos contratantes. Os grupos tarifários são definidos segundo a tensão de fornecimento e da potência instalada na unidade consumidora, e são divididos em: Grupo A e Grupo B. Compete às distribuidoras informar aos consumidores qual a tensão de fornecimento, em observância aos critérios estabelecidos pela ANEEL. De modo geral, as tensões de fornecimento são definidas em função da carga instalada e da demanda a ser contratada na unidade consumidora (Martins, 2014).

Grupo A - Unidades consumidoras da Alta Tensão (Subgrupos A1, A2 e A3), Média Tensão (Subgrupos A3a e A4), e de sistemas subterrâneos (Subgrupo AS). Modelo tarifário: **Horária Azul** e **Horária Verde**.

Grupo B - Unidades consumidoras da Baixa Tensão, das Classes Residencial (Subgrupo B1), Rural (B2), Demais Classes (B3) e Iluminação Pública (B4). Modelo tarifário:

- Convencional Monômio: 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.

2.2.2 Modalidades tarifárias do grupo A

As tarifas do Grupo A são aplicadas a consumidores atendidos por tensão superior a 2,3kV, ou atendidos em tensão inferior a 2,3kV a partir de sistema subterrâneo de distribuição. Uma característica da tarifa do Grupo A refere-se à aplicação de tarifa binômia, que implica a cobrança da energia elétrica consumida e da demanda contratada (De Barros, 2020).

A energia é cobrada pelo valor efetivamente consumido, mas a demanda possui uma regra de cobrança diferenciada. O consumidor deve contratar um valor de demanda, que será sua referência para cobrança. De acordo com a REN 1000/2021, caso a demanda máxima registrada seja inferior a demanda contratada a cobrança será: a demanda contratada multiplicada pela tarifa. Caso a demanda registrada seja superior à demanda contratada, será faturado o valor registrado multiplicado pela tarifa. Ou seja, o valor contratado da demanda será sempre cobrado pela concessionária mesmo que o uso seja inferior.

O Grupo A é dividido em duas modalidades tarifárias horárias (Verde e Azul), conforme Tabela 2.1. São aplicadas tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia e dos períodos do ano. A definição das tarifas são:

- **Horária Verde** - Modalidade tarifária estruturada para aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica de acordo com as horas de utilização do dia e os períodos do ano, bem como de uma única tarifa de demanda de potência. Nesta modalidade as tarifas são estabelecidas para o consumo (kWh) nos horários de Ponta e Fora de Ponta, sendo a demanda uma tarifa única (R\$/kW), sem diferenciação entre os citados horários. É aplicável apenas para tensão de fornecimento inferior a 69 kV. É indicada para as unidades consumidoras com capacidade de modulação do processo produtivo, ou seja, que permita uma sensível redução ou paralisação da produção ou

utilização da energia elétrica no horário de Ponta. O valor total da fatura de energia é composto por três parcelas: parcela de consumo de energia (na ponta e fora de ponta), parcela de demanda contratada e, caso exista, parcela de ultrapassagem de energia que é cobrada apenas quando a demanda medida ultrapassa 5% da demanda contratada, sendo que o valor da tarifa de ultrapassagem equivale a pelo menos duas vezes a tarifa de demanda.

- **Horária Azul** - Modalidade tarifária estruturada para aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica de acordo com as horas de utilização do dia e os períodos do ano, bem como de tarifas diferenciadas de demanda de potência de acordo com as horas de utilização do dia. É compulsória para unidades consumidoras superiores a 69 kV. Nesta modalidade as tarifas são estabelecidas para demanda (kW) e consumo (kWh) nos horários de Ponta e Fora de Ponta. É indicada para as unidades consumidoras que possuem processo produtivo contínuo e sem diferenciação na utilização da energia entre o segmento de Ponta e Fora de Ponta. Neste modelo a fatura é composta pelas parcelas de consumo, de demanda e de ultrapassagem que tem valores tarifários diferentes para o horário de ponta e fora de ponta. Neste caso, para a parcela de consumo, parcela de demanda contratada e para a parcela de ultrapassagem o cálculo é composto como sendo a soma dos produtos das tarifas em horário de ponta e em horário fora de ponta.

Tabela 2 – Cobrança de energia elétrica e demanda de potência das tarifas Verde e Azul – Grupo A.

	VERDE	AZUL
DEMANDA	ÚNICA	PONTA FORA DE PONTA
ENERGIA	PONTA FORA DE PONTA	PONTA FORA DE PONTA

Fonte: Adaptada de adaptado Barros, Borelli e Gedra (2020).

2.2.2.1 Postos tarifários Grupo A

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.

Os postos tarifários são definidos por distribuidora, no seu processo de revisão tarifária periódica (a cada 4 ou 5 anos), de acordo com a Resolução Normativa

(REN) nº 1.000/2021 (ANEEL, 2021b) e os Procedimentos de Regulação Tarifária (Protet). Os postos são definidos por área de concessão ou permissão. Contudo, existem exceções para algumas distribuidoras, as quais constam na Resolução que homologa a revisão tarifária da distribuidora. Os postos tarifários são aplicados aos dias úteis. Já nos fins de semana e feriados nacionais, todas as horas são consideradas como fora de ponta.

2.3 GD e os Aspectos Principais - Lei 14.300/2022 e REN 1059/2023

A crise energética brasileira é em grande parte pela dificuldade em trazer energia de longas distâncias para os grandes centros de consumo do país, a dificuldade de construir grandes usinas hidrelétricas e o preço financeiro e ambiental da geração provenientes de recursos fósseis. Com isso o Brasil precisou diversificar a matriz elétrica e aumentar a produção de energia a partir de fontes renováveis (biomassa, eólica e solar fotovoltaica). Essas mudanças permitem que a fonte geradora esteja mais próxima do consumidor final. Essa geração de energia elétrica próximo do centro de consumo é chamada de GD. O Ministério de Minas e Energia (MME) por meio de seus órgãos vinculados, tem promovido debates e editado legislações pertinentes para estimular investimentos na GD.

A GD pode ser definida como a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes conectados diretamente ao sistema elétrico de distribuição ou atendendo diretamente o consumidor que utilize geração proveniente de fontes renováveis (Brasil, 2004).

No Brasil um dos principais incentivos a GD é o sistema de compensação de energia elétrica – *Net Metering*. Esse sistema permite que os consumidores possam injetar na rede elétrica o excedente de energia elétrica produzidas pelo seu sistema que não consumidos na edificação onde está instalado. Quando isso ocorre, o consumidor recebe créditos a serem utilizados como abatimento nas faturas seguintes. Para que ocorra essa medição é necessário que esse sistema haja um medidor bidirecional. No próximo capítulo será retratado detalhadamente esse sistema.

Em 2022 o Brasil alcançou a marca de 15GW de potência instalada em GD, e próximo de alcançar 1,5 milhões de consumidores. Com os atuais 15 GW de potência instalada, a GD supera, por exemplo, a capacidade da usina de Belo Monte, no Pará, com 11,2 GW. Além disso, é suficiente para abastecer aproximadamente 6 milhões de residências, ou 24 milhões de pessoas. A GD nacional está dividida

entre as classes de consumo residencial (46,1%), comercial (31,4%), rural (13,9%) e industrial (7,4%). A GD por fonte solar é a mais presente no País, representando 98,1% do total; seguida por termoelétrica (1,1%), Central Geradora Hidrelétrica (CGH) (0,58%) e eólica (0,14%), (EPE, 2022).

A regulamentação do setor elétrico relacionado com a micro e miniGD tem sido construída desde 2010, a partir da consulta pública nº 015/2010 da Aneel (ANEEL, 2010), que buscou subsídios para redução dos empasses sobre essa geração.

Em abril de 2012, com a publicação da REN nº 482/2012 (ANEEL, 2012), a Aneel, estabeleceu as condições gerais para acesso da microgeração e miniGD as redes de distribuição e ao sistema de compensação de energia elétrica. Esse foi o primeiro marco relevante para o desenvolvimento da GD, haja visto que esta resolução estabelece as condições para que os consumidores possam fazer a compensação de seu consumo junto a distribuidora local, a partir da sua geração própria. Os pontos básicos da Resolução Normativa nº 482 são:

- A única possibilidade de utilização da geração própria é por meio do sistema de compensação do consumo a partir da geração realizada;
- Microgeração são fontes menor ou igual a 100kW de potência instalada que utilizam energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada;
- Minigeração são fontes acima de 100kW e de até 1MW que utilizam energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada;
- O sistema de compensação é facultado apenas quando a geração se dá no mesmo ponto da unidade consumidora ou em unidade consumidora com a mesma titularidade da unidade consumidora onde os créditos foram gerados;
- A compensação do consumo tem de ser realizada no prazo máximo de 36 meses.

Em 2015, a Aneel abriu a audiência pública para alteração da REN nº482, logo em novembro de 2015 foi publicada REN 687/2015 (ANEEL, 2015). Com a publicação desta resolução vários incentivos adicionais para a expansão da GD passaram a fazer parte do arcabouço regulatório. As principais alterações promovidas entre a RN 482 e RN 687 foram:

- Microgeração passou a ser considerada a geração com potência igual ou inferior a 75kW, porém para qualquer fonte renovável de energia elétrica, mantendo-se a possibilidade de inclusão da cogeração qualificada;
- Minigeração passou a ser considerada a geração com potência instalada superior a 75kW e inferior a 3MW para fonte hídrica ou menor que 5MW para as demais fontes renováveis e cogeração qualificada.
- Aumento do prazo para o uso dos créditos de energia. Antes, eram 36 meses. Agora, são 60 meses;

Com a RN 687/2015, além da geração no próprio ponto de conexão do consumo, passou a ser autorizada utilização de geração compartilhada, ou seja, a utilização por meio de consórcio ou cooperativa, de geração compartilhada pela reunião de consumidores, dentro da mesma área de concessão, composta por pessoa física ou jurídica que possua unidade consumidora como micro ou minigeração em local diferente das unidades consumidoras onde há geração de excedente.

Para os consumidores do Grupo A que desejem instalar um SFV as Resoluções 482 e 687 da ANEEL determinavam:

- O limite de potência do sistema fotovoltaico que pode ser instalado pelo cliente é igual ao valor da demanda contratada (potência) em kW;
- O consumidor sempre pagará a demanda contratada, independentemente de quanta energia consumir no mês;
- A compensação da energia elétrica injetada na rede da concessionária deve ocorrer primeiramente no posto tarifário em que ocorreu a geração. Em outras palavras: a compensação dos créditos de energia deve ser prioritariamente feita com o valor da energia no horário em que ela foi produzida. No caso dos sistemas fotovoltaicos a geração se dá durante o dia, no horário fora de ponta (período em que há mais luz solar). Isso é um pouco ruim para os sistemas fotovoltaicos, pois eles geram durante o dia (quando a energia é mais barata), mas gostaria de usar a energia compensada no horário da noite (quando se paga mais caro pela energia);
- A compensação da energia consumida no horário de ponta se dará somente após a compensação total da energia consumida no horário fora de ponta (posto tarifário no qual a geração de energia ocorreu). Essa compensação será feita de acordo com o fator de correção dado pelas tarifas de energia no horário de ponta e fora de ponta (TE Ponta / TE Fora Ponta);
- Consumidores livres – consumidores que comprem energia no Mercado Livre não podem participar do sistema de compensação de energia. Isso não os impede de instalar um sistema fotovoltaico, mas as regras e variáveis são outras.

No dia 07/01/2022, foi publicada a Lei n.º 14.300 (Brasil, 2022), considerada o Marco Legal da GD, que trouxe inovações institucionais como o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS). A importância do Marco Legal para Micro e Minigeração de Distribuída é visto pois: i) oferece maior segurança jurídica e estabilidade regulatória; ii) garante investimentos feitos anteriormente e dá melhor visibilidade para retornos de investimentos futuros; iii) garante o direito do consumidor de gerar sua própria

energia e reduzir sua conta de luz; iv) reconhece a micro e miniGD como uma parte estratégica da política nacional de energia.

As principais disposições da Lei nº 14.300/2022 são as seguintes:

- **Limites de potência instalada da miniGD:** Conforme Art. 1º, IX e XIII), foram estabelecidos limites de potência instalada distintos para miniGD com fontes despacháveis e não despacháveis. De forma específica, mini GD com fontes despacháveis devem ter potência instalada maior que 75 kW ou menor ou igual a 5 MW; com fontes não despacháveis, por seu turno, devem ter a mesma potência mínima citada acima, mas não podem ultrapassar 3 MW.
- **Fontes despacháveis:** Conforme Art. 1º, IX, são consideradas fontes despacháveis a hidrelétrica, cogeração qualificada, biomassa, biogás e fotovoltaica, com baterias com capacidade de armazenamento de, no mínimo, 20% da capacidade de geração mensal da central geradora que possam ser despachadas local ou remotamente.
- **Direito adquirido e período de transição:** Conforme Art. 26, I e II, um dos pontos centrais da Lei é o direito adquirido – sobretudo das unidades consumidoras já participantes do SCEE – e os períodos de transição da Lei. As regras atualmente vigentes da REN 482 seguirão aplicáveis até o final de 2045 às unidades consumidoras com GD i) existentes na data de publicação da Lei, ou ii) que protocolam solicitação de acesso na distribuidora em até 12 meses contados da referida data. O faturamento destas unidades se dará pela incidência das componentes tarifárias somente na diferença positiva entre a energia consumida e a soma da energia injetada no mês.
- **Novo regime tarifário das unidades consumidoras participantes do SCEE:** Concluído o período de transição, as unidades consumidoras participantes do SCEE serão faturadas pela incidência, sobre a energia elétrica ativa consumida da rede de distribuição e sobre o uso ou demanda, das componentes tarifárias não associadas ao custo da energia elétrica e todos os benefícios ao sistema elétrico propiciados pelos sistemas de GD serão abatidos.
- **Contratação de serviços ancilares de GD:** Conforme Art. 23, as distribuidoras poderão contratar a prestação de serviços ancilares por parte dos micros e minigeradores distribuídos, de fontes despacháveis ou não, os quais serão remunerados segundo regulamentação da ANEEL. Em linhas gerais, os serviços ancilares garantem o melhor funcionamento do sistema elétrico. Consoante a Lei, tais serviços visam a melhorar a eficiência e capacidade, reduzir os investimentos pelas distribuidoras e o acionamento termelétrico nos sistemas isolados.

- **Não incidência das bandeiras tarifárias sobre os excedentes:** As bandeiras tarifárias, que exercem a função de indicadores dos custos atuais de geração ao consumidor por meio da tarifa, incidirão apenas sobre o consumo de energia elétrica ativa a ser faturado, e não sobre a energia excedente que foi compensada.
- **Chamadas públicas de comercialização de excedentes:** Conforme Art. 24, a Lei também inovou ao prever que as distribuidoras poderão realizar chamadas públicas com vistas ao credenciamento de interessados em comercializar, nas suas áreas de concessão, os excedentes de energia elétrica oriundos dos sistemas de GD para a posterior compra de tais excedentes.
- **Custo de disponibilidade:** Conforme Art. 16, §§ 1º e 2º, o custo de disponibilidade continua com os valores mínimos referência 30, 50 ou 100 kWh, isso para consumidores do Grupo B. Para consumidores que protocolarem a solicitação de acesso após 12 meses, contados da publicação da Lei, o custo de disponibilidade será pago caso o consumo seja inferior ao consumo mínimo faturável determinado pela ANEEL. Para consumidores do grupo B com micro GD local de até 1,2 kW de potência instalada, será reduzido até 50% o custo de disponibilidade aplicável aos demais consumidores equivalentes.
- **Grupo B optante:** Conforme Art. 11, § 1º, as unidades consumidoras do Grupo A com GD local, cuja potência nominal dos transformadores seja igual ou inferior a 1,5 do limite permitido para ligação de consumidores do Grupo B, poderão optar por faturamento idêntico às unidades conectadas em baixa tensão.
- **Instalações de iluminação pública no SCEE:** A rede pública municipal de iluminação poderá ser participante do SCEE, sendo considerada uma unidade consumidora com micro ou miniGD caso atenda aos requisitos regulamentares da ANEEL.

Destaca-se também, na lei 14.300/2022 a inclusão de novos institutos jurídicos de reunião de consumidores de geração compartilhada, a apresentação de garantia de fiel cumprimento para os interessados em instalar novos sistemas de miniGD, a impossibilidade de comercializar parecer de acesso e orçamento prévio (documento que autoriza a conexão da rede GD a rede da concessionária) e a criação do Programa de Energia Renovável Social (PERS) que visa democratizar o acesso às energias renováveis (Brasil, 2022).

No dia 07/02/2023, a Aneel publicou a Resolução Normativa 1059/2023 que regulamenta a lei 14.300/2022 (ANEEL, 2023). Ela aprimora as regras para a conexão e o faturamento de centrais de microgeração e miniGD em sistemas de distribuição de energia elétrica, bem como as regras do Sistema de Compensação de

Energia Elétrica. Além disso, estabelece: i) direitos dos consumidores; ii) procedimentos para conseguir o acesso com GD; iii) faturamento da GD pelas distribuidoras de energia.

Para consumidores do Grupo A as mudanças advindas da REN 1059/2023 foram poucas e em alguns casos benéficas. Com a REN 1059/2023 consumidores do Grupo A com Mini GD a tarifa de referência para faturamento da demanda contratada Montante de Uso do Sistema de Distribuição (MUSD) passa a ser a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição aplicável a central geradora (TUSDG). No modelo antigo o consumidor pagava pela TUSD Carga que é a Demanda Contratada referente a potência necessária para alimentar a carga da UC. A tarifa da TUSDG para as usinas de micro e minigeração possui um valor até 50% menor que a TUSD Carga. Outra mudança da REN 1059/2022 para o Grupo A é a cobrança do Fio B (TUSD Fio B) como mencionado o Fio B é uma tarifa vinculada a utilização da infraestrutura da rede de distribuição da concessionária de energia. No modelo antigo o cliente do Grupo A da GD pagava apenas pela Demanda Contratada.

2.4 Sistema de compensação de energia elétrica

A GD no Brasil tem como base o *net-metering*, no qual o consumidor-gerador, após descontado o seu próprio consumo, recebe um crédito na sua conta pelo saldo positivo de energia gerada e injetada na rede (sistema de compensação de energia). Sempre que existir esse saldo positivo, o consumidor recebe um crédito em energia (em kWh) na próxima fatura e tem até 60 meses para utilizá-lo. Além de o consumidor utilizar os créditos para abater o consumo da unidade onde a central geradora está instalada, ele também pode abater o consumo de outras unidades consumidoras atendidas pela mesma concessionária de energia previamente cadastradas.

