



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
Faculdade de Engenharia Mecânica

NATHALIA HIDALGO LEITE

**Viabilidade Econômica e Financeira
da Energia Solar Fotovoltaica
frente às Regras de Compensação de Crédito**

CAMPINAS
2021

NATHALIA HIDALGO LEITE

Viabilidade Econômica e Financeira da Energia Solar Fotovoltaica frente às Regras de Compensação de Crédito

Dissertação apresentada à Faculdade de Engenharia
Mecânica da Universidade Estadual de Campinas
como parte dos requisitos exigidos para obtenção
do título de Mestra em Planejamento de Sistemas
Energéticos.

Orientador: Prof. Dr. Paulo de Barros Correia
Coorientadora: Dra. Natália Addas Porto

ESTE TRABALHO CORRESPONDE À VERSÃO
FINAL DA DISSERTAÇÃO DEFENDIDA PELA
ALUNA NATHALIA HIDALGO LEITE, E
ORIENTADA PELO PROF. DR. PAULO DE
BARROS CORREIA.

CAMPINAS
2021

Ficha catalográfica
Universidade Estadual de Campinas
Biblioteca da Área de Engenharia e Arquitetura
Rose Meire da Silva - CRB 8/5974

L536v Leite, Nathalia Hidalgo, 1995-
Viabilidade econômica e financeira da energia solar fotovoltaica frente às regras de compensação de crédito / Nathalia Hidalgo Leite. – Campinas, SP : [s.n.], 2021.

Orientador: Paulo de Barros Correia.
Coorientador: Natália Addas Porto.
Dissertação (mestrado) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica.

1. Viabilidade econômica. 2. Engenharia econômica. 3. Energia renovável. 4. Geração distribuída de energia. 5. Sistemas de energia fotovoltaica. I. Correia, Paulo de Barros, 1954-. II. Porto, Natália Addas, 1987-. III. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. IV. Título.

Informações para Biblioteca Digital

Título em outro idioma: Economic and financial viability of solar photovoltaic energy for net metering systems

Palavras-chave em inglês:

Economic viability

Economic engineering

Renewable energy

Distributed power generation

Photovoltaic energy systems

Área de concentração: Planejamento de Sistemas Energéticos

Titulação: Mestra em Planejamento de Sistemas Energéticos

Banca examinadora:

Natália Addas Porto [Coorientador]

Luiz Carlos Pereira da Silva

Luiz Arioaldo Fabri Junior

Data de defesa: 19-11-2021

Programa de Pós-Graduação: Planejamento de Sistemas Energéticos

Identificação e informações acadêmicas do(a) aluno(a)

- ORCID do autor: <https://orcid.org/0000-0001-8355-756>

- Currículo Lattes do autor: <http://lattes.cnpq.br/5119291930065456>

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA**

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO ACADÊMICO

Viabilidade Econômica e Financeira da Energia Solar Fotovoltaica frente às Regras de Compensação de Crédito

Autora: Nathalia Hidalgo Leite

Orientador: Prof. Dr. Paulo de Barros Correia

Coorientadora: Dra. Natália Addas Porto

A Banca Examinadora composta pelos membros abaixo aprovou esta Dissertação:

Dra. Natália Addas Porto
RegE Barros Correia Advisers Designing Efficiency

Prof. Dr. Luiz Ariovaldo Fabri Junior
Faculdade de Tecnologia/Unicamp

Prof. Dr. Luiz Carlos Pereira da Silva
Faculdade de Engenharia Elétrica e da Computação/Unicamp

A Ata de Defesa com as respectivas assinaturas dos membros encontra-se no SIGA/Sistema de Fluxo de Dissertação/Tese e na Secretaria do Programa da Unidade.

Campinas, 19 de novembro de 2021.

Dedicatória

Dedico este trabalho à minha família, em especial ao meu maior exemplo - minha mãe, Ieda Geriberto Hidalgo, pelo incentivo e apoio.

Agradecimentos

Agradeço ao professor Paulo de Barros Correia, orientador, e à Natália Addas Porto, coorientadora, pela orientação, confiança, conselhos e apoio no desenvolvimento desta dissertação de mestrado.

Agradeço à equipe do projeto de P&D ANEEL - PA3042 composta por: membros da Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL), da Universidade Federal de Pernambuco (UFPE) e da Unicamp. Em especial agradeço aos professores Paulo de Barros Correia, executor do convênio, e Luis Renato Vedovato, pela oportunidade de envolvimento com empresas do setor elétrico.

Agradeço aos professores Waldir Cintra de Jesus Junior (UFSCar - Lagoa do Sino) e Fernando Antonio Campos Gomide (Unicamp - FEEC) pela orientação nas Iniciações Científicas da FAPESP ao longo da graduação.

Agradeço aos professores Pedro Albertos Pérez (*Universitat Politècnica de València* - UPV) e Francesco Cioffi (*Università degli Studi "La Sapienza" di Roma* - UniRoma) pela recepção durante o estágio da graduação.

Agradeço aos amigos da sala 301 do PSE: Fernanda Nakano Kazama, Laura Jessenia Silva Granada, Olivia Del Puppo Pereira Fernandes e Rafael Esteves Albieri pelo acolhimento no grupo de pesquisa e pelos bons momentos juntos.

Agradeço aos demais professores, amigos, colegas da Unicamp e a todos os que não mencionei anteriormente, mas que me ajudaram de forma direta ou indireta na realização desta pesquisa.

Resumo

A geração de energia elétrica por meio de fontes renováveis e limpas é incentivada mundialmente. A meta é reduzir a dependência de combustíveis fósseis, como petróleo e carvão mineral, responsáveis pela emissão de grande parte dos gases que provocam o efeito estufa.

A matriz elétrica brasileira é predominantemente renovável, com uma participação das usinas hidrelétricas superior a 61% em 2021. No entanto, as mudanças climáticas evidenciam a fragilidade deste tipo sistema, conduzindo para a diversificação da matriz, por meio da utilização de fontes alternativas de geração de energia, como biomassa, eólica e solar.

No Brasil, o Sistema Interligado Nacional (SIN) possibilita a transferência de energia entre quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte. Porém, as perdas de energia no sistema; o impacto ambiental devido à supressão de vegetação de maior altura para que não encoste nos fios ou nas torres; e a necessidade de grandes investimentos em linhas de transmissão, redes de distribuição e subestações têm mostrado a importância da Geração Distribuída (GD).

Neste contexto, a energia solar fotovoltaica se destaca por ser renovável, limpa, alternativa e permitir a geração descentralizada. Portanto, esta dissertação apresenta um estudo de viabilidade econômica e financeira da energia solar fotovoltaica distribuída, considerando diferentes regras de compensação de créditos. O objetivo é avaliar, do ponto de vista do investidor, as alternativas apresentadas na Análise de Impacto Regulatório (AIR) nº 04/2018 e no Projeto de Lei (PL) 5829/19.

A metodologia fundamenta-se nos conceitos da Engenharia Econômica para análise de investimentos. Quatro indicadores de viabilidade são avaliados: Taxa Interna de Retorno (*TIR*), Custo Nivelado de Energia (*CNE*), *Payback* Descontado (*PD*) e Valor Presente Líquido (*VPL*). O modelo para cálculo do Fluxo de Caixa Descontado (*FCD*) é sensibilizado para sete alternativas de compensação de crédito, três projetos de sistemas fotovoltaicos e quatro opções de Taxa de Desconto (*TD*). No total, 84 cenários são avaliados. Os resultados mostram que adotando como referência o cenário atual, a aprovação do PL 5829/19 reduz a *TIR* em 2,80%; aumenta a *CNE* em 6,16%; aumenta o *PD* em 2,81%; e reduz o *VPL* em 7,54%.

Palavras-chave: viabilidade de projetos; engenharia econômica; energia renovável; geração distribuída, energia solar fotovoltaica; compensação de créditos.

Abstract

The generation of electric energy through renewable and clean sources is encouraged worldwide. The goal is to reduce dependence on fossil fuels, such as oil and coal, which are responsible for the emission of a large part of the gases that cause the greenhouse effect.

The Brazilian electrical matrix is predominantly renewable, with a share of hydroelectric plants exceeding 61% in 2021. However, climate change shows the fragility of this type of system, leading to the diversification of the matrix, through the use of alternative sources of energy generation, such as biomass, wind and solar.

In Brazil, the National Interconnected System allows energy to be transferred between four subsystems: South, Southeast/Midwest, Northeast and North. However, energy losses in the system; the environmental impact due to the suppression of taller vegetation so that it does not touch the wires or the towers; and the need for large investments in transmission lines, distribution networks and substations have shown the importance of Distributed Generation.

In this context, photovoltaic solar energy stands out for being renewable, clean, alternative and allowing decentralized generation. Therefore, this dissertation presents a study of the economic and financial viability of distributed photovoltaic solar energy, considering different rules for credit compensation. The objective is to evaluate, from the investor's point of view, the alternatives presented in the Regulatory Impact Analysis nº 04/2018 and in the Bill 5829/19.

The methodology is based on the concepts of Economic Engineering for investment analysis. Four viability indicators are evaluated: Internal Rate of Return, Levelized Energy Cost, Discounted Payback and Net Present Value. The model for calculating the Discounted Cash Flow is sensitized to seven credit compensation alternatives, three photovoltaic system projects and four discount rate options. In total, 84 scenarios are evaluated. The results show that using the current scenario as a reference, the approval of PL 5829/19 reduces the Internal Rate of Return by 2.80%; increases the Levelized Cost by 6.16%; increases the Discounted Payback by 2.81%; and reduces the Net Present Value by 7.54%.

Key-words: feasibility of projects; economic engineering; renewable energy; distributed generation, photovoltaic solar energy; net metering.