A Lei 14.300/2022 (Marco Legal da GD), estabelece um sistema de compensação parcial, onde será necessário pagar o Fio B (custo da utilização da infraestrutura da rede de distribuição, definido pela concessionária de energia e validado pelo ANEEL), referente a distribuidora de energia. O escalonamento sobre o Fio B para geração junto a carga e/ou auto consumo remoto até 500kW será da seguinte forma, conforme art. 27 da Lei 14.300/2022: 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. De acordo com a REH 3169/2022 para consumidores do Grupo A, a cobrança do Fio B

ocorre apenas na modalidade tarifária VERDE no horário de PONTA, ou seja, não há cobrança do Fio B para modalidade tarifária AZUL e para consumo na FORA PONTA da modalidade tarifária VERDE (Brasil, 2022).

Em 29 de Dezembro de 2022 foi publicada a Resolução homologatória nº 3.169 que tem o objeto publicar os percentuais de redução para aplicação da regra de transição disposta no art. 27 da Lei n. 14.300/2022 sobre a energia do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE). A REH 3169/2022 traz as informações necessárias para calcular o Fio B. Resumidamente, a REH 3169/2022 possui anexos referente a cada concessionária de energia informando o valor da porcentagem da tarifa TE e TUSD que será descontado do faturamento do consumo associado ao SCEE, isso a depender da sua classificação (GD I, GD II, e GD III), levando em consideração o grupo, subgrupo, modalidade, posto tarifário e outros.

Um ponto importante na compensação de energia elétrica a partir da Lei 14.300/2022 e REN 1059/2023 é o fator de simultaneidade. Conforme já mencionado, foi incorporado a cobrança da tarifa do Fio B, mas essa cobrança acontece apenas sobre a geração fotovoltaica que é enviada a rede elétrica da concessionária, ou seja, a energia gerada e imediatamente consumida pela UC não contabiliza para o cálculo do Fio B.

Devido a cobrança do Fio B no Grupo A ocorrer apenas no horário de Ponta, o que ocorre, geralmente, em horário diferente da geração solar fotovoltaica - Geração Solar Fotovoltaica ocorre, principalmente das 6:00hr as 18:00hr e o Horário de Ponta é cobrado, geralmente, das 18:00hr as 21:00hr – o consumidor do Grupo A não pagaria pelo Fio B. Por isso o projeto da usina solar fotovoltaica deve maximizar o consumo simultâneo da energia gerada.

2.5 Avaliação de investimentos

A economia é o estudo de como utilizar os recursos limitados da sociedade para satisfazer as necessidades ilimitadas da população. A engenharia econômica é o estudo de como a sociedade e seus indivíduos escolhem o modo de utilizar os recursos (natural e humano) disponíveis de forma a maximizar seus benefícios (Saldanha, 2020).

A engenharia econômica, através de procedimentos estruturados e de técnicas de modelagem matemática com o emprego de teorias quantitativas e qualitativas, serve de ferramenta para a tomada de decisão e análises quanto a escolha do melhor projeto, escolha de equipamentos, escolha de pessoal (próprio ou terceirizado), escolha de momento para substituição e/ou aquisição de bens de capital e escolha

de aquisição de insumos. Essa abordagem pode ser feita pelo lado do investidor, sociedade e/ou qualquer membro envolvido no processo.

2.5.1 Indicadores de Rentabilidade

O estudo de viabilidade econômico-financeira consiste em analisar um projeto de investimento e verificar a capacidade de gerar riqueza para os empreendedores, bem como de ser capaz de captar os recursos para atender as necessidades de caixa ao longo do seu ciclo de vida (Saldanha, 2020).

O estudo de viabilidade de um projeto deve buscar o maior número de informações possíveis para apoiar a tomada de decisão. Na análise de viabilidade de um projeto de investimento pode calcular indicadores quantitativos para avaliar a viabilidade econômico-financeira, sendo os indicadores mais utilizados aqueles que consideram o valor do dinheiro no tempo: Fluxo de Caixa, Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Mínima de Atratividade (TMA), Taxa Interna de Retorno Modificada (TIRM) e *Payback* Descontado (Saldanha, 2020).

2.5.1.1 Fluxo de Caixa

O fluxo de caixa consiste em fazer o lançamento, no tempo, das futuras entradas e saídas financeiras do projeto. É necessário e importante elaborar as avaliações de projeções ou previsões dos cenários econômico-financeira que fazem parte do projeto. Os valores considerados no fluxo de caixa serão sempre estimativos, e nunca determinísticos ou absolutos verdadeiros.

2.5.1.2 TMA

A Taxa Mínima de Atratividade (TMA) é usualmente definida como a taxa de juros estabelecida pelo empresário/investidor com o objetivo de definir a remuneração mínima necessária para um projeto ser capaz de atrair investimento de seu capital (Saldanha, 2020).

Outra forma de definir a TMA é através do custo de oportunidade, ou seja, da rentabilidade prevista da alternativa de investimento para os recursos no caso de estes não serem aplicados no projeto.

A TMA, geralmente, é baseada a partir da taxa de aplicação e captação de recursos do mercado, como Selic, Certificado de Depósito Interbancário (CDI), e taxas vinculadas à inflação, e ainda as operações do tesouro direto.

2.5.1.3 VPL

O Valor Presente Líquido (VPL) é o método mais confiável de avaliação de viabilidade de um projeto de investimento, e consiste em calcular o valor presente dos fluxos de caixa futuros, descontados a uma taxa de desconto adequada que reflita o custo de capital da empresa ou taxa de retorno requerida (Saldanha, 2020). Quanto maior a taxa de retorno considerada, menor será o VPL do fluxo de caixa. Simplificando, quando VPL for positivo significa que o projeto irá cobrir o investimento inicial, sua remuneração pela taxa de retorno esperada, e ainda irá gerar recursos adicionais. Quando o VPL der negativo significa que o projeto não irá gerar recursos suficientes para cobrir o capital investido. Logo, o VPL é a riqueza adicional para seus investidores ou o aumento do valor da empresa (Saldanha, 2020).

O cálculo do VPL consiste em descapitalizar para a data inicial todas as entradas e saídas do caixa, utilizando a taxa de retorno desejada. Logo, o VPL é:

$$\text{VPL}(i) = -CF_0 \pm \frac{CF_1}{(1+i)^1} \pm \frac{CF_2}{(1+i)^2} \pm \frac{CF_3}{(1+i)^3} \pm \dots \pm \frac{CF_n}{(1+i)^n} \quad (2)$$

onde:

- $\text{VPL}(i)$ - Valor Presente Líquido calculado com a taxa de juros i em R\$;
- i - Taxa de juros utilizada no desconto" do fluxo de caixa em % (TMA);
- CF_0 - Investimento inicial na data 0" em R\$;
- $CF_1 \dots CF_n$ - Fluxo de caixa líquido referente a cada período em R\$;
- n - Duração do projeto ou prazo de análise (podendo ser em meses ou anos).

O VPL é calculado considerando o fluxo de caixa elaborado a partir dos cenários propostos e projeções futuras do projeto de investimento. Conforme a análise é aprofundada e os cenários e projeções vão sendo corroborados, de acordo com a TMA definida pelo investidor, o VPL vai adquirindo robustez e se aproximando de um valor real.

2.5.1.4 TIRM – Taxa Interna de Retorno Modificada.

A Taxa Interna de Retorno Modificada (TIRM) é uma técnica de avaliação de projeto de investimento que corresponde à taxa de desconto que é igual ao valor presente das entradas de caixa na identificação da taxa com base em dado fluxo do projeto, conforme (Macedo e Corbari, 2016).

O método da Txa Interna de Retorno (TIR) é, provavelmente, o mais utilizado na avaliação de projetos de investimento. A TIR consiste na determinação

da taxa de juros que, aplicada ao fluxo de caixa, resulta num valor presente líquido igual a zero. A taxa mínima de atratividade é única por projeto e indica o limite máximo de lucratividade do projeto (Saldanha, 2020).

A TIR apresenta algumas “falhas” como o financiamento de capital e do reinvestimento dos lucros, e da possibilidade de existirem múltiplas soluções para a TIR, ou de inexistir uma solução real. Por isso é comum a utilização da TIRM. A TIRM é determinada por meio da descapitalização dos investimentos negativos, para o início dos fluxos de caixa, utilizando uma taxa de financiamento compatível com as taxas de mercado, e os fluxos de caixa de recursos positivos são capitalizados para o fim do fluxo de caixa, utilizando-se uma taxa de reinvestimento também compatível com as taxas de mercado. Segundo (Saldanha, 2020) a equação da TIRM é:

$$\left(\sum_{k=0}^t \frac{CF_k^-}{(1 + i_{\text{finan}})^k} \right) \cdot (1 + \text{TIRM})^t = \sum_{k=0}^t CF_k^+ \cdot (1 + i_{\text{reinv}})^{t-k} \quad (3)$$

onde:

TIRM - Taxa interna de retorno modificada em %;

CF_k^- - Fluxos de caixa negativos (receita < despesas) no período k em R\$;

CF_k^+ - Fluxos de caixa positivos (receita > despesas) no período k em R\$;

t - Tempo de vida do projeto em período estimado em anos;

i_{finan} - Taxa de juros de financiamento em %;

i_{reinv} - Taxa de juros de reinvestimento em %;

2.5.1.5 *Payback* simples e descontado

O *Payback* Simples é o método mais antigo utilizado na avaliação de projetos de investimento de capital e é definido como o tempo (dias, meses, anos) em que se leva para recuperar o investimento realizado, em outras palavras, é o tempo que o investimento levará para zerar o fluxo acumulado (Severo, 2017).

O *Payback* está relacionado ao tempo, logo quanto maior for o período para recuperação do investimento, maior será o grau de incerteza. Dito isso, os projetos com menor prazo de retorno possuem uma avaliação positiva e possuem maior chance de serem aprovados.

No *Payback* descontado, diferente do *Payback* simples, é considerado o valor do dinheiro no tempo, a partir da determinação do tempo necessário para a recuperação do capital devidamente remunerado pela TMA ou pelo custo do capital a ser empregado no projeto. O cálculo do *Payback* descontado conforme (Saldanha, 2020) é:

$$\sum_{k=0}^n \frac{CF_k}{(1+i)^k} \geq 0 \quad (4)$$

onde:

- n - prazo em que o fluxo de caixa acumulado, considerando uma taxa de desconto, torna-se positivo;
- i - taxa de juros de remuneração do capital em %;
- CF_k - fluxo de caixa líquido referente ao período k em R\$.

2.5.2 Análise de sensibilidade

Segundo Saldanha (2020) para que o projeto de investimento seja considerado completo é necessário avaliar as incertezas do projeto no que diz respeito às estimativas e projeções utilizadas na elaboração do fluxo de caixa.

A análise de sensibilidade é a avaliação da exposição ao risco, a partir de alterações no comportamento das variáveis e parâmetros que fazem parte do fluxo de caixa e logo, a verificação do seu impacto no resultado econômico analisando o VPL, TIR e até mesmo o *Payback*.

Resumidamente a análise de sensibilidade A análise de sensibilidade univariada consiste em alterar uma única variável por vez, mantendo as demais constantes, e observar o impacto dessa mudança sobre o resultado. Esse método permite identificar a sensibilidade de cada variável isoladamente, mas não considera as interações entre elas.

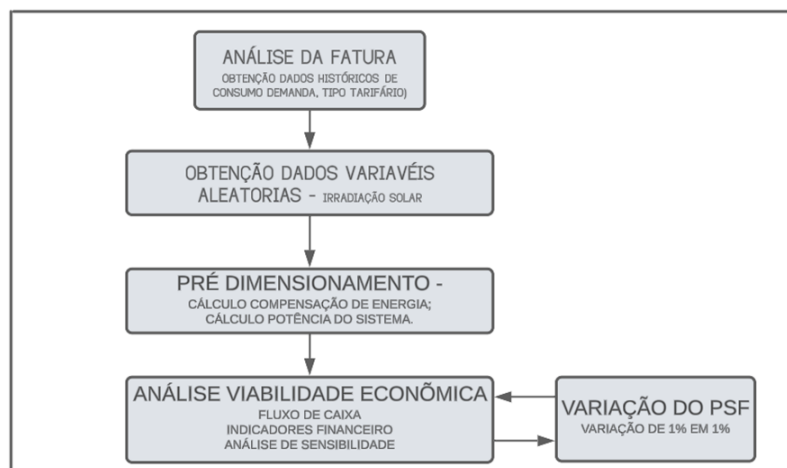
METODOLOGIA

O trabalho desenvolvido é uma pesquisa aplicada, baseada na análise de leis, regulamentações, normas técnicas do setor energia solar fotovoltaico e na análise da demanda e consumo contratado de unidades de consumo do grupo A, com objetivo de desenvolver uma metodologia para dimensionar e determinar a potência do Gerador Fotovoltaico que retornará o melhor investimento aos consumidores do Grupo A.

Um estudo técnico e econômico para instalação completa de um SFV envolve as fases de: i) análise da fatura ii) pré-dimensionamento iii) análise técnica da edificação e iv) dimensionamento do sistema (inversor, painéis, arranjo elétrico e físico). Para atingir os objetivos este estudo abordará as duas primeiras fases com foco principal na análise econômico-financeira.

Logo, a metodologia seguirá os seguintes passos: i) análise da demanda contratada junto a concessionária de energia ii) análise do contrato do tipo tarifário, tarifa horária verde ou azul (tarifa ponta e fora ponta) iii) análise do consumo anual da unidade consumidora, (consumo na ponta e fora de ponta) iv) cálculo da potência do gerador fotovoltaico v) avaliação econômico-financeiro do projeto. A Figura 5 apresenta o fluxograma geral da metodologia proposta.

Figura 5 – Fluxograma geral da metodologia proposta



Fonte: Diogo Sileiran Ramos Leite.

3.1 Análise da fatura

A análise da fatura consiste na extração das informações contidas na fatura - valores da TUSD e TE, valor da demanda contratada, o tipo tarifário contratado (horária verde ou azul), dados históricos do consumo mensal da unidade consumidora. Essas informações são processadas e posteriormente utilizadas no pré-dimensionamento do sistema solar fotovoltaico. Esses dados são coletados e armazenados para processamento nas equações matemáticas correspondentes.

3.2 Obtenção dos dados históricos – Irradiação Solar

Os dados das variáveis aleatórias (irradiação solar) são extraídos das medições do banco de dados do programa SunData oferecido pelo Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (CRE-SESB) (CREBESP, 2023), que é uma organização que provê informações sobre recursos de energias solar e eólica, encontrados no endereço eletrônico: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata&>. Esses dados são coletados e armazenados para processamento nas equações matemáticas correspondentes.

3.3 Pré-Dimensionamento

O próximo passo do estudo, após realizado o levantamento dos dados climáticos e consumo anual, é realizar o pré-dimensionamento do sistema fotovoltaico. Será calculada a energia de compensação e a potência de pico técnica do sistema.

3.3.1 Compensação de energia

O primeiro passo no dimensionamento é calcular a energia de compensação, ou seja, a energia necessária para abater a fatura de energia do cliente/projeto.

Para consumidores do Grupo A existe uma diferença da tarifa de energia entre os horários de ponta e fora de ponta. Como a geração pelo sistema fotovoltaico se dá no período do dia, ou seja, no horário fora de ponta, e segundo o Caderno Temático de Micro e Minigeração Distribuída disponibilizado pela ANEEL deve-se aplicar um Fator de Correção (FC) para compensação da energia consumida também no horário de ponta (ANEEL, 2014).

O fator de correção (FC) para compensação no horário de ponta é calculado conforme a equação 5:

$$FC = \frac{TE_{\text{Ponta}}}{TE_{\text{Fora Ponta}}} \quad (5)$$

onde:

- FC - Fator de Correção;
- TE_{Ponta} - Tarifa de Energia na Ponta em R\$;
- $TE_{\text{Fora Ponta}}$ - Tarifa de Energia Fora Ponta em R\$.

As tarifas de energia TE Ponta e Fora Ponta podem variar entre as concessionárias de energia elétrica. Com o valor de FC é possível definir a geração de energia necessária do SFV. Essa é a geração que, matematicamente, iguala a potência consumida da UC, ou seja, a energia que compensa o consumo da UC. Para utilização na equação é utilizado o termo Geração Necessária (GN), que será o consumo médio mensal, considerando o fator de correção (FC) para compensação no horário de ponta, conforme a equação 6:

$$GN = \text{Consumo médio fora de ponta} + (FC \cdot \text{Consumo médio na ponta}) \quad (6)$$

onde:

- GN - Geração Necessária em kWh/mês.

O cliente do Grupo A ao celebrar o contrato de fornecimento de energia, paga pela demanda contratada, em kW, que é um valor fixo, e pela energia realmente consumida, que é o valor que pode variar mensalmente. A Demanda Contratada (DC) um fator importante para consumidores do Grupo A que desejam instalar um SFV.

De acordo com a REN 1059/2023 o consumidor não é obrigado a equiparar a demanda contratada com a potência do sistema solar fotovoltaico instalado, ou seja, o consumidor não é obrigado a aumentar a demanda contratada a fim de instalar um sistema solar com potência maior que a potência da demanda já contratada. O consumidor irá pagar pela Demanda Carga (MUSD_c) realmente necessária para o funcionamento do estabelecimento mais o pagamento da demanda da geração equivalente à potência do sistema FV menos a Demanda Carga (ANEEL, 2023). A Equação 7 demonstra o elucidado acima.

$$\text{Custo Demanda GD} = (MUSD_c \cdot TUSD_c) + ((MUSD_g - MUSD_c) \cdot TUSD_g) \quad (7)$$

onde:

- $MUSD_c$ - Montante de uso do Sistema de Distribuição da Carga em kVA;
- $MUSD_g$ - Montante de uso do Sistema de Distribuição da Geração FV em kVA;
- $TUSD_c$ - Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição referente à carga em R\$;
- $TUSD_g$ - Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição aplicada à central geradora em R\$.

3.3.2 Potência de Pico/Potência do Sistema

Será calculado a Potência do Sistema Fotovoltaico (PSF), essa é a potência gerada pelo SFV necessária para “zerar” a fatura de energia tanto no horário fora de ponta quanto no horário de ponta (quando não se produz energia fotovoltaica). O valor encontrado é o marco zero para realizar as variações na PSF a fim de determinar a potência que melhor atende os requisitos do projetista/consumidor. A equação da PSF é definida por:

$$PSF = \frac{\left(\frac{GN}{30} \cdot \text{Irradiância STC}\right)}{\text{Irradiância diária} \cdot PR} \quad (8)$$

onde:

- PSF - Potência do Sistema Fotovoltaico em kWp;
- GN - Geração Necessária em kWh/mês;
- Irradiância STC - Potência da radiação luminosa em condições padrões (1 kW/m²);
- Irradiância diária - Irradiação no plano dos módulos (média anual diária) em kWh/m².dia;
- PR - Performance Ratio.

A PR é dada em porcentagem e é a relação entre o rendimento real e o teórico. Um valor de 100% para a PR significa a não existência de nenhuma perda durante a operação do sistema fotovoltaico, o que é inatingível na realidade. O estudo utiliza uma PR de 70%.