Lista de Ilustrações

Figura 1.1 - Matriz da capacidade instalada de geração de energia elétrica	17
Figura 1.2 - Matriz de energia elétrica em 2010 e em 2020.....	18
Figura 1.3 - Evolução histórica da potência instalada em GD	20
Figura 1.4 - Esquema da MMGD	22
Figura 1.5 - Evolução histórica da fonte solar em GD e GC.....	23
Figura 1.6 - Preço médio da fonte solar em leilões de energia no mercado regulado.....	24
Figura 1.7 - Potencial de geração solar fotovoltaica no Brasil.....	25
Figura 2.1 - Células e módulos em um painel solar	28
Figura 2.2 - Curvas P-V e I-V de módulos fotovoltaicos.....	31
Figura 2.3 - Representação esquemática da associação em série de n módulos fotovoltaicos.	32
Figura 2.4 - Representação esquemática da associação em paralelo de n módulos fotovoltaicos	33
Figura 2.5 - Representação esquemática da associação mista de n módulos fotovoltaicos	34
Figura 2.6 - Influência da radiação solar na operação de um módulo fotovoltaico	35
Figura 2.7 - Influência da temperatura na operação de um módulo fotovoltaico.....	36
Figura 2.8 - Módulo fotovoltaico com sombra em uma célula - sem diodo de <i>by-pass</i>	37
Figura 2.9 - Módulo fotovoltaico com sombra em uma célula - com diodo de <i>by-pass</i>	38
Figura 2.10 - Curva I-V do módulo fotovoltaico	39
Figura 4.1 - Histórico (2010-2020) e projeção (2021-2014) dos principais índices econômicos e taxa de juros	59
Figura 4.2 - Diagrama esquemático do fluxo de capitais convencional.....	60
Figura 4.3 - Diagrama esquemático do fluxo de capitais não convencional	60
Figura 4.4 - Gráfico " <i>VPL</i> " versus " <i>r</i> " para o exemplo	65
Figura 5.1 - Histórico mensal do consumo e do valor da conta de energia elétrica para os últimos cinco anos de registro do GE.....	70
Figura 5.2 - Histórico mensal dos custos unitários da energia elétrica para os últimos cinco anos de registro do GE	70
Figura 6.1 - <i>PD</i> para as quatro taxas de desconto agrupadas por projeto (SCEE = 100%).....	83
Figura 6.2 - <i>PD</i> para as quatro taxas de desconto agrupadas por projeto (SCEE = 38%).....	84
Figura 6.3 - <i>VPL</i> para as quatro taxas de desconto agrupadas por projeto (SCEE = 100%)....	85
Figura 6.4 - <i>VPL</i> para as quatro taxas de desconto agrupadas por projeto (SCEE = 38%).....	85
Figura 6.5 - <i>VPL</i> acumulado, para os três projetos, agrupado por TD (SCEE = 100%).....	86
Figura 6.6 - <i>VPL</i> acumulado, para os três projetos, agrupado por TD (SCEE = 94-72%).....	87
Figura 6.7 - <i>VPL</i> acumulado, para os três projetos, agrupado por TD (SCEE = 72%).....	87
Figura 6.8 - <i>VPL</i> acumulado, para os três projetos, agrupado por TD (SCEE = 66%).....	88
Figura 6.9 - <i>VPL</i> acumulado, para os três projetos, agrupado por TD (SCEE = 58%).....	88
Figura 6.10 - <i>VPL</i> acumulado, para os três projetos, agrupado por TD (SCEE = 50%).....	89
Figura 6.11 - <i>VPL</i> acumulado, para os três projetos, agrupado por TD (SCEE = 38%).....	89
Figura 6.12 - <i>TIR</i> para as quatro alternativas mais relevantes de SCEE agrupadas por projeto	90
Figura 6.13 - <i>CNE</i> para as quatro alternativas mais relevantes de SCEE agrupadas por projeto	91
Figura 6.14 - <i>PD</i> para as quatro alternativas mais relevantes de SCEE agrupadas por projeto	91
Figura 6.15 - <i>VPL</i> para as quatro alternativas mais relevantes de SCEE agrupadas por projeto	91

Lista de Tabelas

Tabela 1.1 - MMGD, por estado (cinco maiores), em 09/2021	20
Tabela 1.2 - MMGD, por modalidade, em 09/2021	21
Tabela 1.3 - MMGD, por classe de consumo, em 09/2021	21
Tabela 1.4 - MMGD, por tipo de geração, em 09/2021	21
Tabela 2.1 - Histórico associado à regulamentação da MMGD.....	41
Tabela 2.2 - Alternativas avaliadas para aplicação no SCEE.....	44
Tabela 2.3 - Representação média das componentes da TUSD e TE na tarifa final.....	46
Tabela 2.4 - Taxação da componente tarifária Fio B no PL 5829/19 com base na Tabela 3.3	48
Tabela 2.5 - <i>Ranking</i> dos países em capacidade instalada em 2020 (esquerda) e capacidade instalada total (direita).....	48
Tabela 4.1 - Combinação de expressões para busca no Portal de Periódicos da CAPES	51
Tabela 4.2 - Série de dados do IPCA, IGP-M e da taxa SELIC.....	58
Tabela 4.3 - Fluxo Econômico e Financeiro	61
Tabela 4.4 - <i>FC</i> , <i>FCD</i> e <i>FCD</i> Acumulado	63
Tabela 4.5 - <i>VPL</i> para as taxas de desconto 20% e 30%	66
Tabela 5.1 - Valores extremos e médios para consumo, valor da conta e custo da energia nos últimos cinco anos de registro do GE.....	71
Tabela 5.2 - Valores mínimos e máximos do custo da energia para cada ano de registro do GE.....	71
Tabela 5.3 - Dados técnicos e de custo dos projetos A, B e C	72
Tabela 5.4 - Bandeiras tarifárias	75
Tabela 5.5 - Tarifas de energia - Grupo A - CPFL Piratininga	75
Tabela 5.6 - Reajuste das tarifas de energia - Grupo A - CPFL Piratininga	77
Tabela 5.7 - Cenários para estudo da viabilidade econômica e financeira (7 · 3 · 4 combinações = 84 cenários)	78
Tabela 5.8 - Parâmetros para o cálculo dos <i>FCDs</i>	79
Tabela 6.1 - Resultados para alternativa Atual (SCEE = 100%).....	81
Tabela 6.2 - Resultados para alternativa PL (SCEE = 94-72%)	81
Tabela 6.3 - Resultados para alternativa ANEEL-I (SCEE = 72%).....	81
Tabela 6.4 - Resultados para alternativa ANEEL-II (SCEE = 66%)	82
Tabela 6.5 - Resultados para alternativa ANEEL-III (SCEE = 58%)	82
Tabela 6.6 - Resultados para alternativa ANEEL-IV (SCEE = 50%).....	82
Tabela 6.7 - Resultados para alternativa ANEEL-V (SCEE = 38%)	82
Tabela 6.8 - Acréscimo percentual no valor do <i>PD</i> para aumentos da TD de 5% para 10%, 15% e 20%	84
Tabela 6.9 - Decréscimo percentual no valor do <i>VPL</i> para aumentos da TD de 5% para 10%, 15% e 20%	86
Tabela 6.10 - Variação percentual média no valor da <i>TIR</i> , <i>CNE</i> , <i>PD</i> e <i>VPL</i> dos projetos para alternativas de SCEE, utilizando como referência o cenário atual (SCEE = 100%).....	92
Tabela 6.11 - Viabilidade do projeto A, considerando as intalações <i>carpot</i> , solo e telhado para SCEE = 100% e TD = 10%	93
Tabela 6.12 - Viabilidade do projeto A, considerando as intalações <i>carpot</i> , solo e telhado para SCEE = 38% e TD = 10%	93
Tabela 6.13 - Variação percentual no valor da <i>TIR</i> , <i>CNE</i> , <i>PD</i> e <i>VPL</i> dos projetos A (<i>carpot</i>), A (solo) e A (telhado).	94
Tabela 6.14 - Viabilidade do projeto B, considerando três custos de aquisição do terreno para SCEE = 100% e TD = 10%	95
Tabela 6.15 - Viabilidade do projeto B, considerando três custos de aquisição do terreno para SCEE = 38% e TD = 10%	95
Tabela 6.16 - Variação percentual no valor da <i>TIR</i> , <i>CNE</i> , <i>PD</i> e <i>VPL</i> dos projetos B (R\$ 0/m ²), B (R\$ 250/m ²) e B (R\$ 500/m ²).....	96

Lista de Abreviaturas e Siglas

AIR	Análise de Impacto Regulatório
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AP	Audiência Pública
ART	Anotação de Responsabilidade Técnica
B3	Brasil, Bolsa, Balcão
BC	Banco Central
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CA	Corrente Alternada
CAPES	Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior
CC	Corrente Contínua
CCa	Custo de Capital
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CDB	Certificado de Depósito Bancário
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CDI	Certificado de Depósito Interbancário
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
Cetip	Centro de Custódia e Liquidação Financeira de Títulos Privados
CGH	Central Geradora Hidrelétrica
CIP	Contribuição de Iluminação Pública
CNE	Custo Nivelado de Energia
CO	Custo de Oportunidade
COFINS	Contribuição para Financiamento da Seguridade Social
CONFAZ	Conselho Nacional da Política Fazendária
COP-21	21ª Conferência das Partes
Copom	Comitê de Política Monetária
CP	Consulta Pública
CPFL	Companhia Piratininga de Força e Luz
DI	Depósito Interbancário
Eletrobrás	Centrais Elétricas Brasileiras S.A.
EMUC	Empreendimento com Múltiplas Unidades Consumidoras
EOL	Usina Eólica

EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FC	Fluxo de Caixa
FCD	Fluxo de Caixa Descontado
FEF	Fluxo Econômico e Financeiro
FGV	Fundação Getulio Vargas
FIPE	Fundação Instituto de Pesquisas Econômicas
GC	Geração Centralizada
GD	Geração Distribuída
GE	Grupo Empresarial
GEE	Gases de Efeito Estufa
GT	Grupo de Trabalho
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IBRE	Instituto Brasileiro de Economia
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IGP-M	Índice Geral de Preços - Mercado
IPCA	Índice de Preços ao Consumidor Amplo
IVP	Índice de Valor Presente
LC	Letra de Câmbio
LCA	Letra de Crédito do Agronegócio
LCI	Letra de Crédito Imobiliário
LEN	Leilão de Energia Nova
LER	Leilão de Energia de Reserva
MME	Ministérios de Minas e Energia
MMGD	Micro e Mini Geração Distribuída
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
NOCT	<i>Normal Operation Cell Temperature</i>
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
O&M	Operação e Manutenção
ODS	Objetivos de Desenvolvimento Sustentável
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PD	<i>Payback</i> Descontado
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PIS	Programa de Integração Social
PL	Projeto de Lei

PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
ProGD	Programa de Desenvolvimento de Geração Distribuída
Proinfa	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
PS	<i>Payback Simple</i>
REN	Resolução Normativa
ROE	<i>Return on Equity</i>
SCEE	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
SELIC	Sistema Especial de Liquidação e de Custódia
SIN	Sistema Interligado Nacional
SMC	Simulação de Monte Carlo
STC	<i>Standard Test Conditions</i>
TD	Taxa de Desconto
TE	Tarifa de Energia
TIR	Taxa Interna de Retorno
TIRM	Taxa Interna de Retorno Modificada
TLP	Taxa de Longo Prazo
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Uso dos Sistemas de Transmissão
UFV	Usina Solar Fotovoltaica
UHE	Usina Hidrelétrica
UNFCCC	<i>United Nations Framework Convention on Climate Change</i>
UTE	Usina Termelétrica
VAE	Valor Anual Equivalente
VPL	Valor Presente Líquido
WACC	<i>Weighted Average Cost of Capital</i>

Sumário

1. INTRODUÇÃO	15
1.1 Fontes de geração de energia elétrica	15
1.2 Formas de geração de energia elétrica	18
1.3 Geração de energia elétrica solar fotovoltaica	22
1.4 Objetivo da pesquisa e organização do documento	26
2. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	28
2.1 Funcionamento dos sistemas fotovoltaicos	28
2.2 Tecnologias para a fabricação de células fotovoltaicas	30
2.3 Características de módulos fotovoltaicos	31
2.4 Conexão de módulos fotovoltaicos	32
2.5 Influência da radiação solar, da temperatura e do sombreamento	34
2.6 Energia produzida por um módulo fotovoltaico	39
3. ASPECTOS LEGAIS	41
3.1 Histórico da regulação da MMGD	41
3.2 Revisão da Resolução Normativa nº 482/2012	43
3.3 Proposta do Projeto de Lei 5829/19 - nº 5	47
3.4 Experiência internacional	48
4. ENGENHARIA ECONÔMICA	51
4.1 Referencial bibliográfico	51
4.2 Conceitos associados a taxas de desconto	55
4.2.1 Custo de oportunidade e custo de capital	55
4.2.2 Índices econômicos	56
4.2.3 Taxa mínima de atratividade	59
4.3 Fluxo de caixa	60
4.3.1 Convencional e não convencional	60
4.3.2 Fluxo econômico e financeiro	61
4.3.3 Fluxo de caixa descontado	61
4.4 Indicadores de viabilidade	62
4.4.1 <i>Payback</i> descontado	62
4.4.2 Valor presente líquido	63
4.4.3 Taxa interna de retorno	64
4.4.4 Custo nivelado de energia	67
5. METODOLOGIA, DADOS E CENÁRIOS	68
5.1 Modelo para cálculo do FCD	68
5.2 Dados relacionados à unidade consumidora	69
5.3 Dados relacionados aos sistemas fotovoltaicos	71
5.4 Dados relacionados à tarifa de energia elétrica	74
5.5 Cenários e parâmetros do modelo	77
6. RESULTADOS E DISCUSSÕES	80
6.1 Projetos A, B e C	80
6.2 Taxas de Desconto 5%, 10%, 15% e 20%	83
6.3 Comparação entre as alternativas de SCEE	90
6.4 Projeto A (<i>carpot</i>) x A (solo) x A (telhado)	92
6.5 Projeto B (R\$ 0/m ²) x Projeto B (R\$ 250/m ²) x Projeto B (R\$ 500/m ²)	94
7. CONSIDERAÇÕES FINAIS	97
7.1 Síntese do trabalho	97
7.2 Conclusões	97
7.3 Trabalhos futuros	100
8. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	102