3.3.3 Geração de energia estimada do SFV

A geração de energia estimada do SFV é definida como Geração Solar Fotovoltaica (GSFV) e é utilizada no fluxo de caixa como a receita do projeto, ou seja, é o valor que possibilita o abatimento da fatura. A geração de energia (kWh) estimada mensal e é obtida através do cálculo reverso da potência pico (kWp), ou seja,

$$GSFV = PSF \cdot \text{Irradiância diária} \cdot PR \cdot 30 \quad (9)$$

onde:

- *PSF* - Potência do Sistema Fotovoltaico em kWp;
- *GSFV* - Geração Solar Fotovoltaica em kWh/mês;
- Irradiância diária - Irradiação no plano dos módulos (média anual diária) em kWh/m².dia;
- *PR* - Performance Ratio.

3.4 Análise Viabilidade Econômica

A análise econômica do estudo é realizada através da obtenção dos custos do investimento inicial, operação e manutenção do SFV. O valor do investimento inicial será pela Potência de Pico (PSF) multiplicado pelo R\$/Wp fornecido pelos estudos estratégicos da Greener (Greener, 2023). A análise econômica será possível pela avaliação dos indicadores financeiros (VPL, TIRM e Payback descontado).

A receita em um sistema de GD é o valor descontado da fatura de energia elétrica, que é o valor que o cliente deixa de pagar por estar gerando sua própria energia, ou seja, a economia financeira. Os créditos acumulados (excedente de geração) não podem ser comercializados, mas podem ser utilizados para equilibrar a geração e consumo nos meses em que a produção do SFV for menor que o consumo da residência. Ao injetar energia na rede da concessionária sua fatura de energia pode ser reduzida e ter o valor do consumo zerado, sendo cobrado apenas as taxas fixas e impostos, a depender da produção de energia.

O pré-dimensionamento do SFV fornece o valor da Potência de Pico (PSF) inicial, o marco zero, a partir desse valor são realizadas variações de 1% na potência inicial até uma potência 120% maior e variações de 1% até uma potência 98% menor que a potência técnica (marco zero), obtendo assim 219 valores de PSV que multiplicados ao valor médio em R\$ do kWp encontra-se os valores do investimento inicial do projeto para os 219 cenários. Após, realiza-se o fluxo de caixa para os 219 cenários e procede com a análise financeira para validar o projeto. No fluxo de caixa a receita é a compensação de energia na fatura e os custos são o investimento inicial, manutenção e operação e perdas.

Para poder elaborar o fluxo de caixa e calcular o VPL, TIRM e Payback descontado é necessário estimar a receita do sistema instalado e o investimento inicial com a instalação do sistema, além dos custos e despesas que são provenientes da manutenção do sistema, perdas energéticas e a inflação no custo da fatura.

A receita do sistema é a economia financeira devido a instalação do SFV. O investimento inicial será calculado usando como base o valor de R\$ 3,73/Wp que é o valor estimado pelo estudo estratégico Greener de 2021 para o cliente final com 500kWp (Greener, 2023).

Para determinar a receita do sistema é necessário obter o consumo de energia elétrica da UC que é obtido através da fatura de energia fornecida pela concessionária Equatorial/Goiás. Então são calculados a “energia fornecida pela Rede” e o “crédito gerado”, que são a subtração entre a geração do sistema solar e o consumo da UC no mês, logo, se o consumo for maior que a geração do SFV a UC irá consumir energia da concessionária, e se a geração for maior que o consumo, um crédito de energia será gerado, “crédito gerado”. O crédito gerado pode ser utilizado, “crédito utilizado”, para abater o valor consumido da UC. O valor do crédito utilizado é a subtração da “energia fornecida pela rede” pelo “saldo de crédito” o saldo de crédito que é a somatória dos créditos gerados e não utilizados (excesso de geração). Só haverá compensação de energia se um crédito for gerado (geração > consumo) e/ou houver saldo de crédito. Os valores da “energia fornecida pela rede”, “crédito gerado” são obtidos pelas equações (5), (6), (7) e (8).

O custo em relação a demanda será a Demanda Carga (MUSDc) realmente necessária para o funcionamento do estabelecimento mais o pagamento da demanda da geração equivalente à potência do sistema FV menos a Demanda Carga. Os valores da TUSDc e TUSDg são obtidos através da REH N° 2.693 de 23 de Outubro de 2021 (ANEEL, 2021a).

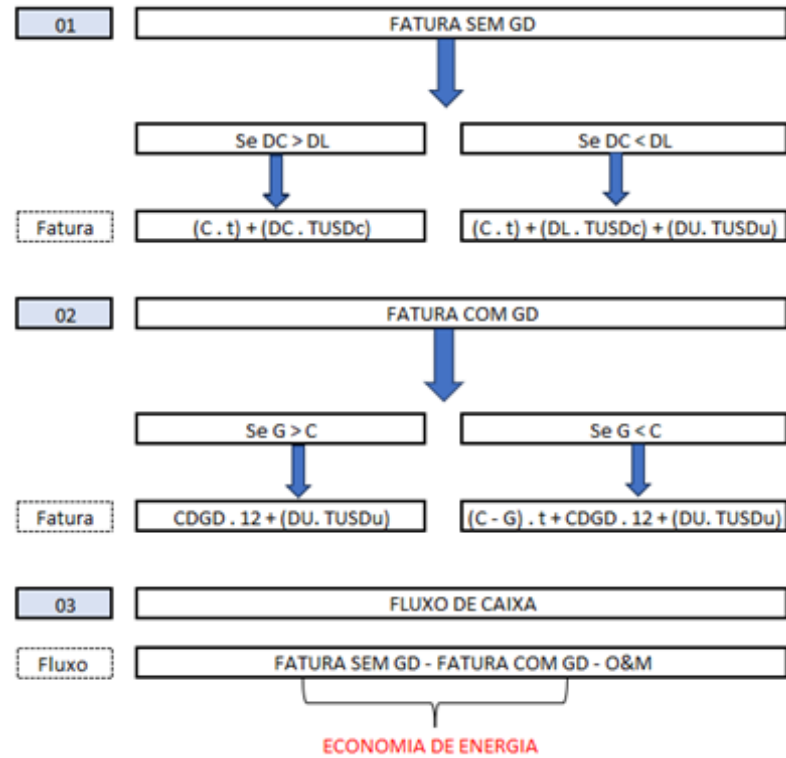
Além do custo da demanda, tem-se o custo de O&M (Operação e Manutenção) que foi estipulado um valor de 0,5% do valor do investimento inicial. Além disso, determinou-se que partir do ano 5 a geração solar fotovoltaica tem uma redução na geração de energia de 0,5%/ano, já a tarifa total sofre um aumento de 8%/ano e a demanda tem um aumento de 5%/ano, com isso ao passar dos anos a produção de energia irá cair, o consumo ficará estável e as tarifas de energia iram aumentar, logo o cliente irá pagar um valor maior a concessionária. Esses valores foram estipulados considerando as principais práticas do mercado de energia solar. O fluxograma apresentado na figura 3.2 descreve o passo a passo para montar o fluxo de caixa.

Outro ponto importante a ser analisado na viabilidade econômica-financeira de um projeto de instalação de um sistema solar fotovoltaico é o impacto da Demanda Contratada no VPL.

A demanda contratada afeta o custo total da Fatura Sem GD e o custo da Fatura com GD. Ao solicitar uma ligação do Grupo A à concessionária, deve-se analisar cuidadosamente a demanda da UC, pois se o valor contratado for

ultrapassado o cliente irá pagar um valor dobrado de demanda (ANEEL, 2021a).

Figura 6 – Fluxograma Fluxo de Caixa



onde:

- C - Consumo de energia em kWh;
- G - Geração de energia Solar Fotovoltaica em kWp;
- DC - Demanda Contratada em kW;
- DL - Demanda Lida em kW;
- t - Tarifa de Energia em R\$;
- $TUSD_c$ - Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição referente à carga em R\$;
- DU - Demanda Ultrapassagem (Demanda Contratada – Demanda Lida) em kW;
- $TUSD_u$ - Tarifa de Ultrapassagem em R\$;
- $CDGD$ - Custo Demanda GD = $(MUSD_c \cdot TUSD_c) + ((MUSD_g - MUSD_c) \cdot TUSD_g)$ em R\$;
- $O\&M$ - Custo da Operação e Manutenção SFV em R\$.

Com o fluxo de caixa anual é possível calcular os indicadores financeiros (VPL, TIRM, *Payback* descontado) necessários para tomada de decisão quanto ao investimento na instalação do SFV.

É realizada uma análise de sensibilidade univariada, que é a medida do impacto de uma alteração em uma variável, enquanto as demais permanecem

constantes, para avaliação do projeto, com isso vários cenários serão gerados, com diferentes fluxos de caixas obtendo valores variados dos indicadores financeiros que indicaram qual o ponto do possível melhor retorno financeiro da potência instalada entre os cenários simulados. Os parâmetros financeiros avaliados para validar a implantação do SFV serão:

- I. Impacto do VPL x Potência instalada;
- II. Impacto do VPL x Custo de instalação;
- III. *Payback* x Potência instalada;
- IV. TIRM x Potência instalada.

A potência instalada é o principal parâmetro pois é a partir desta variável que são definidos todas as outras variáveis do projeto. O parâmetro do custo da instalação é importante, devido ser a variável de maior impacto na instalação ou não do projeto.

Com a análise de sensibilidade dos itens acima citados será possível verificar a potência instalada que fornece o melhor resultado econômico, sendo considerada como potência ótima de instalação.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Para validar a metodologia proposta neste trabalho avalia-se a viabilidade econômica do dimensionamento do SFV de 3 empresas do setor comercial e industrial localizados no estado de Goiás, que possuem faturamento de energia em alta tensão, ou seja, pertencentes ao Grupo A.

Por se tratar de uma metodologia voltada para a análise econômica e financeira não foram consideradas condições técnicas como local e área de instalação, disponibilidade para aumento de demanda, e outras variáveis técnicas.

4.1 Estudo de Caso 1 – Laticínio

O Estudo de Caso 1 foi realizado considerando a instalação de um sistema fotovoltaico em um laticínio localizado em Ipameri/GO com as seguintes coordenadas geográficas: 17,701°S 48,149°O.

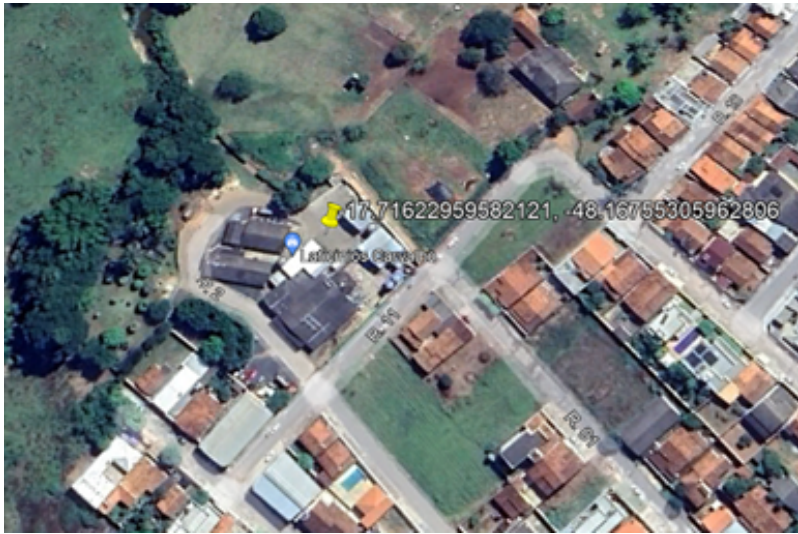
4.1.1 Caracterização, consumo e irradiância solar

A Figura 7 apresenta a vista pelo *Google Earth* da localização geográfica do empreendimento. O consumidor é uma indústria de laticínios, com tipo de ligação industrial trifásico, pertencente ao Grupo A4, optante da Tarifa Verde com demanda contratada de 112kW. O laticínio opera de segunda a sábado das 07:30hrs às 18:00hrs.

A Tabela 3 apresenta os valores da irradiação solar em três diferentes planos (18°N, 19°N, 13°N) para a localidade informada fornecidos pelo banco de dados do CRESEB.

Para o estudo proposto será considerado a inclinação de 18°N que corresponde ao ângulo igual a latitude. Observando a Tabela 3 verifica-se que a maior irradiância solar se dá no mês de Agosto e a menor irradiância solar ocorre em Novembro. Com isso, pode-se estimar que a geração fotovoltaica será maior em Agosto e menor em Novembro.

Figura 7 – *Estudo de Caso 1. Imagem de satélite da localização do empreendimento*



Fonte: *Google Earth* 2024

Tabela 3 – *Estudo de Caso 1. Irradiação solar no Plano Inclinado.*

		Irradiação solar diária média mensal [kWh/m².dia]												
Ângulo	Inclinação	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média
Ângulo igual a latitude	17° N	5,23	5,54	5,21	5,60	5,55	5,47	5,71	6,43	5,65	5,46	5,03	5,14	5,50
Maior média anual	19° N	5,19	5,51	5,20	5,61	5,59	5,51	5,75	6,46	5,65	5,44	5,00	5,11	5,50
Maior mínimo mensal	11° N	5,39	5,65	5,23	5,50	5,36	5,23	5,47	6,26	5,63	5,54	5,18	5,33	5,48

Fonte: CREBESP (2023).

A Tabela 4 apresenta o histórico de consumo do laticínio entre os meses de Janeiro/2022 a Dezembro/2022. Já a Tabela 5 apresenta o histórico da demanda do laticínio.

Analisando a Tabela 4 verifica-se que o consumo médio do empreendimento é de 47194,80kWh/mês (considerando a soma do consumo médio na ponta, fora-ponta e horário reservado). Logo, o sistema solar fotovoltaico pode ser projetado para compensar essa média de consumo.

Em relação a Tabela 5 pode-se verificar que em todos os meses analisados a demanda lida (faturada) é maior que a demanda contratada, com isso gerando um custo extra na fatura de energia.

A Tabela 6 apresenta os valores das tarifas de consumo FP e P, parcela TE FP e parcela TE P, parcela da demanda e parcela TE HR (Horário Reservado).

A fatura de energia do empreendimento analisado no mês de Dezembro/2022 foi de R\$ 32.229,50. Além dos produtos acima também entram no cálculo da fatura o valor da tarifa amarela e vermelha, contribuição iluminação pública, demanda de ultrapassagem e UFER HR.

Tabela 4 – *Estudo de Caso 1. Histórico de Consumo.*

PERÍODO	CONSUMO LIDO (kWh)				CONSUMO FATURADO kWh
	PONTA	FORA PONTA	HOR. RES.	FP+HR	
janeiro/22	4.399,14	40.426,00	11.638,87	52.064,87	56.464,01
fevereiro/22	3.911,11	40.525,93	11.641,43	52.167,36	56.078,47
março/22	3.466,75	34.565,56	9.886,12	44.451,68	47.918,43
abril/22	3.557,77	34.896,12	9.465,87	44.361,99	47.919,76
maio/22	2.893,26	36.105,62	8.815,00	44.920,62	47.813,88
junho/22	2.937,77	34.798,75	8.399,87	43.198,62	46.136,39
julho/22	3.022,18	33.394,50	9.112,25	42.506,75	45.528,93
agosto/22	2.665,64	31.313,75	8.802,18	40.115,93	42.781,57
setembro/22	3.068,31	33.840,37	8.720,18	42.560,55	45.628,86
outubro/22	3.124,74	33.709,80	9.148,62	42.858,42	45.983,16
novembro/22	2.856,25	36.527,40	9.433,20	45.960,60	48.816,85
dezembro/22	2.662,08	31.773,00	832,20	32.605,20	35.267,28
TOTAL	38.565,00	421.876,80	105.895,79	527.772,59	566.337,59
MÉDIA	3.213,75	35.156,40	8.824,65	43.981,05	47.194,80

Fonte: Fatura de Energia – ENEL/GO..

4.1.2 Compensação de Energia

A unidade consumidora do Estudo de Caso 1 possui seu fornecimento de energia em média tensão 13,8kV, classificada no grupo A4 (tensão de fornecimento de 2,3kV a 25kV), cuja demanda contratada é 112kW.

Com os dados da Tabela 4.3 calcula-se que a média do consumo na ponta é 3213,75kWh/mês e a média do consumo fora ponta é 43981,05kWh/mês (para o consumo fora ponta foram considerados os valores médios de consumo fora ponta e horário reservado).

Utilizando a equação 5 e 6 calcula-se a geração fotovoltaica necessária para compensar o consumo da unidade consumidora. Primeiro calcula-se o FC utilizando a equação 5, logo, $FC = 1,60180711$;

Com o valor de FC calcula-se a geração de energia necessária para compensar o consumo de energia na ponta e fora ponta. Utilizando a equação 6 tem que $GN = 49128,86$ kWh/mês. Para efeito de cálculo e adequação a equação 7, o valor de GN será ajustado para a base de tempo diária, logo, o valor de GN será de 1637,63 kWh/dia.

Tabela 5 – *Estudo de Caso 1. Histórico de Demanda.*

PERÍODO	DEMANDA LIDA (kW)
POSTO ÚNICO	
janeiro/22	123,5125
fevereiro/22	122,0775
março/22	125,8700
abril/22	115,0050
maio/22	125,3575
junho/22	118,5925
julho/22	123,9225
agosto/22	106,8050
setembro/22	112,0325
outubro/22	125,4960
novembro/22	119,2800
dezembro/22	121,6320
MÉDIA	119,97

Fonte: Fatura de Energia – ENEL/GO.

4.1.3 Potência de Pico/Potência do Sistema

Através da equação 7 calcula-se a potência de pico do sistema fotovoltaico para produção de energia elétrica suficiente para compensar o consumo, fazendo assim a conta de energia “zerar”, ou seja, geração igual ao consumo. Pode-se calcular uma potência do sistema fotovoltaico com excesso de geração, injetando o excesso na rede da concessionária e gerando créditos de energia a serem utilizados na conta de energia no futuro ou em outras UC’s. Outra decisão é de calcular uma potência menor que o consumo, onde o consumidor irá pagar parte do consumo que não foi atendido pelo SFV.

Logo, utilizando a equação 7 encontra-se o valor da potência do sistema fotovoltaico necessário para “zerar” a fatura de energia $PS = 425,36\text{kWp}$. Sendo considerado o valor da irradiância solar diária média de $5,50\text{kWh/m}^2$, conforme Tabela 4, e valor de PR de 70% conforme (Pinto, 2018).