1. INTRODUÇÃO

O consumo de energia é um dos mais importantes indicadores de desenvolvimento econômico e de qualidade de vida de uma população. As fontes de energia podem ser de dois tipos, não renováveis e renováveis, Seção 1.1. A energia elétrica pode ser gerada de forma centralizada e distribuída, Seção 1.2. Entre as fontes de energias renováveis distribuídas destaca-se a energia solar fotovoltaica, foco desta dissertação, Seção 1.3. O objetivo da pesquisa e a organização do documento são apresentados na Seção 1.4.

1.1 Fontes de geração de energia elétrica

As fontes de energia não renováveis são finitas ou esgotáveis. Elas têm uma reposição lenta na natureza, dependendo de milhares de anos com condições específicas de temperatura e pressão. Alguns exemplos de fontes não renováveis de energia são: petróleo, carvão mineral, gás natural (combustíveis fósseis) e urânio (nuclear). Grande parte do total de energia consumida no mundo é proveniente desse tipo de fonte. O desafio com relação à geração de energia por fontes não renováveis é a emissão de Gases de Efeito Estufa (GEE). A queima do petróleo e do carvão mineral, por exemplo, libera gases poluentes que prejudicam a saúde e o meio ambiente, acelerando as mudanças climáticas.

As fontes de energia renováveis são provenientes de recursos naturais. Entre elas estão a água (hidráulica), materiais orgânicos (biomassa), vento (eólica), sol (solar) e maré (maremotriz). A energia hídrica é produzida, em sua maioria, por hidrelétricas associadas a barragens. A energia da biomassa é proveniente da queima de materiais orgânicos, como o bagaço da cana-de-açúcar e óleos vegetais. A energia eólica faz uso de aerogeradores, compostos de pás que se movimentam pela pressão dos ventos. Para a energia solar, painéis fotovoltaicos convertem a radiação em energia elétrica. A energia das marés provém do aproveitamento do movimento das ondas.

No Brasil, as usinas hidrelétricas (UHEs) sempre tiveram uma participação expressiva na matriz elétrica. Embora as UHEs utilizem um recurso natural renovável, elas apresentam alguns impactos ambientais e sociais negativos, tais como: o alagamento de uma extensa área que, em geral, prejudica a flora e fauna da região; e a necessidade de deslocamento de populações ribeirinhas.

Portanto, em 2002, o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa) foi criado pelo Governo Federal, instituído pela Lei nº 10.438 de 26/04/2002 e revisado pela Lei nº 10.762 de 11/11/2003 (Planalto, 2002 e 2003). O Proinfa teve como objetivo principal aumentar a participação de fontes alternativas renováveis na produção de energia elétrica, privilegiando empreendedores sem vínculos societários com concessionárias de geração, transmissão ou distribuição.

O Proinfa foi coordenado pelo Ministério de Minas e Energia (MME) e contou com o apoio do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES). A comercialização da energia gerada pelos empreendimentos contratados no âmbito do Proinfa foi responsabilidade das Centrais Elétricas Brasileiras (Eletrobrás) por um prazo de 20 anos. O custo do Proinfa é pago por todos os consumidores finais do Sistema Interligado Nacional (SIN), exceto os classificados como baixa renda.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) foi criada com a aprovação da Lei nº 9.427/1996 que define as atividades e competências da agência. Em 2004, a ANEEL estabeleceu os procedimentos vinculados à redução das Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão (TUST) e de Distribuição (TUSD), para empreendimentos de geração de energia a partir de fontes renováveis. Estes procedimentos são aplicados a sistemas hidrelétricos com potência igual ou inferior a 50 MW e àqueles com base em fonte solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada cuja potência seja menor ou igual a 300 MW (REN, 2004).

No entanto, com as mudanças promovidas pela Lei nº 14.120/2021, os percentuais de redução da tarifa de fio são aplicados somente nos casos: (1) de empreendimentos que solicitarem a outorga no prazo de 12 meses a partir de 02/03/2021 e que comecem a operação de todas as suas unidades geradora até 48 meses da data da outorga; e (2) de alteração da outorga que resulte no aumento da capacidade instalada desde que no prazo de até 12 meses a partir de 02/03/2021, e a operação de todas unidades geradoras associadas à solicitação seja iniciada no prazo de até 48 meses da data de publicação do ato que altera a outorga. Assim, o desconto na TUST/TUSD não é aplicado para empreendimentos após o fim do prazo das suas outorgas ou na hipótese de prorrogação.

Além do Proinfa e dos descontos nas TUST e TUSD, os leilões foram incorporados na regulação do mercado de energia, como forma de também promover um aumento na capacidade de geração com fontes renováveis (Martins, 2010). O primeiro leilão de fontes alternativas foi realizado em 06/2007, contemplando a biomassa e a fonte eólica. Este tipo de leilão foi instituído com o objetivo de atender ao crescimento do mercado no ambiente regulado e aumentar a participação de fontes renováveis na matriz energética brasileira (CCEE, 2021).

Nos últimos anos o planejamento do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) tem sido feito em torno de alguns debates, entre eles, o de mudanças climáticas e desenvolvimento sustentável. Estes debates preveem o controle de emissões de GEE, impulsionando a utilização de fontes alternativas e renováveis.

Na 21ª Conferência das Partes (COP-21) da *United Nations Framework Convention on Climate Change* (UNFCCC), em 2015 - Paris/França, 195 países se comprometeram a reduzir a emissão de GEE, entre eles, o Brasil. Após a aprovação pelo Congresso Nacional, em 09/2016, o país se comprometeu a reduzir as emissões de GEE em 37% abaixo dos níveis de 2005, até 2025, e em 43% abaixo dos níveis de 2005, até 2030 (MMA, 2016).

IPEA (2018) apresenta a proposta de adequação das metas globais da Agenda 2030 para o desenvolvimento sustentável à realidade brasileira. Neste documento, 17 Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) são descritos. O ODS de número 7 refere-se à energia limpa e acessível. Este objetivo trata da importância e das metas da transição energética, de fontes não renováveis para fontes renováveis, principalmente por conta da tendência de aumento da demanda de energia barata e das mudanças climáticas causadas por fontes poluidoras, conforme descrito em <http://www.agenda2030.org.br/ods/7/>.

O Brasil atingiu 176.851 MW de capacidade instalada total de geração em 08/2021, excluindo a Geração Distribuída (GD) (ANEEL, 2021a). A Figura 1.1 apresenta a matriz da capacidade instalada de geração de energia elétrica. Nota-se que as fontes renováveis (hidráulica + eólica + biomassa + solar) representam em torno de 83% da capacidade instalada, com predominância da fonte hidráulica em 61,9%.

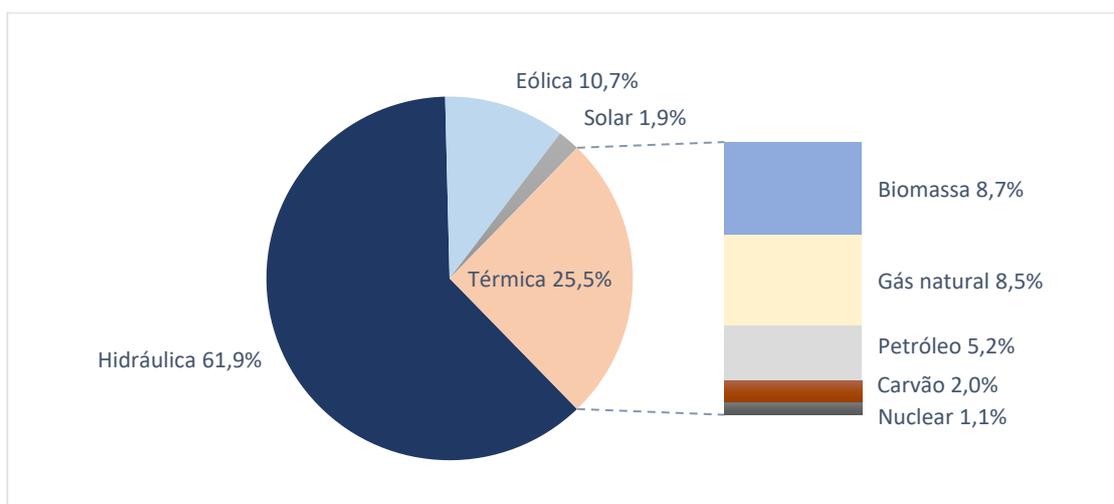


Figura 1.1 - Matriz da capacidade instalada de geração de energia elétrica

Fonte: ANEEL (2021a)

A Figura 1.2 ilustra uma comparação da matriz de energia elétrica em 06/2010 e em 06/2020, incluindo a GD. Com relação às fontes renováveis, percebe-se que a participação da fonte hidráulica diminuiu ao longo dos últimos 10 anos, enquanto a participação das fontes biomassa, eólica e solar cresceu durante o mesmo período.