4.1.4 Geração de Energia Estimada do SFV

Através da equação 9 calcula-se a geração de energia mensal estimada do SFV. O fluxo de caixa do estudo é anual, logo o valor encontrado será multiplicado

Tabela 6 – *Estudo de Caso 1. Dados Faturamento.*

DADOS DE FATURAMENTO	
PRODUTO	TARIFA (R\$)
CONSUMO FP	0,1786
CONSUMO P	1,88925
CONSUMO HR	0,1786
DEMANDA	29,40749
PARCELA TE FP	0,34973
PARCELA TE P	0,5602
PARCELA TE HR	0,34973

Fonte: Fatura de Energia – ENEL/GO.

por 12 (meses do ano) para se encontrar o valor anual. Com isso, o GSFV para uma potência de pico de 425,36kWp é de 589.724,93 kWh/ano.

A tabela 7 apresenta os valores da compensação de energia elétrica, crédito gerado, energia faturada e a economia de energia para a potência de pico de 425,36kWp.

4.1.5 Viabilidade Econômica e Análise de Sensibilidade Financeira

A Tabela 8 apresenta os valores estimados da geração fotovoltaica para uma potência pico de 425,36kWp que é a potência calculada que irá “zerar” a fatura de energia elétrica.

Com isso, tem-se uma economia de energia anual de 555,38 MWh/ano. A partir dessas informações é possível elaborar o fluxo de caixa e calcular os valores do VPL, TIRM e *Payback* descontado.

A Tabela 8 apresenta o fluxo de caixa para o cenário 01 (425,36 kWp instalados). O Fluxo de Caixa foi montado para um projeto de 25 anos que é a estimativa de vida útil dos módulos fotovoltaicos. Utilizando o valor de R\$ 3,73/Wp, tem-se um valor de investimento inicial de R\$ 1.586.592,80. Os clientes do Grupo A possuem a tarifa na ponta e fora ponta. A tarifa para o estudo foi considerada um valor de tarifa total, que é a tarifa média ponderada. Essa tarifa é calculada multiplicando o consumo na ponta, fora ponta e horário reservado pelas suas respectivas tarifas, esses 3 valores são somados e divididos pela soma do consumo. O valor da tarifa total de energia elétrica cobrada pela concessionária de energia é de R\$ 0,66/kWh para o primeiro ano. A demanda anual é a soma da demanda faturada mensal, com isso tem que a demanda faturada para o primeiro ano é R\$

Tabela 7 – Estudo de Caso 1. Compensação de energia elétrica.

COMPENSAÇÃO DE ENERGIA - PS "ZERAR"										
MÊS	Geração (kWh)	Consumo (kWh)	Energia Fornecida (kWh)	Crédito Gerado (kWh)	Crédito Utilizado (kWh)	Saldo Crédito (kWh)	Energia Faturada (kWh)	Demanda Faturada (R\$)	Economia (kWh)	
janeiro/22	46.717,08	56.464,01	9.746,93	-	-	-	-9.746,93	6.493,04	46.717,08	
fevereiro/22	49.486,16	56.078,47	6.592,31	-	-	-	-6.592,31	6.493,04	49.486,16	
março/22	46.538,43	47.918,43	1.380,00	-	-	-	-1.380,00	6.493,04	46.538,43	
abril/22	50.022,11	47.919,76	-	2.102,35	-	2.102,35	-	6.493,04	47.919,76	
maio/22	49.575,48	47.813,88	-	1.761,60	-	3.863,95	-	6.493,04	47.813,88	
junho/22	48.860,88	46.136,39	-	2.724,49	-	6.588,44	-	6.493,04	46.136,39	
julho/22	51.004,69	45.528,93	-	5.475,76	-	12.064,20	-	6.493,04	45.528,93	
agosto/22	57.436,10	42.781,57	-	14.654,53	-	26.718,73	-	6.493,04	42.781,57	
setembro/22	50.408,73	45.628,86	-	4.839,87	-	31.558,60	-	6.493,04	45.628,86	
outubro/22	48.771,56	45.983,16	-	2.788,40	-	34.347,00	-	6.493,04	45.983,16	
novembro/22	44.930,57	48.816,85	3.886,28	-	3.886,28	-	-3.886,28	6.493,04	44.930,57	
dezembro/22	45.913,15	35.267,28	-	10.645,87	-	41.106,59	-	6.493,04	45.913,15	
Total	589.724,93	566.337,59	-	-	-	41.106,59	-	77.916,53	555.377,93	

Fonte: Diogo Sileiran Ramos Leite.

Tabela 8 – Estudo de Caso 1. Fluxo de Caixa.

Ano	Geração (kWh)	Consumo (kWh)	Tarifa	Demanda Contr.	Demanda + Geração	Fatura s/GD	Fatura c/GD	Economia	Investimento	O&M	Fluxo Anual	Fluxo Desc.	Resultado Acum.
0	-	-	-	-	-	-	-	-	-1.586.585,59	-	-1.586.585,59	-1.586.585,59	-1.586.585,59
1	589.546,28	566.337,59	0,66	47.993,03	83.562,54	373.301,13	83.562,54	289.738,59	-	7.932,93	281.805,67	248.835,03	-1.337.750,56
2	589.546,28	566.337,59	0,71	51.832,47	90.247,54	403.165,22	90.247,54	312.917,68	-	7.932,93	304.984,75	237.794,45	-1.099.956,12
3	589.546,28	566.337,59	0,77	55.979,07	97.467,34	435.418,44	97.467,34	337.951,10	-	7.932,93	330.018,17	227.207,79	-872.748,33
4	589.546,28	566.337,59	0,83	60.457,39	105.264,73	470.251,92	105.264,73	364.987,18	-	7.932,93	357.054,26	217.000,79	-655.687,54
5	589.546,28	566.337,59	0,90	65.293,98	113.685,91	507.872,07	113.685,91	394.186,16	-	7.932,93	386.253,23	207.339,03	-448.348,51
6	589.546,28	566.337,59	0,97	70.517,50	122.780,78	548.501,83	122.780,78	425.721,05	-	7.932,93	417.788,12	198.028,10	-250.320,40
7	589.546,28	566.337,59	1,05	76.158,90	132.603,24	592.381,98	132.603,24	459.778,74	-	7.932,93	451.845,81	189.113,61	-61.206,79
8	589.546,28	566.337,59	1,13	82.251,61	143.211,50	639.772,54	143.211,50	496.561,04	-	7.932,93	488.628,11	180.581,29	119.374,50
9	589.546,28	566.337,59	1,22	88.831,74	154.668,42	690.954,34	154.668,42	536.285,92	-	7.932,93	528.352,99	172.417,08	291.791,57
10	589.546,28	566.337,59	1,32	95.938,28	167.041,90	746.230,69	167.041,90	579.188,79	-	7.932,93	571.255,86	164.607,10	456.398,68
11	589.546,28	566.337,59	1,42	103.613,34	180.405,25	805.929,14	180.405,25	625.523,89	-	7.932,93	617.590,97	157.137,78	613.536,46
12	589.546,28	566.337,59	1,54	111.902,41	194.837,67	870.403,48	194.837,67	675.565,81	-	7.932,93	667.632,88	149.995,83	763.532,29
13	589.546,28	566.337,59	1,66	120.854,60	210.424,68	940.035,75	210.424,68	729.611,07	-	7.932,93	721.678,14	143.168,28	906.700,57
14	589.546,28	566.337,59	1,79	130.522,97	227.258,66	1.015.238,61	227.258,66	787.979,96	-	7.932,93	780.047,03	136.642,51	1.043.343,08
15	589.546,28	566.337,59	1,94	140.964,81	245.439,35	1.096.457,70	245.439,35	851.018,35	-	7.932,93	843.085,43	130.406,25	1.173.749,34
16	589.546,28	566.337,59	2,09	152.241,99	265.074,50	1.184.174,32	265.074,50	919.099,82	-	7.932,93	911.166,89	124.447,61	1.298.196,95
17	589.546,28	566.337,59	2,26	164.421,35	286.280,46	1.278.908,27	286.280,46	992.627,81	-	7.932,93	984.694,88	118.755,05	1.416.952,00
18	589.546,28	566.337,59	2,44	177.575,06	309.182,90	1.381.220,93	309.182,90	1.072.038,03	-	7.932,93	1.064.105,10	113.317,43	1.530.269,43
19	589.546,28	566.337,59	2,63	191.781,07	333.917,53	1.491.718,60	333.917,53	1.157.801,07	-	7.932,93	1.149.868,15	108.123,98	1.638.393,42
20	589.546,28	566.337,59	2,84	207.123,55	360.630,93	1.611.056,09	360.630,93	1.250.425,16	-	7.932,93	1.242.492,23	103.164,31	1.741.557,73
21	589.546,28	566.337,59	3,07	223.693,44	389.481,40	1.739.940,58	389.481,40	1.350.459,17	-	7.932,93	1.342.526,25	98.428,39	1.839.986,11
22	589.546,28	566.337,59	3,32	241.588,91	420.639,92	1.879.135,82	420.639,92	1.458.495,91	-	7.932,93	1.450.562,98	93.906,56	1.933.892,68
23	589.546,28	566.337,59	3,58	260.916,02	454.291,11	2.029.466,69	454.291,11	1.575.175,58	-	7.932,93	1.567.242,65	89.589,56	2.023.482,23
24	589.546,28	566.337,59	3,87	281.789,31	490.634,40	2.191.824,02	490.634,40	1.701.189,63	-	7.932,93	1.693.256,70	85.468,43	2.108.950,67
25	589.546,28	566.337,59	4,18	304.332,45	529.885,15	2.367.169,95	529.885,15	1.837.284,80	-	7.932,93	1.829.351,87	81.534,61	2.190.485,27
Total	14.738.657,03	14.158.439,75	-	3.508.575,25	6.108.917,81	27.290.530,12	6.108.917,81	21.181.612,31	1.586.585,59	198.323,20	19.396.703,52	3.777.070,87	16.777.989,12

Fonte: Diogo Sileiran Ramos Leite.

47.993,06. O valor da “fatura sem GD” é a multiplicação do consumo anual pela “tarifa total”, e a “fatura com GD” é o resultado da subtração da geração pelo consumo da UC multiplicado pela “tarifa total” e somado ao custo da demanda. Para Operação e Manutenção (O&M) foi estipulado um valor de 0,5% do valor do investimento inicial. A tarifa total sofre um aumento de 8%/ano e a demanda tem um aumento de 8%/ano, como as tarifas de energia iram aumentar, logo o cliente irá pagar um valor maior a concessionária. Esses valores foram estipulados considerando as principais práticas do mercado de energia solar.

O fluxo de caixa anual é montado pela “economia financeira” adquirida pela instalação do SFV subtraído a demanda adicional e a operação e manutenção (O&M) do sistema. O Fluxo de Caixa não é suficiente para determinar o valor do investimento, é necessário o cálculo do Fluxo de Caixa futuro, com isso é calculado o Fluxo de Caixa Descontado que considera uma taxa no valor de 13,25%/ano que é a taxa Selic para o ano de 2023, com isso é possível prever o valor do capital ao longo dos 25 anos do projeto. O resultado acumulado é o valor adquirido pela soma das entradas (receitas) pelas saídas (custos), a partir do momento em que o resultado acumulado passar a ser positivo é quando o projeto inicia a dar retorno financeiro. No cenário da Tabela 9 o resultado acumulado do projeto é de R\$ 26.566.512,65.

Para determinar a viabilidade financeira do projeto o estudo propôs calcular o VPL, TIRM e *Payback* descontado. A Tabela 9 demonstra os valores encontrados.

Tabela 9 – *Estudo de Caso 1. Indicadores Viabilidade Econômica.*

INDICADOR	VALOR
TMA	13,25%
VPL	R\$ 1.342.630,80
TIR	15,70%
Payback	11,09 anos
Fonte: Diogo Sileiran Ramos Leite.	

O valor da Taxa Mínima de Atratividade (TMA) é escolhido pelo gestor do projeto. Para o Estudo de Caso 1 foi escolhido o valor de 13,25% que é o mesmo valor da taxa Selic para o mês de janeiro/2023, ou seja, para ser viável o projeto deverá fornecer uma TIRM maior que 13,25%, o que acontece no primeiro cenário do Estudo de Caso 1. O valor do TIRM foi de 17,25% ou seja, valor acima do TMA. O valor do VPL (Valor Presente Líquido) do projeto foi de R\$ 3.714.629,84, ou seja, VPL positivo, indicando assim a viabilidade do projeto para o cenário 1. Finalizando o *Payback* descontado se deu em 7,34 anos ou 88 meses.

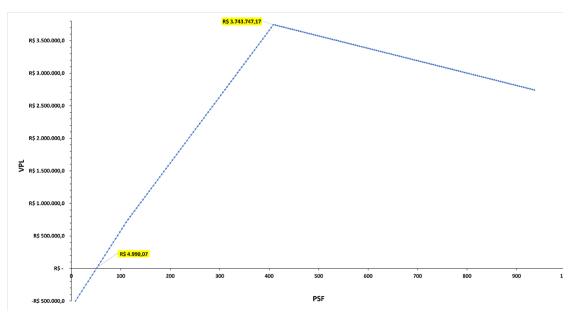
Esses são os valores encontrados para o cenário 1 ($PS=425,39\text{kWp}$), para o Estudo de Caso foram criados outros 218 cenários variando a PSF técnica ($425,39\text{kWp}$) de 1% em 1% até um valor 98% menor que o valor inicial e 120% maior que o inicial. Logo, o PSF variou de $935,79\text{ kWp}$ até $8,51\text{ kWp}$.

A metodologia utilizada para o cálculo do fluxo de caixa dos demais cenários é a mesma para o cenário 1. Variando o PSF o valor do investimento inicial (custo implantação) se altera, gerando assim valores diferentes de VPL, TIRM e *Payback* Descontado.

Analizando todos os cenários verifica-se que o projeto deixa de ser viável economicamente a partir do ponto em que é PSF é 89% menor, ou seja, $PSF = 46,79\text{kWp}$, nesse cenário o TIRM é 1,56% - menor que a TMA – e o *Payback* descontado é 25,75 anos, maior que a longevidade do projeto, ou seja, não se pagaria. Nesse cenário o VPL é -R\$ 45.238,99, ou seja, VPL negativo. Para os valores acima do PSF técnico e até 120% maior não teve valores negativos para o VPL. Mas a partir de 109% acima os valores do TIRM começa a baixar de 14% e o *Payback* descontado passa dos 20 anos, logo um cenário desfavorável.

O gráfico da Figura 4.2 apresenta uma análise do VPL pela Potência Instalada do Sistema considerando todos os cenários. É possível verificar que o ponto onde o VPL possui o maior valor é quando o PSF é 4% menor que o PSF técnico, logo, $PSF = 408,34\text{kWp}$, nesse cenário o valor do VPL é R\$ 3.743.747,17. Para o Estudo de Caso 1, conforme Figura 8 e Figura 9 o projeto é viável a partir do PSF de $51,04\text{ kWp}$ onde o VPL é R\$ 4.990,07, pois o VPL possui valor positivo.

Figura 8 – Análise de Caso 1. Análise PSF x VPL

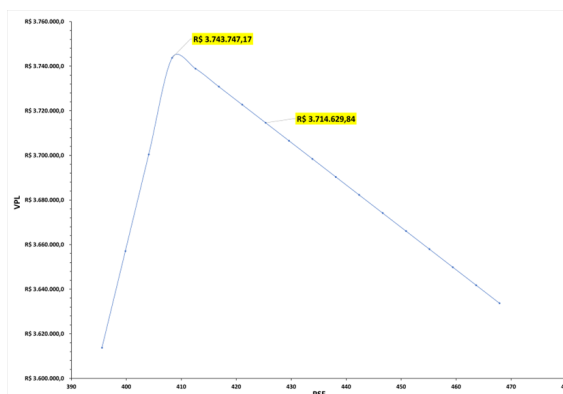


Fonte: Diogo Sileiran Ramos Leite.

Analizando a Figura 8 e 9 verifica-se que a partir do PSF de $408,34\text{kWp}$ o VPL começa a declinar, indicando que do ponto de vista do VPL aumentar a potência do sistema não produz um melhor retorno financeiro.

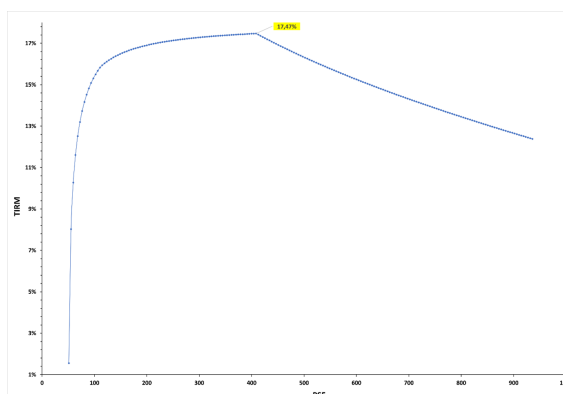
O gráfico da Figura 10 apresenta uma análise da TIRM pela Potência Instalada do sistema considerando todos os cenários. É possível verificar que o ponto onde o TIRM possui o maior valor é quando o PSF é 4% menor que o PSF técnico, logo, $PSF = 408,34\text{kWp}$. Nesse cenário o valor da TIRM é 17,47%.

Figura 9 – *Análise de Caso 1. Gráfico aproximado PSF x VPL*



Fonte: Diogo Sileiran Ramos Leite.

Figura 10 – *Análise de Caso 1. Análise PSF x TIRM*



Fonte: Diogo Sileiran Ramos Leite.

Analisando a Figura 10 observa-se que a partir do PSF técnico, a TIRM não aumenta, ou seja, aumentar a potência no Estudo de Caso 1 não melhora a TIRM, logo do ponto de vista da TIRM não é benéfico aumentar o PSF.

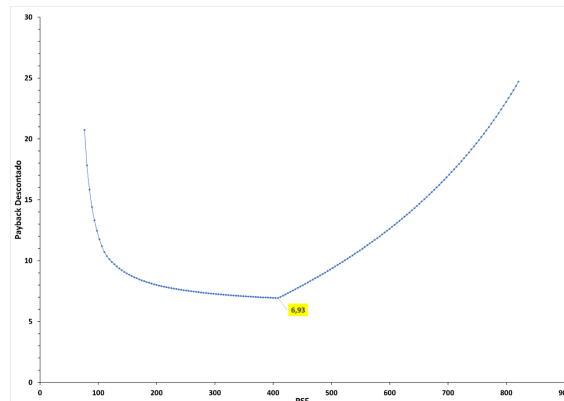
O gráfico da Figura 11 apresenta uma análise do *Payback* Descontado pela Potência Instalada do sistema considerando todos os cenários. É possível verificar que o ponto onde o *Payback* descontado possui o maior valor é quando o PSF é 4% menor que o PSF técnico, logo, $PSF = 408,34kWp$. Nesse cenário o valor da *Payback* Descontado é 6,93 anos.

Analisando a Figura 11 observa-se que a partir do PSF técnico, o *Payback* Descontado não aumenta, ou seja, aumentar a potência no Estudo de Caso 1 não melhora o *Payback* Descontado, logo do ponto de vista do *Payback* Descontado não é benéfico aumentar o PSF.