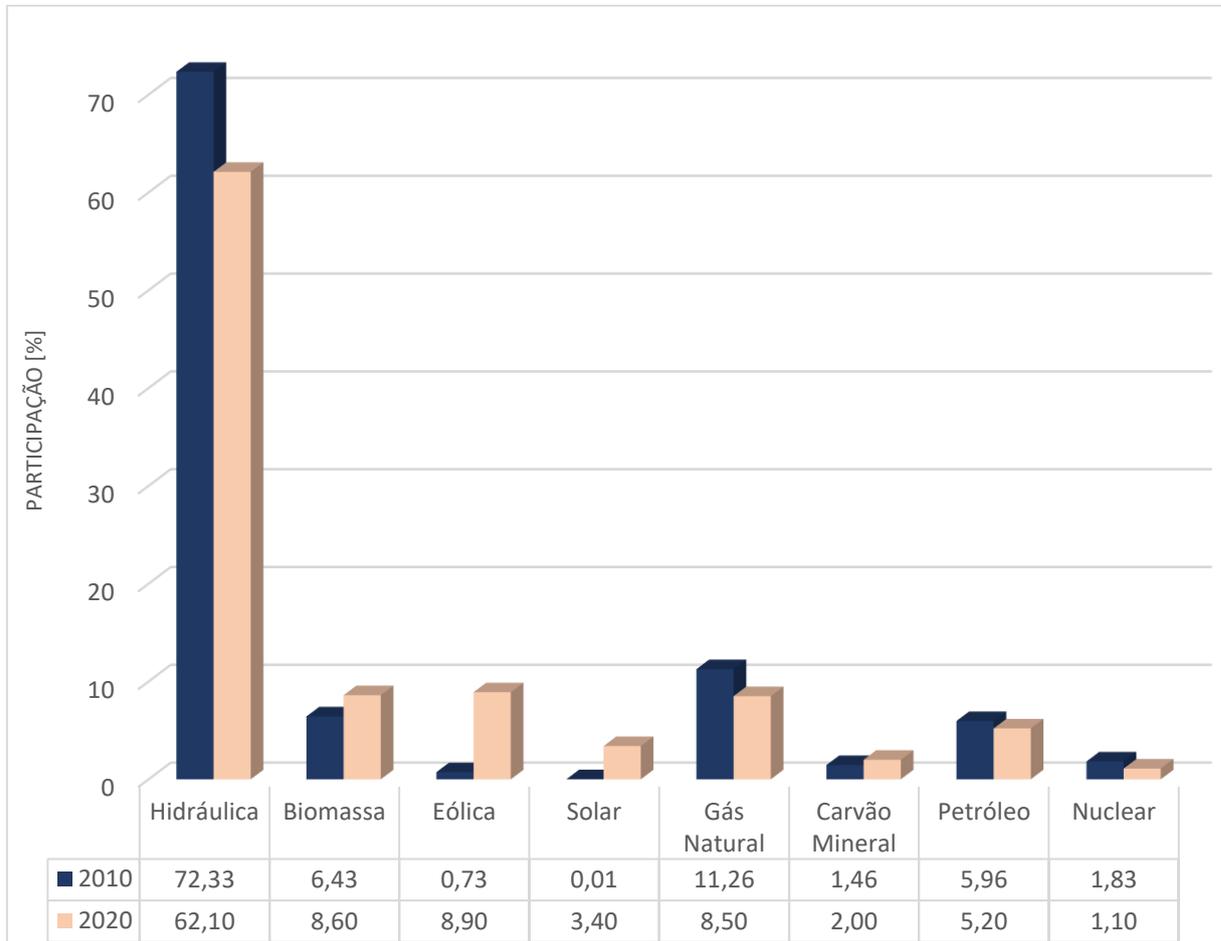


Figura 1.2 - Matriz de energia elétrica em 2010 e em 2020

Fontes: MME (2010 e 2020) - adaptado

De acordo com MME (2020), até o fim de 2022, está prevista a entrada em operação de 15.223 MW de capacidade instalada, com destaque para 5.825,08 MW de fonte solar, 4.442,25 MW de fonte eólica e 4.373,60 MW de fontes térmicas. Nota-se, portanto, a tendência por fontes de geração de energia renováveis, limpas e não hídricas.

1.2 Formas de geração de energia elétrica

O SEB organizou-se durante a história conforme os moldes da Geração Centralizada (GC). Nesta forma de geração, a energia é produzida em grande escala nas usinas

hidro/termelétricas, parques eólicos e plantas solares. A energia gerada é conduzida por longas distâncias através de linhas de transmissão em alta tensão (13,8 a 750 kV) - um transformador eleva a tensão. Ao chegar nas cidades, ela utiliza as redes de distribuição em baixa tensão (13,8 e 34,5 kV) - um transformador reduz a tensão. Nos locais de consumo, a tensão é ajustada para o patamar dos equipamentos (127 e 380 V) (CEMIG, 2020).

A GC tem como principais justificativas o aproveitamento da economia de larga escala e a busca por uma equalização de tarifa aos consumidores. Como desvantagens, podem ser citadas: as perdas de energia no sistema; o impacto ambiental devido à supressão de vegetação de maior altura para que não encoste nos fios ou nas torres; e a necessidade de grandes investimentos em linhas de transmissão, redes de distribuição e subestações.

A GD caracteriza-se pela produção de energia próxima ou mesmo no local de consumo. GC e GD são complementares, uma vez que as fontes renováveis em geral utilizadas em GD apresentam alto grau de variabilidade temporal e espacial. No contexto desta dissertação, utiliza-se a sigla GD para geração distribuída independentemente do porte do sistema e Micro e Mini Geração Distribuída (MMGD) para conexões de GD de pequeno porte na rede de distribuição.

A inserção da GD no SEB impõe uma série de desafios relacionados à necessidade de alterações regulatórias, legais e tributárias. Por meio da publicação da Portaria MME nº 538/2015, DOU 16/12/2015, foi criado o Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD) e instituído um Grupo de Trabalho (GT) com intuito de estudar o tema (PRT, 2015).

O ProGD tem como objetivo promover a ampliação da GD de energia elétrica, com a implantação dessa em edificações públicas, comerciais, industriais e residenciais. O GT associado ao ProGD agrega representantes do MME, ANEEL, Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) e Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). O relatório final deste GT, dividido em cinco temas: financiamento, comercialização de energia elétrica, inserção de GD em edificações públicas, impactos regulatórios e impactos técnicos decorrentes da implantação em massa da GD pode ser consultado em MME (2016).

A Figura 1.3 mostra a evolução histórica da potência instalada em GD a partir da criação do ProGD e da Resolução Normativa (REN) nº 687/2015, descrita na Tabela 2.1. O valor para esta variável em 08/2021 (6.550 MW) representa 3,7% da capacidade instalada total de geração em 08/2021 (176.851 MW). Nota-se um crescimento em torno de 106% da potência instalada em GD de 2020 (3.168 MW) para 2021 (6.550 MW).