No Estudo de Caso 1 verifica-se que a demanda lida está acima da demanda contratada em todos os meses do ano de 2022. A figura 12 e 13 apresentam uma análise do impacto da demanda contratada no VPL.

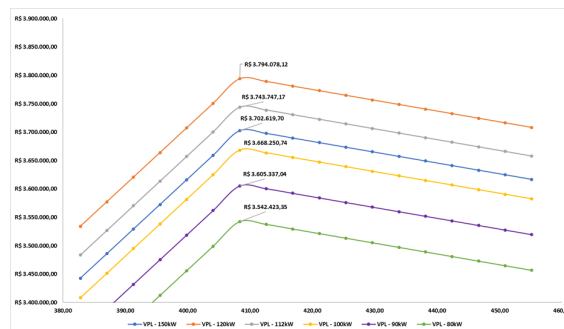
Na figura 12 é demonstrado o valor onde é VPL máximo para cada valor

Figura 11 – *Análise de Caso 1. Análise PSF x Payback Descontado*



Fonte: Diogo Sileiran Ramos Leite.

Figura 12 – *Estudo de Caso 1. Variação Demanda Contratada – PSF x VPL*



Fonte: Diogo Sileiran Ramos Leite.

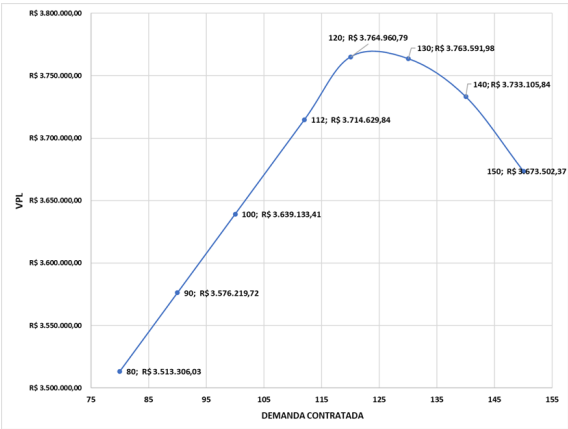
de demanda para o mesmo valor de PSF. Ou seja, variando a demanda contratada para 80kW, 90kW, 100kW, 112kW, 120kW e 150kW é possível verificar qual valor de demanda contratada fornece o melhor VPL.

Analisando os gráficos é possível verificar que o ponto onde o VPL é maior é quando a demanda contratada é igual a demanda lida, ou seja, diminuir a demanda contratada e consequentemente pagar a multa da ultrapassagem não apresenta uma melhora no valor do VPL, e da mesma forma aumentar a demanda contratada acima da demanda lida não apresenta melhora no VPL. O recomendável é realizar uma análise detalhada da demanda e contratar o valor de demanda mais próximo da demanda consumida/lida.

4.2 Estudo de Caso 2 – Supermercado

O Estudo de Caso 2 foi realizado considerando a instalação de um sistema fotovoltaico em um supermercado de médio porte localizado em Goiânia/GO com as seguintes coordenadas geográficas: 16,701° S, 49,249° O.

Figura 13 – *Estudo de Caso 1. Análise da Variação Demanda Contratada x VPL*



Fonte: Diogo Sileiran Ramos Leite.

4.2.1 Caracterização, consumo e irradiância solar

A Figura 14 apresenta a vista pelo *Google Earth* da localização geográfica do empreendimento. O consumidor é um supermercado de médio porte, com tipo de ligação industrial trifásico, pertencente ao Grupo A4, optante da Tarifa Verde com demanda contratada de 225kW. O supermercado opera de segunda a domingo das 06:00hrs às 00:00hrs.

A Tabela 10 apresenta os valores da irradiação solar em três diferentes planos (18°N, 19°N, 13°N) para a localidade informada fornecidos pelo banco de dados do CRESESB.

Tabela 10 – *Estudo de Caso 2. Irradiação solar no Plano Inclinado.*

		Irradiação solar diária média mensal [kWh/m².dia]												
Ângulo	Inclinação	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média
Plano Horizontal	0° N	5,45	5,52	5,12	5,02	4,75	4,56	4,78	5,68	5,57	5,61	5,39	5,51	5,25
Ângulo igual a latitude	17° N	5,02	5,28	5,18	5,45	5,53	5,51	5,70	6,42	5,80	5,46	5,01	5,01	5,45
Maior média anual	19° N	4,95	5,23	5,16	5,48	5,60	5,60	5,78	6,48	5,80	5,42	4,95	4,94	5,45
Maior mínimo mensal	11° N	5,21	5,40	5,19	5,34	5,30	5,22	5,42	6,21	5,76	5,55	5,18	5,22	5,42

Fonte: CREBESP (2023).

Para o estudo proposto será considerada a inclinação de 17°N que corresponde ao ângulo igual a latitude. Observando a Tabela 11 verifica-se que a maior irradiância solar se dá no mês de Agosto e a menor irradiância solar ocorre em Novembro e Dezembro. Com isso, pode-se estimar que a geração fotovoltaica será maior em Agosto e menor em Novembro/Dezembro.

Figura 14 – *Estudo de Caso 2. Imagem de satélite da localização do empreendimento*



Fonte: Google Earth 2024.

A Tabela 11 apresenta o histórico de consumo do supermercado entre os meses de Janeiro/2022 a Dezembro/2022. Já a Tabela 12 apresenta o histórico da demanda do laticínio.

Tabela 12 – *Estudo de Caso 2. Histórico de Demanda*

PERÍODO	DEMANDA LIDA (kW)
POSTO ÚNICO	
janeiro/22	214,62
fevereiro/22	199,08
março/22	202,02
abril/22	201,60
maio/22	225,54
junho/22	198,24
julho/22	202,44
agosto/22	187,74
setembro/22	214,74
outubro/22	207,90
novembro/22	223,44
dezembro/22	208,32
MÉDIA	207,14

Fonte: Fatura de Energia – ENEL/GO.

Tabela 11 – *Estudo de Caso 2. Histórico de Consumo*

PERÍODO	CONSUMO LIDO (kWh)				CONSUMO FATURADO kWh
	PONTA	FORA PONTA	HOR. RES.	FP+HR	
janeiro/22	63,21	74.560,50	17.188,50	91.749,00	91.812,21
fevereiro/22	56,70	68.418,00	17.052,00	85.470,00	85.526,70
março/22	1.634,11	62.023,50	15.487,50	77.511,00	79.145,11
abril/22	2.422,66	68.176,50	17.125,50	85.302,00	87.724,66
maio/22	5.010,18	69.720,00	16.842,00	86.562,00	91.572,18
junho/22	117,70	63.619,50	16.768,50	80.388,00	80.505,70
julho/22	56,28	61.708,50	15.750,00	77.458,50	77.514,78
agosto/22	305,44	61.981,50	15.939,00	77.920,50	78.225,94
setembro/22	61,84	63.073,50	15.991,50	79.065,00	79.126,84
outubro/22	345,76	67.032,00	16.453,50	83.485,50	83.831,26
novembro/22	230,79	71.526,00	17.010,00	88.536,00	88.766,79
dezembro/22	15,76	66.076,50	15.897,00	81.973,50	81.989,26
TOTAL	10.320,43	797.916,00	197.505,00	995.421,00	1.005.741,43
MÉDIA	860,04	66.493,00	16.458,75	82.951,75	83.811,79

Fonte: Fatura de Energia – ENEL/GO.

O empreendimento apresenta uma condição diferente do Estudo de Caso anterior. Conforme apresentado na Tabela 11, o consumo na Ponta é baixo considerando o consumo na Fora Ponta. Isso se deve ao fato de o supermercado possuir um sistema de gerador a diesel que é ligado no horário de ponta (18:00h as 21:00h), com capacidade para gerar a potência necessária para manter o supermercado funcionando neste horário sem a necessidade do consumo da unidade consumidora, com isso, reduzindo a uma margem mínima o consumo no horário de ponta.

Analisando a Tabela 11 verifica-se que o consumo médio do empreendimento é de 83811,79kWh/mês (considerando a soma do consumo médio na ponta, fora-ponta e horário reservado). Logo, o sistema solar fotovoltaico pode ser projetado para compensar essa média de consumo. Em relação a Tabela 12 pode-se verificar que em todos os meses analisados a demanda lida (faturada) é menor ou igual que a demanda contratada, logo, não há cobrança de demanda ultrapassagem. A Tabela 13 apresenta os valores das tarifas de consumo FP e P, parcela TE FP e parcela TE P, parcela da demanda e parcela TE HR (Horário Reservado).

Tabela 13 – *Estudo de Caso 2. Dados Faturamento*

DADOS DE FATURAMENTO	
PRODUTO	TARIFA (R\$)
CONSUMO FP	0,1786
CONSUMO P	1,88925
CONSUMO HR	0,1786
DEMANDA	29,40749
PARCELA TE FP	0,34973
PARCELA TE P	0,5602
PARCELA TE HR	0,34973

Fonte: Fatura de Energia – ENEL/GO.

A fatura de energia do empreendimento analisado no mês de Dezembro/2022 foi de R\$ 63.929,96. Além dos produtos acima também entram no cálculo da fatura o valor da tarifa amarela e vermelha, contribuição iluminação pública, demanda de ultrapassagem e UFER HR.

4.2.2 Compensação de Energia

A unidade consumidora do Estudo de Caso 2 possui seu fornecimento de energia em média tensão 13,8kV, classificada no grupo A4 (tensão de fornecimento de 2,3kV a 25kV), cuja demanda contratada é 225kW.

Com os dados da Tabela 12 calcula-se que a média do consumo na ponta é 860,04kWh/mês e a média do consumo fora ponta é 82951,75kWh/mês (para o consumo fora ponta foram considerados os valores médios de consumo fora ponta e horário reservado).

Utilizando as Equações 5 e 6 calcula-se a geração fotovoltaica necessária para compensar o consumo da unidade consumidora. Primeiro calcula-se o FC utilizando a equação 5, logo, $FC = 1,60180711$.

Com o valor de FC calcula-se a geração de energia necessária para compensar o consumo de energia na ponta e fora ponta. Utilizando a equação 6 tem que $GN = 84329,36$ kWh/mês. Para efeito de cálculo e adequação a Equação 7, o valor de GN será ajustado para a base de tempo diária, logo, o valor de GN será de 2810,97 kWh/dia.

4.2.3 Potência de Pico/Potência do Sistema

Através da Equação 7 calcula-se a potência de pico do sistema fotovoltaico para produção de energia elétrica suficiente para compensar o consumo, fazendo assim a conta de energia “zerar”, ou seja, geração igual ao consumo. Pode-se calcular uma potência do sistema fotovoltaico com excesso de geração, injetando o excesso na rede da concessionária e gerando créditos de energia a serem utilizados na conta de energia no futuro ou em outras UC's. Outra decisão é de calcular uma potência menor que o consumo, onde o consumidor irá pagar parte do consumo que não foi atendido pelo SFV.

Logo, utilizando a Equação 7 encontra-se o valor da potência do sistema fotovoltaico necessário para “zerar” a fatura de energia $PSF = 736,82\text{kWp}$. Sendo considerado o valor da irradiância solar diária média de $5,45\text{kWh/m}^2$, conforme Tabela 11, e valor de PR de 70% conforme (Pinto, 2018).

4.2.4 Geração de Energia Estimada do SFV

Através da equação 9 calcula-se a geração de energia mensal estimada do SFV. O fluxo de caixa do estudo é anual, logo o valor encontrado será multiplicado por 12 (meses do ano) para se encontrar o valor anual. Com isso o GSFV para uma potência de pico de $736,82\text{ kWp}$ é de $1.011.488,14\text{ kWh/ano}$.

A tabela 14 apresenta os valores da compensação de energia elétrica, crédito gerado, energia faturada e a economia de energia para a potência de pico de $736,82\text{kWp}$.

4.2.5 Viabilidade Econômica e Análise de Sensibilidade Financeira

A Tabela 14 apresenta os valores estimados da geração fotovoltaica para uma potência pico de $736,82\text{kWp}$ que é a potência calculada que irá “zerar” a fatura de energia elétrica.

Com isso, tem-se uma economia de energia anual de $951.155,56\text{ kWh/ano}$. A partir dessas informações é possível elaborar o fluxo de caixa e calcular os valores do VPL, TIRM e *Payback* descontado.

A Tabela 15 apresenta o fluxo de caixa para o cenário 2 ($736,82\text{ kWp}$ instalados). O Fluxo de Caixa foi montado para um projeto de 25 anos que é a estimativa de vida útil dos módulos fotovoltaicos. Utilizando o valor de $3,73\text{ R\$/Wp}$, tem-se um valor de investimento inicial de $\text{R\$ } 2.748.348,78$. Os clientes do Grupo A possuem a tarifa na ponta e fora ponta. A tarifa para o estudo foi

Tabela 14 – Estudo de Caso 2. Compensação de energia elétrica

COMPENSAÇÃO DE ENERGIA - PS "ZERAR"										
MÊS	Geração (kWh)	Consumo (kWh)	Energia Fornecida (kWh)	Crédito Gerado (kWh)	Crédito Utilizado (kWh)	Saldo Crédito (kWh)	Energia Faturada (kWh)	Demanda Faturada (R\$)	Economia (kWh)	
janeiro/22	84.329,36	91.812,21	7.482,85	-	-	-	-7.482,85	11.842,40	84.329,36	
fevereiro/22	85.412,49	85.526,70	114,21	-	-	-	-114,21	11.842,40	85.412,49	
março/22	79.223,18	79.145,11	-	78,07	-	78,07	-	11.842,40	79.145,11	
abril/22	77.675,85	87.724,66	10.048,81	-	-	78,07	-10.048,81	11.842,40	77.675,85	
maio/22	73.498,07	91.572,18	18.074,11	-	-	-	-18.074,11	11.842,40	73.498,07	
junho/22	70.558,14	80.505,70	9.947,56	-	-	-	-9.947,56	11.842,40	70.558,14	
julho/22	73.962,27	77.514,78	3.552,51	-	-	-	-3.552,51	11.842,40	73.962,27	
agosto/22	87.888,22	78.225,94	-	9.662,28	-	-	9.662,28	11.842,40	78.225,94	
setembro/22	86.186,15	79.126,84	-	7.059,31	-	-	16.721,59	11.842,40	79.126,84	
outubro/22	86.805,09	83.831,26	-	2.973,83	-	-	19.695,42	11.842,40	83.831,26	
novembro/22	83.400,96	88.766,79	5.365,83	-	-	5.365,83	14.329,59	11.842,40	83.400,96	
dezembro/22	85.257,76	81.989,26	-	3.268,50	-	-	17.598,09	11.842,40	81.989,26	
Total	974.197,54	1.005.741,43	-	-	-	17.598,09	-	142.108,74	951.155,56	

Fonte: Diogo Sileiran Ramos Leite.

considerada um valor de tarifa total, que é a tarifa média ponderada. Essa tarifa é calculada multiplicando o consumo na ponta, fora ponta e horário reservado pelas suas respectivas tarifas, esses 3 valores são somados e divididos pela soma do consumo. O valor da tarifa total de energia elétrica cobrada pela concessionária de energia é de R\$ 0,66/kWh para o primeiro ano. A demanda anual é a soma da demanda faturada mensal conforme equação 5, com isso tem que a demanda faturada para o primeiro ano é R\$ 79.400,22. O valor da “fatura sem GD” é a multiplicação do consumo anual pela “tarifa total”, e a “fatura com GD” é o resultado da subtração da geração pelo consumo da UC multiplicado pela “tarifa total” e somado ao custo da demanda. Para O&M (Operação e Manutenção) foi estipulado um valor de 0,5% do valor do investimento inicial. A tarifa total sofre um aumento de 8%/ano e a demanda tem um aumento de 8%/ano, com as tarifas de energia iram aumentar, logo o cliente irá pagar um valor maior a concessionária. Esses valores foram estipulados considerando as principais práticas do mercado de energia solar.

O fluxo de caixa anual é montado pela “economia financeira” adquirida pela instalação do sistema subtraído a demanda adicional e a operação e manutenção (O&M) do sistema. O Fluxo de Caixa não é suficiente para determinar o valor do investimento, é necessário o cálculo do Fluxo de Caixa futuro, com isso é calculado o Fluxo de Caixa Descontado que considera uma taxa no valor de 13,25%/ano que é a taxa Selic para o ano de 2023, com isso é possível prever o valor do capital ao longo dos 25 anos do projeto. O resultado acumulado é o valor adquirido pela soma das entradas (receitas) pelas saídas (custos), a partir do momento em que o resultado acumulado passar a ser positivo é quando o projeto inicia a dar retorno financeiro. No cenário da Tabela 15 o resultado acumulado do projeto é de R\$ 28.766.546,21

Para determinar a viabilidade financeira do projeto o estudo propôs calcular o VPL, TIRM e *Payback* descontado. A Tabela 16 demonstra os valores encontrados.

O valor do TMA (taxa mínima de atratividade) é escolhido pelo gestor do projeto, para o Estudo de Caso 2 foi escolhido o valor de 13,25% que é o mesmo valor da taxa Selic para o mês de janeiro/2023, ou seja, para ser viável o projeto deverá fornecer uma TIRM maior que 13,25%, o que acontece no primeiro cenário do Estudo de Caso 2. O valor do TIRM foi de 17,23% ou seja, valor acima do TMA. O valor do VPL (Valor Presente Líquido) do projeto foi de R\$ 6.415.365,50, ou seja, VPL positivo, indicando assim a viabilidade do projeto para o cenário 1. Finalizando o *Payback* descontado se deu em 7,36 anos ou 88 meses.

Esses são os valores encontrados para o cenário 1 (PS=736,82kWp), para o Estudo de Caso 2 foram criados outros 218 cenários variando a PSF técnica (736,82kWp) de 1% em 1% até um valor 98% menor que o valor inicial e 120% maior que o inicial. Logo, o PSF variou de 1621,01 kWp até 14,74 kWp.

Tabela 15 – Estudo de Caso 2. Fluxo de Caixa

FLUXO DE CAIXA - PS TÉCNICO												
Ano	Geração (kWh)	Consumo (kWh)	Tarifa Total	Demanda Contratada	Demanda Contratada + Geração	Fatura sem GD	Economia Financeira	Investimento Inicial	O&M	Fluxo de Caixa Anual	Fluxo de Caixa Descontado	Resultado Acumulado
0	-	-	-	-	-	-	-	2748348,78	-	-2748348,78	-	-2748348,78
1	974816,47	1005741,43	0,6591	79400,22	142108,74	662933,95	162492,91	500441,03	13741,74	486099,29	429756,55	-2318592,24
2	974816,47	1005741,43	0,7118	85752,24	153477,44	715968,66	175492,35	540476,32	13741,74	526734,57	410691,21	-1907901,03
3	974816,47	1005741,43	0,7688	92612,42	165755,64	773246,16	189531,73	583714,42	13741,74	569972,68	392409,40	-1515491,63
4	974816,47	1005741,43	0,8307	100221,39	178982,10	834826,57	204683,94	630142,64	13741,74	616400,89	374856,34	-1140635,28
5	974816,47	1005741,43	0,8973	108238,67	193194,56	900855,98	220986,50	679899,48	13741,74	666157,73	358099,82	-782535,46
6	974816,47	1005741,43	0,9690	116711,70	208438,85	971607,71	238494,95	733112,76	13741,74	719371,02	342110,49	-440424,44
7	974816,47	1005741,43	1,0462	125683,89	224767,98	1047252,41	257271,88	789980,53	13741,74	776238,79	326861,74	-113562,70
8	974816,47	1005741,43	1,1292	135204,60	242242,46	1128448,52	277387,17	850613,33	13741,74	836871,58	312929,68	198766,98
9	974816,47	1005741,43	1,2187	145329,21	260930,51	1215330,19	298918,10	915171,55	13741,74	901429,81	298403,08	497260,06
10	974816,47	1005741,43	1,3152	156119,34	280608,27	1308338,68	321949,48	983389,20	13741,74	970647,46	285333,39	782593,45
11	974816,47	1005741,43	1,4192	167643,18	302500,98	1407956,96	346573,81	1051383,16	13741,74	1047641,42	272834,69	1055428,14
12	974816,47	1005741,43	1,5314	179976,20	325083,21	1514727,28	372891,52	1121835,76	13741,74	1118094,02	260682,67	1316110,81
13	974816,47	1005741,43	1,6523	193200,50	349480,13	1629245,74	401011,11	1193185,51	13741,74	1189443,77	249764,64	1566175,45
14	974816,47	1005741,43	1,7828	207405,41	375568,76	1752177,58	431049,36	1265504,55	13741,74	1261762,81	239169,47	1805344,91
15	974816,47	1005741,43	1,9235	222688,52	403476,32	1884243,76	463131,52	1339130,63	13741,74	1335388,89	229187,58	2034532,49

Fonte: Diogo Sileiran Ramos Leite.

Tabela 16 – *Estudo de Caso 2. Indicadores Viabilidade Econômica*

Indicador	Valor
TMA	0,1325
VPL	$6,41537 \times 10^6$
TIRM	0,172343
<i>Payback</i> Descontado	7,36

Fonte: Diogo Sileiran Ramos Leite.

A metodologia utilizada para o cálculo do fluxo de caixa dos demais cenários é a mesma para o cenário 1. Variando o PSF o valor do investimento inicial (custo implantação) se altera, gerando assim valores diferentes de VPL, TIRM e *Payback* Descontado.

Analizando todos os cenários verifica-se que o projeto deixa de ser viável economicamente a partir do ponto em que é PSF é 88% menor, ou seja, PSF = 81,05kWp, nesse cenário o TIRM é 3,93% - menor que a TMA – e o *Payback* descontado é 25,85 anos, maior que a longevidade do projeto, ou seja, não se pagaria, nesse cenário o VPL é -R\$ 55.231,31, ou seja, VPL negativo. Para os valores acima do PSF técnico e até 120% maior não teve valores negativos para o VPL, mas a TIRM fica menor que a TMA a partir do cenário onde o PSF é 100% maior que o PSF Técnico, ou seja, 1473,65 kWp e nesse caso o *Payback* descontado fica acima de 25 anos.

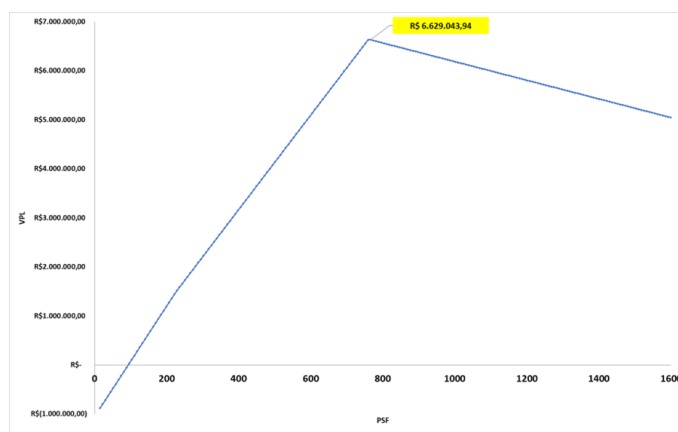
O gráfico da Figura 15 apresenta uma análise do VPL pela Potência Instalada do sistema considerando todos os cenários. É possível verificar que o ponto onde o VPL possui o maior valor é quando o PSF é 4% maior que o PSF técnico, logo, PSF = 766,30kWp. Nesse cenário o valor do VPL é R\$ 6.629.043,94.

A Figura 16 demonstra que o valor maior para o VPL é a partir do PSF 766,30 kWp, ou seja, valor 4% maior que o PSF Técnico. Nesse ponto o valor de VPL é R\$ 6.629.043,94.

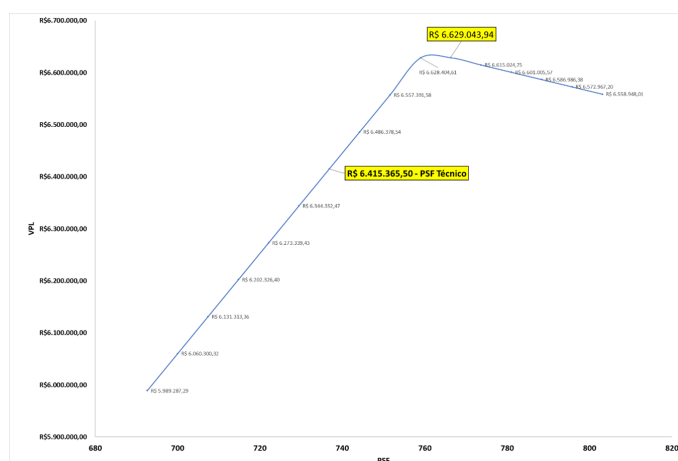
Analizando a Figura 15 verifica-se que o VPL inicia com valores negativos e logo com um PSF 88% menor já obtém valores positivos.

O gráfico da Figura 17 apresenta uma análise da TIRM pela Potência Instalada do sistema considerando todos os cenários. É possível verificar que o ponto onde o TIRM possui o maior valor é quando o PSF é 3% maior que o PSF técnico, logo, PSF = 758,93 kWp. Nesse cenário o valor da TIRM é 17,25%.

Analizando a Figura 17 observa-se que a partir do PSF técnico a TIRM apresenta uma pequena melhora, mas que logo a partir deste ponto a TIRM inicia

Figura 15 – Estudo de Caso 2. Análise PSF x VPL

Fonte: Diogo Sileiran Ramos Leite.

Figura 16 – Estudo de Caso 2. Gráfico aproximado PSF x VPL

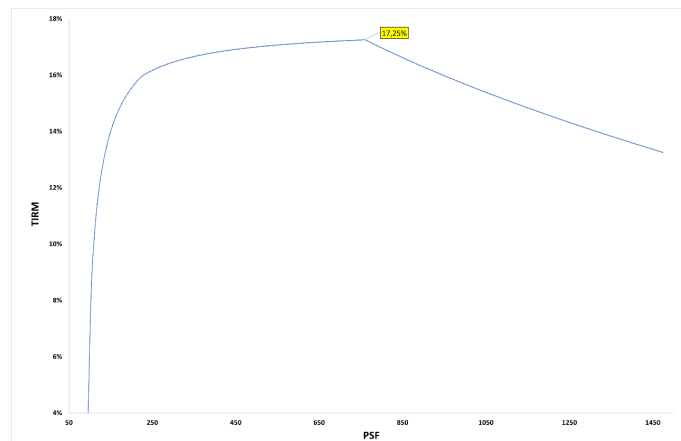
Fonte: Diogo Sileiran Ramos Leite.

a declinar sem apresentar melhora, logo, aumentar o PSF a partir deste ponto não é viável financeiramente.

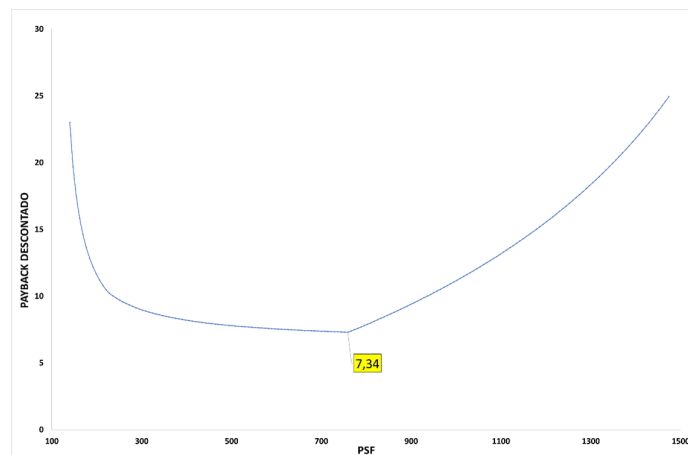
O gráfico da Figura 18 apresenta uma análise do *Payback* Descontado pela Potência Instalada do sistema considerando todos os cenários. É possível verificar que o ponto onde o *Payback* descontado possui o menor valor é quando o PSF é 3% maior que o PSF técnico, logo, $PSF = 758,93 \text{ kWp}$. Nesse cenário o valor da *Payback* Descontado é 7,34 anos.

Analisando a Figura 10 observa-se que a partir do PSF técnico, o *Payback* Descontado possui uma leve caída, ou seja, aumentar a potência no Estudo de Caso 2 não melhora o *Payback* Descontado até O PSF 3% maior, mas indica que a partir deste ponto não é benéfico aumentar o PSF.

No Estudo de Caso 2 verifica-se que a demanda lida está abaixo da demanda contratada em todos os meses do ano de 2022, logo não há cobrança de demanda

Figura 17 – *Estudo de Caso 2. Análise PSF x TIRM*

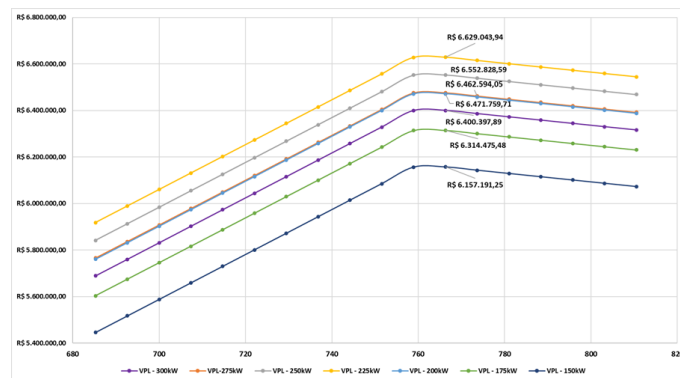
Fonte: Diogo Sileiran Ramos Leite.

Figura 18 – *Estudo de Caso 2. Análise PSF x Payback Descontado*

Fonte: Diogo Sileiran Ramos Leite.

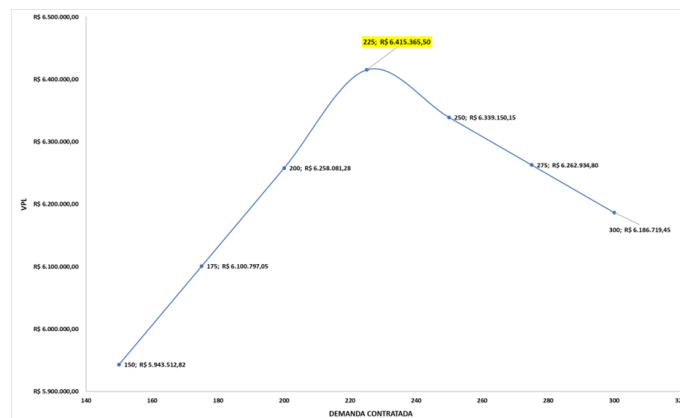
ultrapassagem. O gráfico 19 e 20 apresentam uma análise do impacto da demanda contratada no VPL.

Figura 19 – *Estudo de Caso 2. Variação Demanda Contratada – PSF x VPL*



Fonte: Diogo Sileiran Ramos Leite.

Figura 20 – *Estudo de Caso 2. Análise da Variação Demanda Contratada x VPL*



Fonte: Diogo Sileiran Ramos Leite.

Na figura 19 é demonstrado o valor onde é VPL máximo para cada valor de demanda para o mesmo valor de PSF. Ou seja, variando a demanda contratada para 150kW, 175kW, 200kW, 225kW, 250kW, 275kW e 300kW é possível verificar qual valor de demanda contratada fornece o melhor VPL.

Analisando os gráficos é possível verificar que o ponto onde o VPL é maior é quando a demanda contratada é igual a demanda lida, ou seja, diminuir a demanda contratada e consequentemente pagar a multa da ultrapassagem não apresenta uma melhora no valor do VPL, e da mesma forma aumentar a demanda acima da demanda lida não apresenta melhora no VPL. O recomendável é realizar uma análise detalhada da demanda e contratar o valor de demanda mais próximo da demanda consumida/lida.

No Estudo de Caso 2 aplica-se a metodologia aplicada no Estudo de Caso 1. O empreendimento do Estudo de Caso 2 apresenta uma variável que é a existência de um gerador à diesel que é ligado no horário de ponta, com isso o valor do consumo

no horário de ponta é bastante reduzido em compensação ao horário fora ponta.

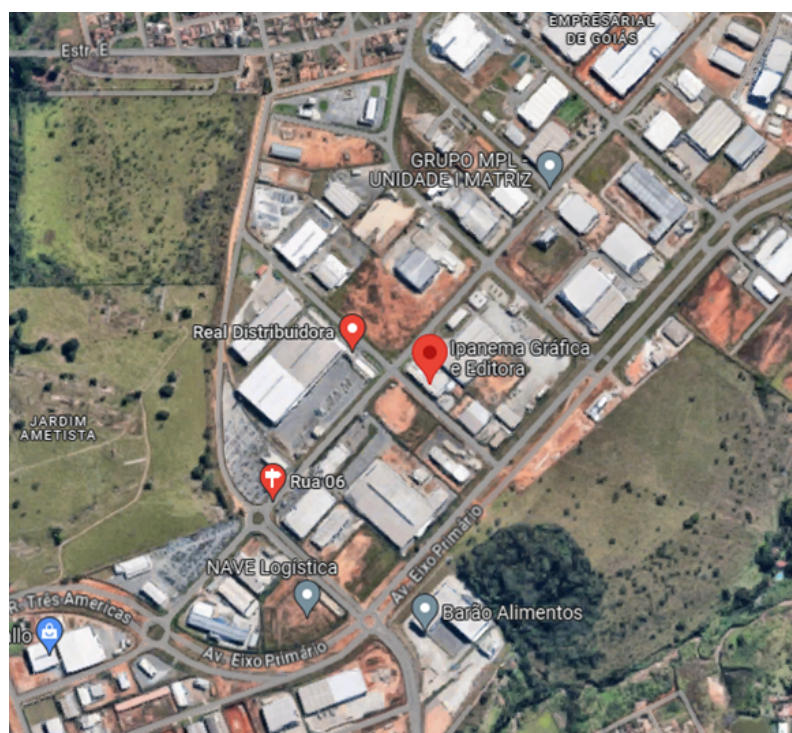
4.3 Estudo de Caso 3 – Gráfica

O Estudo de Caso 3 foi realizado considerando a instalação de um sistema fotovoltaico em uma gráfica localizada em Aparecida de Goiânia/GO com as seguintes coordenadas geográficas: $-16,8034^{\circ}\text{S}$ $-49,26457^{\circ}\text{O}$.

4.3.1 Caracterização, consumo e irradiância solar

A Figura 21 apresenta a vista pelo *Google Earth* da localização geográfica do empreendimento. O consumidor é uma gráfica industrial, com tipo de ligação industrial trifásico, pertencente ao Grupo A4, optante da Tarifa Verde com demanda contratada de 250kW. A gráfica opera de segunda-feira a sexta-feira das 08:00hrs às 18:00hrs.

Figura 21 – *Estudo de Caso 3. Imagem de satélite da localização do empreendimento*



Fonte: GoogleEarth, 2023.

A Tabela 17 apresenta os valores da irradiação solar em três diferentes planos (17°N , 19°N , 13°N) para a localidade informada fornecidos pelo banco de dados do CRESESB.

Para o estudo proposto será considerado a inclinação de 17°N que corresponde ao ângulo igual a latitude. Observando a Tabela 17 verifica-se que a maior

Tabela 17 – *Estudo de Caso 3. Irradiação solar no Plano Inclinado*

		Irradiação solar diária média mensal [kWh/m².dia]												
Ângulo	Inclinação	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média
Plano Horizontal	0° N	5,46	5,56	5,17	5,06	4,74	4,53	4,75	5,64	5,57	5,62	5,42	5,56	5,26
Ângulo igual a latitude	17° N	5,03	5,32	5,22	5,50	5,52	5,47	5,66	6,37	5,80	5,47	5,04	5,06	5,46
Maior média anual	18° N	5,00	5,30	5,22	5,51	5,55	5,52	5,71	6,40	5,80	5,45	5,01	5,03	4,46
Maior mínimo mensal	12° N	5,19	5,43	5,24	5,41	5,32	5,23	5,43	6,20	5,77	5,55	5,18	5,24	4,43

Fonte: CREBESP (2023).

irradiância solar se dá no mês de Agosto e a menor irradiância solar ocorre em Novembro e Dezembro. Com isso, pode-se estimar que a geração fotovoltaica será maior em Agosto e menor em Janeiro.

A Tabela 18 apresenta o histórico de consumo do supermercado entre os meses de Janeiro/2022 a Dezembro/2022. Já a Tabela 19 apresenta o histórico da demanda da gráfica.

Tabela 18 – *Estudo de Caso 3. Histórico de Consumo.*

PERÍODO	CONSUMO LIDO (kWh)				CONSUMO FATURADO kWh
	PONTA	FORA PONTA	HOR. RES.	FP+HR	
janeiro/22	291,06	18.753,00	861,00	19.614,00	19.905,06
fevereiro/22	163,27	23.551,50	1.554,00	25.105,50	25.268,77
março/22	167,58	23.688,00	2.362,50	26.050,50	26.218,08
abril/22	187,11	26.323,50	2.110,50	28.434,00	28.621,11
maio/22	164,86	21.346,50	1.690,50	23.037,00	23.201,86
junho/22	352,80	24.696,00	1.365,00	26.061,00	26.413,80
julho/22	161,70	19.225,50	1.218,00	20.443,50	20.605,20
agosto/22	442,78	23.457,00	1.281,00	24.738,00	25.180,78
setembro/22	456,64	24.223,50	1.575,00	25.798,50	26.255,14
outubro/22	180,07	25.441,50	2.352,00	27.793,50	27.973,57
novembro/22	149,52	20.937,00	1.228,50	22.165,50	22.315,02
dezembro/22	358,57	21.105,00	1.291,50	22.396,50	22.755,07
TOTAL	3.075,96	272.748,00	18.889,50	291.637,50	294.713,46
MÉDIA	256,33	22.729,00	1.574,13	24.303,13	24.559,45

Fonte: Fatura de Energia – ENEL/GO.

Analisando a Tabela 18 verifica-se que o consumo médio do empreendimento é de 24559,45kWh/mês (considerando a soma do consumo médio na ponta, fora-

ponta e horário reservado). Logo, o sistema solar fotovoltaico pode ser projetado para compensar essa média de consumo.

Em relação a Tabela 19 pode-se verificar que em todos os meses analisados a demanda lida (faturada) é menor ou igual que a demanda contratada, logo, não há cobrança de demanda ultrapassagem.

Tabela 19 – *Estudo de Caso 3. Histórico de Demanda.*

PERÍODO	DEMANDA LIDA (kW)
POSTO ÚNICO	
janeiro/22	190,68
fevereiro/22	170,94
março/22	220,08
abril/22	228,48
maio/22	176,40
junho/22	212,52
julho/22	158,34
agosto/22	181,44
setembro/22	223,44
outubro/22	194,40
novembro/22	171,36
dezembro/22	184,38
MÉDIA	192,71

Fonte: Fatura de Energia – ENEL/GO.

A Tabela 20 apresenta os valores das tarifas de consumo FP e P, parcela TE FP e parcela TE P, parcela da demanda e parcela TE Horário Reservado (HR).

A fatura de energia do empreendimento analisado no mês de Dezembro/2022 foi de R\$ 18.172,41. Além das tarifas acima também entram no cálculo da fatura o valor da tarifa amarela e vermelha, contribuição iluminação pública, demanda de ultrapassagem e UFER HR.

4.3.2 Compensação de Energia

A unidade consumidora do Estudo de Caso 3 possui seu fornecimento de energia em média tensão 13,8kV, classificada no grupo A4 (tensão de fornecimento de 2,3kV a 25kV), cuja demanda contratada é 250kW.

Tabela 20 – *Estudo de Caso 3. Dados Faturamento.*

DADOS DE FATURAMENTO	
PRODUTO	TARIFA (R\$)
CONSUMO FP	0,1786
CONSUMO P	1,88925
CONSUMO HR	0,1786
DEMANDA	29,40749
PARCELA TE FP	0,34973
PARCELA TE P	0,5602
PARCELA TE HR	0,34973
Fonte: Fatura de Energia – ENEL/GO.	

Com os dados da Tabela 18 calcula-se que a média do consumo na ponta é 256,33kWh/mês e a média do consumo fora ponta é 24303,13kWh/mês (para o consumo fora ponta foram considerados os valores médios de consumo fora ponta e horário reservado).

Utilizando a equação 5 e 6 calcula-se a geração fotovoltaica necessária para compensar o consumo da unidade consumidora. Primeiro calcula-se o FC utilizando a equação 5 3.1, logo, $FC = 1,60180711$.

Com o valor de FC calcula-se a geração de energia necessária para compensar a o consumo de energia na ponta e fora ponta. Utilizando a equação 6 tem que $GN = 24713,72$ kWh/mês. Para efeito de cálculo e adequação a equação 7, o valor de GN será ajustado para a base de tempo diária, logo, o valor de GN será de 823,79 kWh/dia.

4.3.3 Potência de Pico/Potência do Sistema

Através da equação 7 calcula-se a potência de pico do sistema fotovoltaico para produção de energia elétrica suficiente para compensar o consumo, fazendo assim a conta de energia “zerar”, ou seja, geração igual ao consumo. Pode-se calcular uma potência do sistema fotovoltaico com excesso de geração, injetando o excesso na rede da concessionária e gerando créditos de energia a serem utilizados na conta de energia no futuro ou em outras UC's. Outra decisão é de calcular uma potência menor que o consumo, onde o consumidor irá pagar parte do consumo que não foi atendido pelo SFV.

Logo, utilizando a equação 7 encontra-se o valor da potência do sistema fotovoltaico necessário para “zerar” a fatura de energia $PSF = 215,54$ kWp. Sendo

considerado o valor da irradiância solar diária média de 5,46kWh/m², conforme Tabela 4.16, e valor de PR de 70% conforme (Pinho, 2014).

4.3.4 Geração de Energia Estimada do SFV

Através da equação 9 calcula-se a geração de energia mensal estimada do SFV. O fluxo de caixa do estudo é anual, logo o valor encontrado será multiplicado por 12 (meses do ano) para se encontrar o valor anual. Com isso o GSFV para uma potência de pico de 215,54kWp é de 296293,01 kWh/ano. A tabela 8 apresenta os valores da compensação de energia elétrica, crédito gerado, energia faturada e a economia de energia para a potência de pico de 215,54kWp.

4.3.5 Viabilidade Econômica e Análise de Sensibilidade Financeira

A Tabela 21 apresenta os valores estimados da geração fotovoltaica para uma potência pico de 215,54kWp que é a potência calculada que irá “zerar” a fatura de energia elétrica.

Com isso, tem-se uma economia de energia anual de 282.338,28 kWh/ano. A partir dessas informações é possível elaborar o fluxo de caixa e calcular os valores do VPL, TIRM e *Payback* descontado.

A Tabela 22 apresenta o fluxo de caixa para o cenário 3 (215,54 kWp instalados). O Fluxo de Caixa foi montado para um projeto de 25 anos que é a estimativa de vida útil dos módulos fotovoltaicos. Utilizando o valor de 3,73 R\$/Wp, tem-se um valor de investimento inicial de R\$ 803.960,92. Os clientes do Grupo A possuem a tarifa na ponta e fora ponta. A tarifa para o estudo foi considerada um valor de tarifa total, que é a tarifa média ponderada. Essa tarifa é calculada multiplicando o consumo na ponta, fora ponta e horário reservado pelas suas respectivas tarifas, esses 3 valores são somados e divididos pela soma do consumo. O valor da tarifa total de energia elétrica cobrada pela concessionária de energia é de R\$ 0,66/kWh para o primeiro ano. A demanda anual é a soma da demanda faturada mensal conforme equação 5, com isso tem que a demanda faturada para o primeiro ano é R\$ 88.222,47. O valor da “fatura sem GD” é a multiplicação do consumo anual pela “tarifa total”, e a “fatura com GD” é o resultado da subtração da geração pelo consumo da UC multiplicado pela “tarifa total” e somado ao custo da demanda. Para O&M (Operação e Manutenção) foi estipulado um valor de 0,5% do valor do investimento inicial. A tarifa total sofre um aumento de 8%/ano e a demanda tem um aumento de 8%/ano, com as tarifas de energia iram aumentar, logo o cliente irá

Tabela 21 – *Estudo de Caso 3. Compensação de energia elétrica*

COMPENSAÇÃO DE ENERGIA - PS "ZERAR"										
MÊS	Geração (kWh)	Consumo (kWh)	Energia Fornecida (kWh)	Crédito Gerado (kWh)	Crédito Utilizado (kWh)	Saldo Crédito (kWh)	Energia Faturada (kWh)	Demanda Faturada (R\$)	Economia (kWh)	
jan/22	22.767,40	19.905,06	-	2.862,34	-	2.862,34	-	9.904,37	19.905,06	
fev/22	24.080,03	25.268,77	1.188,74	-	1.188,74	1.673,60	-	9.904,37	24.080,03	
mar/22	23.627,40	26.218,08	2.590,68	-	1.673,60	-	917,08	9.904,37	23.627,40	
abr/22	24.894,77	28.021,11	3.726,34	-	-	-	-3.726,34	9.904,37	24.894,77	
maio/22	24.985,29	23.201,86	-	1.783,44	-	1.783,44	-	9.904,37	23.201,86	
jun/22	24.758,98	26.413,80	1.654,82	-	1.654,82	128,62	128,62	9.904,37	24.758,98	
jul/22	25.618,98	20.605,20	-	5.013,78	-	5.142,40	-	9.904,37	20.605,20	
ago/22	28.832,67	25.180,78	-	3.651,89	-	8.794,29	-	9.904,37	25.180,78	
set/22	26.252,66	26.255,14	2,48	-	2,48	8.791,81	-	9.904,37	26.252,66	
out/22	24.758,98	27.973,57	3.214,59	-	3.214,59	5.577,22	-	9.904,37	24.758,98	
nov/22	22.812,66	22.315,02	-	497,64	-	6.074,86	-	9.904,37	22.315,02	
dez/22	22.903,19	22.755,07	-	148,12	-	6.222,98	-	9.904,37	22.755,07	
Total	296.293,01	294.713,46	-	-	-	6.222,98	-	118.852,47	282.335,80	

Fonte: Diogo Sileiran Ramos Leite.

pagar um valor maior a concessionária. Esses valores foram estipulados considerando as principais práticas do mercado de energia solar.

O fluxo de caixa anual é montado pela “economia financeira” adquirida pela instalação do sistema subtraído a demanda adicional e a operação e manutenção (O&M) do sistema. O Fluxo de Caixa não é suficiente para determinar o valor do investimento, é necessário o cálculo do Fluxo de Caixa futuro, com isso é calculado o Fluxo de Caixa Descontado que considera uma taxa no valor de 13,25%/ano que é a taxa Selic para o ano de 2023, com isso é possível prever o valor do capital ao longo dos 25 anos do projeto. O resultado acumulado é o valor adquirido pela soma das entradas (receitas) pelas saídas (custos), a partir do momento em que o resultado acumulado passar a ser positivo é quando o projeto inicia a dar retorno financeiro. No cenário da Tabela 22 o resultado acumulado do projeto é de R\$ 7.012.955,03.

Para determinar a viabilidade financeira do projeto o estudo propôs calcular o VPL, TIRM e *Payback* descontado. A Tabela 23 demonstra os valores encontrados.

O valor do TMA (taxa mínima de atratividade) é escolhido pelo gestor do projeto para o Estudo de Caso foi escolhido o valor de 13,25% que é o mesmo valor da taxa Selic para o mês de janeiro/2023, ou seja, para ser viável o projeto deverá fornecer uma TIRM maior que 13,25%, o que acontece no primeiro cenário do Estudo de Caso 1. O valor do TIRM foi de 15,70% ou seja, valor acima do TMA. O valor do VPL (Valor Presente Líquido) do projeto foi de R\$ 1.342.630,80, ou seja, VPL positivo, indicando assim a viabilidade do projeto para o cenário 1. Finalizando o *Payback* descontado se deu em 11,09 anos ou 133 meses.

Esses são os valores encontrados para o cenário 1 (PS=215,54kWp), para o Estudo de Caso foram criados outros 218 cenários variando a PSF técnica (215,54kWp) de 1% em 1% até um valor 98% menor que o valor inicial e 120% maior que o inicial. Logo, o PSF variou de 474,19 kWp até 4,31 kWp.

A metodologia utilizada para o cálculo do fluxo de caixa dos demais cenários é a mesma para o cenário 1. Variando o PSF o valor do investimento inicial (custo implantação) se altera, gerando assim valores diferentes de VPL, TIRM e *Payback* Descontado.

Analisando todos os cenários verifica-se que o projeto deixa de ser viável economicamente a partir do ponto em que é PSF é 54% menor, ou seja, PSF = 99,15 kWp, nesse cenário o VPL é negativo – R\$ 5.410,75 a TMA é 2,94% - menor que a TMA – e o *Payback* descontado é 25,95 anos, maior que a longevidade do projeto, ou seja, não se pagaria. Para os valores acima do PSF técnico e até 120% maior não existe valores negativos para o VPL. Em contraponto a TIRM é menor que a TMA quando PSF é 53% maior que o PSF Técnico, ou seja, PSF = 329,77 kWp, neste mesmo ponto o *Payback* descontado é 25,5 anos logo, maior que o tempo

Tabela 22 – Estudo de Caso 3. Fluxo de Caixa

ANO	Geração (kWh)	Consumo (kWh)	Tarifa	Demanda Contr.	Demanda + Geração	Fatura s/ GD	Fatura c/ GD	Economia	Investimento	O&M	Fluxo Anual	Fluxo Desc.	Resultado Acum.
0	-	-	-	-	-	-	-	-	-803.960,92	-	-803.960,92	-803.960,92	-803.960,92
1	296.564,59	294.713,46	0,66	88.222,47	88.222,47	194.200,22	88.222,47	106.037,75	-	4.019,80	102.017,95	90.082,07	-713.878,85
2	296.564,59	294.713,46	0,71	95.280,27	95.280,27	209.801,04	95.280,27	114.520,77	-	4.019,80	110.500,97	86.156,82	-627.722,03
3	296.564,59	294.713,46	0,77	102.902,69	102.902,69	226.585,12	102.902,69	123.682,43	-	4.019,80	119.662,63	82.384,20	-545.337,83
4	296.564,59	294.713,46	0,83	111.134,90	111.134,90	244.711,93	111.134,90	133.577,03	-	4.019,80	129.557,22	78.760,56	-466.577,27
5	296.564,59	294.713,46	0,90	120.025,70	120.025,70	264.288,89	120.025,70	144.263,19	-	4.019,80	140.243,39	75.282,03	-391.295,24
6	296.564,59	294.713,46	0,97	129.627,75	129.627,75	285.432,00	129.627,75	155.804,25	-	4.019,80	151.784,44	71.944,57	-319.350,67
7	296.564,59	294.713,46	1,05	139.997,97	139.997,97	308.266,56	139.997,97	168.268,59	-	4.019,80	164.248,78	68.743,98	-250.606,69
8	296.564,59	294.713,46	1,13	151.197,81	151.197,81	332.927,88	151.197,81	181.730,07	-	4.019,80	177.710,27	65.676,02	-184.930,67
9	296.564,59	294.713,46	1,22	163.293,63	163.293,63	359.562,11	163.293,63	196.268,48	-	4.019,80	192.248,68	62.736,38	-122.194,29
10	296.564,59	294.713,46	1,32	176.357,13	176.357,13	388.327,08	176.357,13	211.969,96	-	4.019,80	207.950,15	59.920,74	-62.273,55
11	296.564,59	294.713,46	1,42	190.465,70	190.465,70	419.393,25	190.465,70	228.927,55	-	4.019,80	224.907,75	57.224,78	-5.048,77
12	296.564,59	294.713,46	1,54	205.702,95	205.702,95	452.944,71	205.702,95	247.241,76	-	4.019,80	243.221,95	54.644,22	49.595,45
13	296.564,59	294.713,46	1,66	222.159,19	222.159,19	489.180,29	222.159,19	267.021,10	-	4.019,80	263.001,30	52.174,84	101.770,29
14	296.564,59	294.713,46	1,79	239.931,92	239.931,92	528.314,71	239.931,92	288.382,79	-	4.019,80	284.362,98	49.812,47	151.582,76
15	296.564,59	294.713,46	1,94	259.126,48	259.126,48	570.579,89	259.126,48	311.453,41	-	4.019,80	307.433,61	47.553,03	199.135,79
16	296.564,59	294.713,46	2,09	279.856,59	279.856,59	616.226,28	279.856,59	336.369,68	-	4.019,80	332.349,88	45.392,51	244.528,30
17	296.564,59	294.713,46	2,26	302.245,12	302.245,12	665.524,38	302.245,12	363.279,26	-	4.019,80	359.259,45	43.327,00	287.855,30
18	296.564,59	294.713,46	2,44	326.424,73	326.424,73	718.766,33	326.424,73	392.341,60	-	4.019,80	388.321,79	41.352,71	329.208,01
19	296.564,59	294.713,46	2,63	352.538,71	352.538,71	776.267,64	352.538,71	423.728,93	-	4.019,80	419.709,12	39.465,94	368.673,94
20	296.564,59	294.713,46	2,84	380.741,81	380.741,81	838.369,05	380.741,81	457.627,24	-	4.019,80	453.607,44	37.663,09	406.337,03
21	296.564,59	294.713,46	3,07	411.201,15	411.201,15	905.438,57	411.201,15	494.237,42	-	4.019,80	490.217,62	35.940,70	442.277,73
22	296.564,59	294.713,46	3,32	444.097,24	444.097,24	977.873,66	444.097,24	533.776,41	-	4.019,80	529.756,61	34.295,39	476.573,12
23	296.564,59	294.713,46	3,58	479.625,02	479.625,02	1.056.103,55	479.625,02	576.478,53	-	4.019,80	572.458,72	32.723,92	509.297,04
24	296.564,59	294.713,46	3,87	517.995,03	517.995,03	1.140.591,83	517.995,03	622.596,81	-	4.019,80	618.577,00	31.223,15	540.520,19
25	296.564,59	294.713,46	4,18	559.434,63	559.434,63	1.231.839,18	559.434,63	672.404,55	-	4.019,80	668.384,75	29.790,05	570.310,24
Total	7.414,114,66	7.367.836,38	-	6.449.586,59	6.449.586,59	14.201.576,17	6.449.586,59	7.751.989,57	803.960,92	100.495,11	6.847.533,54	1.374.271,16	184.488,45

Fonte: Diogo Sileiran Ramos Leite.

Tabela 23 – *Estudo de Caso 3. Indicadores Viabilidade Econômica*

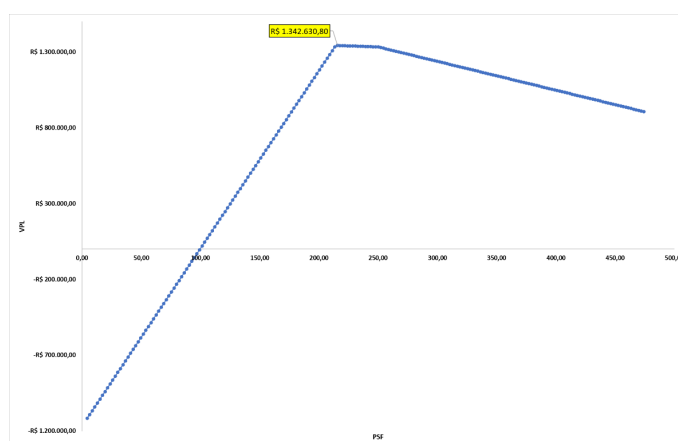
INDICADORES	VALOR
TMA	13,25%
VPL	R\$ 1.342.630,80
TIRM	15,70%
Payback Descontado	11,09

Fonte: Diogo Sileiran Ramos Leite.

do projeto.

O gráfico da Figura 22 apresenta uma análise do VPL pela Potência Instalada do sistema considerando todos os cenários. É possível verificar que o ponto onde o VPL possui o maior valor é exatamente no ponto do PSF técnico, logo, $PSF = 215,54kWp$. Nesse cenário o valor do VPL é R\$ 1.342.630,80.

Figura 22 – *Estudo de Caso 3. Análise PSF x VPL*



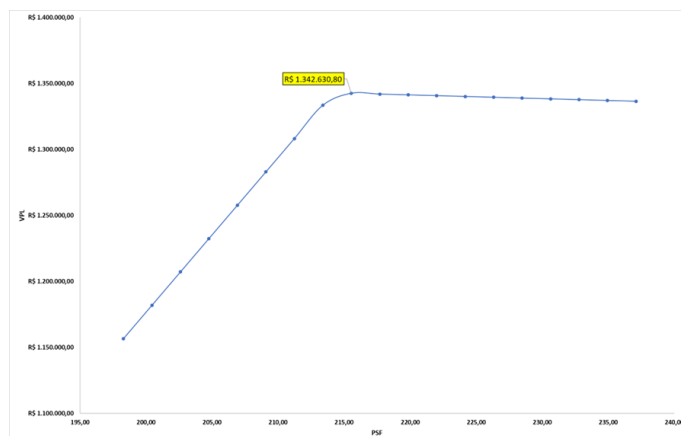
Fonte: Diogo Sileiran Ramos Leite.

Analisando a Figura 22 e 23 verifica-se que o VPL inicia com valores negativos e apenas com um PSF 53% menor ($PSF = 101,30 kWp$) que se obtém valores positivos. A partir do PSF técnico ($215,54kWp$) o VPL começa a declinar, indicando que do ponto de vista do VPL aumentar a potência do sistema não produz um melhor retorno financeiro.

O gráfico da Figura 24 apresenta uma análise da TIRM pela Potência Instalada do sistema considerando todos os cenários. É possível verificar que o ponto onde o TIRM possui o maior valor é quando o PSF é 1% menor que o PSF técnico, logo, $PSF = 213,38kWp$. Nesse cenário o valor da TIRM é 15,72%.

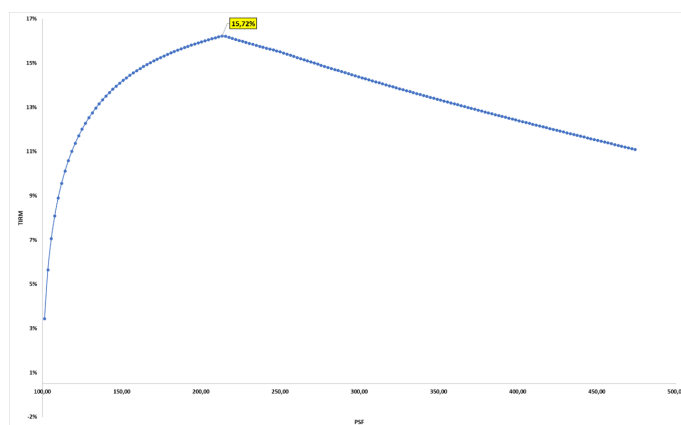
Analisando a Figura 24 observa-se que a partir do PSF técnico, a TIRM não aumenta, ou seja, aumentar a potência no Estudo de Caso 3 não melhora a

Figura 23 – *Estudo de Caso 3. Gráfico aproximado PSF x VPL*



Fonte: Diogo Sileiran Ramos Leite.

Figura 24 – *Estudo de Caso 3. Análise PSF x TIRM*



Fonte: Diogo Sileiran Ramos Leite.

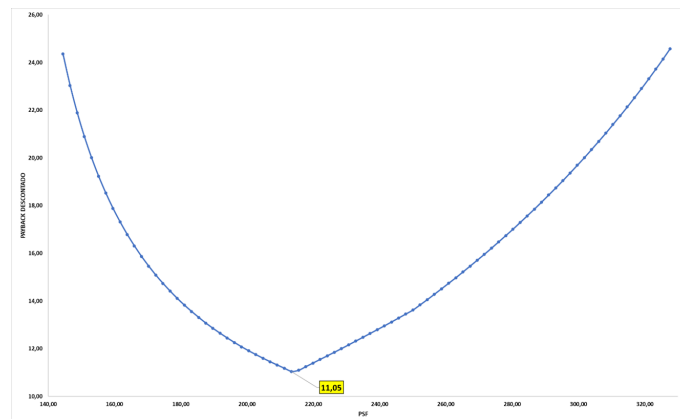
TIRM, logo do ponto de vista da TIRM não é benéfico aumentar o PSF.

O gráfico da Figura 25 apresenta uma análise do *Payback* Descontado pela Potência Instalada do sistema considerando todos os cenários. É possível verificar que o ponto onde o *Payback* descontado possui o menor valor, ou seja, quando o retorno é mais rápido é quando o PSF é 1% menor que o PSF técnico, logo, PSF = 213,38 kWp. Nesse cenário o valor da *Payback* Descontado é 11,05 anos.

Analisando a Figura 25 observa-se que a partir do PSF técnico, o *Payback* Descontado não aumenta, ou seja, aumentar a potência no Estudo de Caso 3 não melhora o *Payback* Descontado, logo do ponto de vista do *Payback* Descontado não é benéfico aumentar o PSF.

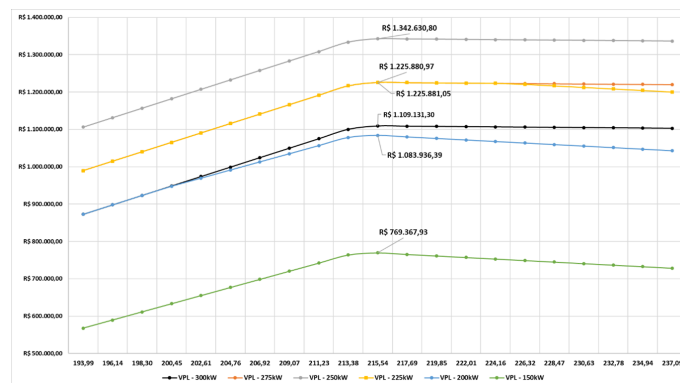
No Estudo de Caso 3 verifica-se que a demanda lida está abaixo da demanda contratada em todos os meses do ano de 2022, logo não há cobrança de demanda ultrapassagem. Os gráficos 26 e 27 apresentam uma análise do impacto da demanda contratada no VPL.

Figura 25 – *Estudo de Caso 3. Análise PSF x Payback Descontado*



Fonte: Diogo Sileiran Ramos Leite.

Figura 26 – *Estudo de Caso 3. Variação Demanda Contratada – PSF x VPL*

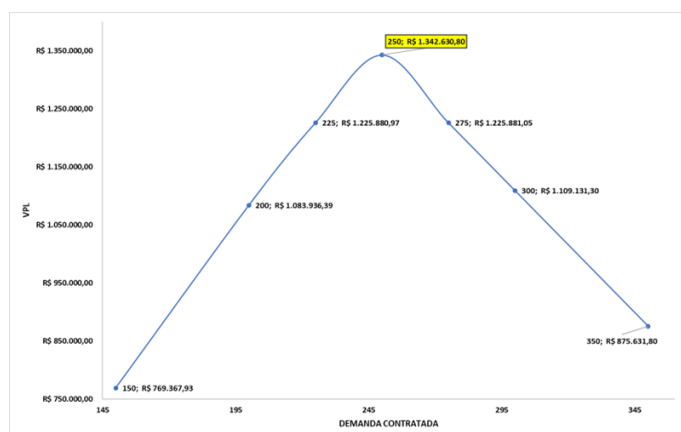


Fonte: Diogo Sileiran Ramos Leite.

Na figura 26 é demonstrado o valor onde é VPL máximo para cada valor de demanda para o mesmo valor de PSF. Ou seja, variando a demanda contratada para 150kW, 200kW, 225kW, 250kW, 275kW, 300kW e 350kW é possível verificar qual valor de demanda contratada fornece o melhor VPL.

Analisando os gráficos é possível verificar que o ponto onde o VPL é maior é quando a demanda contratada é igual a demanda lida, ou seja, diminuir a demanda contratada e consequentemente pagar a multa da ultrapassagem não apresenta uma melhora no valor do VPL, e da mesma forma aumentar a demanda acima da demanda lida não apresenta melhora no VPL. O recomendável é realizar uma análise detalhada da demanda e contratar o valor de demanda mais próximo da demanda consumida/lida.

Figura 27 – *Análise da VPL x Variação Demanda Contratada*



Fonte: Diogo Sileiran Ramos Leite.

CONCLUSÃO

Este trabalho desenvolveu e apresentou uma metodologia capaz de realizar a análise econômica de sistemas fotovoltaicos com diferentes potências que atenda aos consumidores do Grupo A.

A metodologia seguiu os passos de análise da demanda contratada junto a concessionária de energia, análise do contrato do tipo tarifário, tarifa horária verde ou azul (tarifa ponta e fora ponta), análise do consumo anual da unidade consumidora (consumo na ponta e fora de ponta), cálculo da potência do gerador fotovoltaico e simulação do SFV, avaliação econômico-financeiro do projeto considerando o preço da energia elétrica da concessionária local.

O objeto do estudo foram 3 consumidores do Grupo A (empresas, comércios, indústrias) que devido as normas vigentes devem pagar além do consumo de energia elétrica (hora ponta e fora ponta) também pagam pela demanda contratada, fazendo com que a tomada de decisão do ponto de vista econômica seja mais desafiadora.

Nos estudos de casos aplica-se a metodologia elaborada para avaliar a viabilidade econômica da instalação de um sistema solar fotovoltaico em um laticínio, supermercado e gráfica industrial que possuem uma demanda contratada de 112kW, 225kW e 250kW, respectivamente. Analisando a fatura foi observado que praticamente todos os meses a demanda contratada era excedida para o Estudo de Caso 1 indicando que uma reanálise da demanda contratada é necessária, mas para o Estudo de Caso 2 e 3 a demanda contratada está abaixo da demanda lida. As UC's ficam localizadas em Ipameri/GO, Goiânia/GO e Aparecida de Goiânia/GO tendo uma irradiância média de 5,46kWh/m².dia, 5,50kWh/m².dia, e 5,45kWh/m².dia, respectivamente. Foram criadas 219 variações da potência do sistema fotovoltaico calculado. A PSF inicial deu-se pelo cálculo padrão de um SFV onde a potência do sistema solar “zera-se” a fatura de energia, chamamos no trabalho de potência técnica (PSF técnico). A partir daí outros 218 cenários foram criados variando a PSF de 1% em 1% até uma variação 98% menor e 120% maior que a potência inicial. Com esses dados foi possível elaborar o fluxo de caixa dos 219 cenários e calcular os indicadores financeiros deles, possibilitando assim uma análise da potência do sistema fotovol-

taico para o melhor retorno financeiro para cada Estudo de Caso, alcançando assim os objetivos II, III e VI.

Analisando os resultados obtidos no Estudo de Caso 1 observa-se que os indicadores financeiros VPL, TIR e *Payback* Descontado indicam uma viabilidade econômica do projeto desde PSF muito abaixo do PSF técnico, isto indica que do ponto de vista financeiro a instalação de um sistema solar fotovoltaico é vantajosa mesmo não sendo possível a instalação do seu total técnico. E analisando o aumento da potência conclui que o VPL é positivo até certo ponto, mas que a partir deste ponto deixa de ser viável financeiramente o aumento do PSF, com isso, inibindo o cliente ou projetista a instalação de uma planta com o PSF maior que o PSF técnico. Em relação ao impacto da demanda para o Estudo de Caso 1 o ponto onde o VPL é máximo é quando a demanda contratada é igual a demanda lida, logo, tanto reduzir o valor da demanda para pagar uma taxa menor, quanto aumentar a demanda não geram um benefício em relação ao VPL do projeto.

Analisando os resultados obtidos no Estudo de Caso 2 observa-se que os indicadores financeiros VPL, TIR e *Payback* Descontado indicam uma viabilidade econômica do projeto desde PSF muito abaixo do PSF técnico, mas ao contrário do visto no Estudo de Caso 1, o Estudo de Caso 2 apresenta o melhor ponto do VPL quando o PSF é maior que o PSF Técnico, ou seja, para obter um valor de pico do VPL, o sistema deveria ser projetado com 4% maior de potência. Em relação ao impacto da demanda para o Estudo de Caso 2 o ponto onde o VPL é máximo é quando a demanda contratada é igual a demanda lida, logo, tanto reduzir o valor da demanda para pagar uma taxa menor, quanto aumentar a demanda não geram um benefício em relação ao VPL do projeto.

No Estudo de Caso 3 aplica-se a metodologia aplicada no Estudo de Caso 1 e 2. O empreendimento do Estudo de Caso 3 apresenta um consumo de energia menor que os demais casos, com isso obtém uma PFS menor. Analisando os resultados obtidos no Estudo de Caso 3 observa-se que os indicadores financeiros VPL, TIR e *Payback* Descontado indicam uma viabilidade econômica do projeto logo para um PSF de 101,30 kWp. Para a TIRM o PSF indica uma viabilidade econômica a partir do PSF 144,41 kWp.

Ao contrário do visto no Estudo de Caso 1 e 2, o Estudo de Caso 3 apresenta o melhor ponto do VPL quando o PSF é o mesmo que o PSF Técnico, ou seja, não há melhoria financeira em instalar um sistema maior ou menor que o calculado. E analisando o aumento da potência conclui que o VPL é positivo até certo ponto, mas que a partir deste ponto deixa de ser viável financeiramente o aumento do PSF, com isso, inibindo o cliente ou projetista a instalação de uma planta com o PSF maior que o PSF técnico, alcançando os objetivos IV e V.

Por fim, a metodologia proporciona uma análise de viabilidade econômica conforme a nova lei 14.300 e REN 1059 e que possibilita ao consumidor a escolha de um sistema solar fotovoltaico que possua o melhor retorno econômico considerando o VPL, TIRM e *Payback* Descontado.

5.1 Trabalhos Futuros

Como trabalhos futuros sugere-se os seguintes pontos:

- Incrementar na metodologia aspectos técnicos (área telhado, vento, temperatura, etc);
- Ferramenta computacional (software) para análise de viabilidade econômica da geração fotovoltaica;
- Aplicar a metodologia desenvolvida em outras localidades;
- Estudo de viabilidade de sistema solar fotovoltaico no Mercado Livre para consumidores do Grupo A.

Referências

ANEEL, AGÊNCIA BRASILEIRA DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa nº 414, de 09 de Setembro de 2010**. 2010. Diário Oficial da União. Estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.html>. 27, 31

_____. **Resolução Normativa nº 482, de 17 de Abril de 2012**. 2012. Diário Oficial da União. Condições para acesso de microgeração e miniGD. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. 31

_____. **Resolução Normativa nº 1.059, de 07 de Novembro de 2015**. 2015. Diário Oficial da União. Altera Resoluções Normativas nº 920, 956, 1.000 [...]. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20231059.pdf>. 31

_____. **Resolução Homologatória N° 2.963, de 21 de Outubro de 2021**. 2021. Diário Oficial da União. Homologa o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2021 [...]. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20212963.pdf>. 26, 46, 47

_____. **Resolução Normativa nº 1.000, de 07 de Dezembro de 2021**. 2021. Diário Oficial da União. Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.pdf>. 26, 30

_____. **Resolução Normativa nº 687, de 24 de Fevereiro de 2023**. 2023. Diário Oficial da União. Altera a RN nº 482/2012. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>. 34, 43

ANEEL, Cadernos Temáticos. Micro e minigeração distribuída. **Sistema de Compensação de Energia Elétrica**. Brasília, DF, Brasil: Centro de Documentação–Cedoc, 2014. 42

BARROS, B. F. De; BORELLI, R.; GEDRA, R. L. **Gerenciamento de Energia – Ações Administrativas e Técnicas de Uso Adequado da Energia Elétrica**. 3. ed. São Paulo/SP: Érica, 2020. 29

BRASIL. **Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004**. 2004. Diário Oficial da União, Brasília, DF. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/>. Acesso em: 23 fev. 2025. 30

_____. **Lei nº 14.300, de 06 de janeiro de 2022**. 2022. Diário Oficial da União, Brasília, DF. REGULAMENTA A COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, O PROCESSO DE OUTORGA DE CONCESSÕES E DE AUTORIZAÇÕES DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, E DÁ OUTRAS PROVIDÊNCIAS. 32, 34, 36

CREBESP. **Potencial Solar - SunData v 3.0**. 2023. Disponível em: <https://cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata&>. 42, 50, 60, 73

EPE. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2024: Ano base 2023**. Rio de Janeiro: Ministério de Minas e Energia (MME), Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 2024. 18

FARIA, A. F. D. **Eficiência Energética e GD: Estudo de Caso Aplicado a Sistema de Iluminação, Condicionamento Ambiental e Adição de Fonte Incentivada de Energia Elétrica**. Dissertação (Mestrado), Goiânia, 2016. 20

FERNANDES, J. E. S. Análise da viabilidade econômica e técnica para implantação de sistemas fotovoltaicos em unidades consumidoras do tribunal de justiça do estado de goiás. **CEEL**, [s.n.], Uberlândia, 2020. ISSN 2596-2221. Universidade Federal de Uberlândia. 21

FIGUEIREDO, Leonardo Brunno Verçoza de Macêdo; DUARTE, Ana Carolina Gomes; CONCEIÇÃO, Vanessa dos Santos; ALMEIDA, Aryfrance Rocha *et al.* Análise da viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos para o bloco de engenharia elétrica da ufpi considerando a modalidade tarifária. *In: Congresso Brasileiro de Automática-CBA*. [S.l.: s.n.], 2020. v. 2, n. 1. 21

FILHO, Manoel Alves; SANTOS, Kaline Elaine. Estudo da viabilidade econômica dos sistemas fotovoltaicos dos consumidores do grupo a. *In: Anais Congresso Brasileiro de Energia Solar-CBENS*. [S.l.: s.n.], 2018. 20

MARTINS, A. M. **Redução da Fatura de Energia Elétrica através da Otimização da Contratação de Demanda de Potência Ativa e da Orientação de Módulos Fotovoltaicos: Estudo de Caso no IFG Campus Goiânia**. Dissertação (Mestrado), Goiânia, 2014. 27

MOREIRA, J. R. S. **Energia Renováveis, GD e Eficiência Energética**. 1. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2019. 23

MOTA, D. N. **Impacto Econômico para Consumidores com Microgeração Fotovoltaica e Optantes por Mudança Tarifária do Grupo A para o Grupo B**. Belo Horizonte: [s.n.], 2020. Monografia de Especialização – Universidade Federal de Minas Gerais. 21

NETO, D. Pinheiro. **Processo de Otimização Aplicada à Análise de Risco de Investimento em Geração de Energia Elétrica com Fontes Renováveis**. Tese (Doutorado), Goiânia, 2017. 25

PINTO, G. X. A. **Impactos da Geração Solar Fotovoltaica e da Modalidade de Contratação da Energia Elétrica sobre as Despesas com Energia Elétrica em Campus Universitário**. Dissertação (Mestrado), Florianópolis, 2018. 20, 52, 64

REIS, Lineu Belico dos. **Geração de energia elétrica**. 3. ed. rev., ampl. e atual.. ed. Barueri: Manole, 2017. Inclui bibliografia. ISBN 978-65-557-6224-2. 23

SALDANHA, B. L. F. **Engenharia Econômica – Projetos de Investimento**. 1. ed. Rio de Janeiro: Publicação Independente, 2020. 36, 37, 38, 39, 40