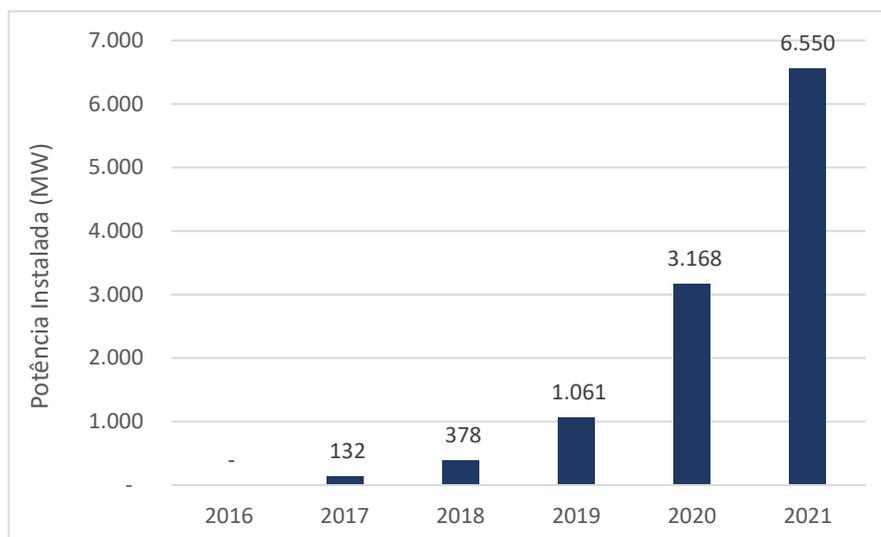


Figura 1.3 - Evolução histórica da potência instalada em GD

Fonte: MME (2020) e ANEEL (2021b) - adaptado

Tabela 1.1, Tabela 1.2, Tabela 1.3 e Tabela 1.4 apresentam os dados de MMGD por estado, modalidade, classe de consumo e tipo de geração; respectivamente. Para cada uma das tabelas, a quantidade de unidades geradoras, consumidoras de créditos e a potência instalada (MW), em 09/2021, são listadas.

De acordo com a Tabela 1.1 o estado com maior potência instalada em MMGD é Minas Gerais, seguido por São Paulo, Rio Grande do Sul, Mato Grosso e Paraná. Ressalta-se que Minas Gerais foi o primeiro estado brasileiro a dar isenção de Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços (ICMS) para a energia solar. O estado com menores valores para estas três variáveis é Roraima, com 357 unidades geradoras, 854 unidades consumidoras e 9,59 MW de potência instalada (ANEEL-MMGD, 2021a).

Tabela 1.1 - MMGD, por estado (cinco maiores), em 09/2021

Estados	Unidades geradoras	Unidades consumidoras	Potência instalada (MW)
Minas Gerais	106.896	160.688	1.324,14
São Paulo	93.551	113.338	867,97
Rio Grande do Sul	80.721	101.483	841,46
Mato Grosso	34.716	35.971	521,66
Paraná	27.647	31.448	370,85

Fonte: ANEEL-MMGD (2021a)

Conforme apresentado na Tabela 1.2, a MMGD para “geração na própria unidade consumidora” destaca-se entre as demais modalidades, com uma potência instalada 82 vezes maior que a modalidade “geração compartilhada” e 1.135 vezes maior que a modalidade

“condomínios”. Vale lembrar que as modalidades “geração compartilhada” e “condomínios” são inovações apresentadas na versão revisada da REN nº 482/2012, ou seja, na REN nº 687/2015. A descrição detalhada destas modalidades encontra-se na Seção 3.1.

Tabela 1.2 - MMGD, por modalidade, em 09/2021

Modalidade	Unidades geradoras	Unidades consumidoras	Potência instalada (MW)
Geração na unidade	503.557	503.557	5.489,23
Autoconsumo remoto	84.551	251.645	1.381,05
Geração compartilhada	1.030	4.138	66,89
Condomínios	201	851	4,83
Total	589.339	760.191	6.941,87

Fonte: ANEEL-MMGD (2021b)

Com relação à Tabela 1.3, as classes de consumo com maior potência instalada em MMGD são a residencial, comercial, rural e industrial. Esta tabela mostra que os menores valores para potência instalada se referem às classes públicas: poder público, serviço público e iluminação pública.

Tabela 1.3 - MMGD, por classe de consumo, em 09/2021

Classe	Unidades geradoras	Unidades consumidoras	Potência instalada (MW)
Residencial	445.756	529.839	2.801,03
Comercial	85.746	148.075	2.511,93
Rural	43.193	62.065	962,80
Industrial	12.287	16.555	577,17
Poder Público	2.022	3.165	81,01
Serviço Público	137	246	7,04
Iluminação pública	35	42	1,17
Total	589.370	760.224	6.942,16

Fonte: ANEEL-MMGD (2021c)

Na Tabela 1.4 os dados de MMGD são apresentados por tipo de geração: solar (UFV), usinas termelétricas (UTE), central geradora hidrelétrica (CGH) e eólica (EOL). Nota-se que UFV representa mais de 97% da MMGD em 09/2021, atingindo quase 6,8 GW de potência instalada.

Tabela 1.4 - MMGD, por tipo de geração, em 09/2021

Fonte	Unidades geradoras	Unidades consumidoras	Potência instalada (MW)
UFV	588.925	737.050	6.756,82
UTE	334	6.107	107,99
CGH	68	16.963	62,59
EOL	70	134	14,93
Total	589.397	760.254	6.942,34

Fonte: ANEEL-MMGD (2021d)

1.3 Geração de energia elétrica solar fotovoltaica

Dentre as fontes de energia elétrica, a solar se destaca por ser renovável, limpa, alternativa não hídrica e permitir a geração descentralizada. Em geral, sistemas fotovoltaicos são fáceis de instalar, ocupam pouco espaço, não emitem ruídos e apresentam pouca necessidade de manutenção.

No Brasil, a energia fotovoltaica pode ser produzida em usinas e parques solares, GC, e em sistemas de MMGD. A MMGD possibilita ao consumidor gerar sua própria energia, a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada, podendo fornecer o excedente para a rede de distribuição, conforme ilustrado na Figura 1.4. Ela caracteriza-se pela dispersão espacial e geográfica, estando localizada preferencialmente próxima ou mesmo no local de consumo (ANEEL, 2020a).

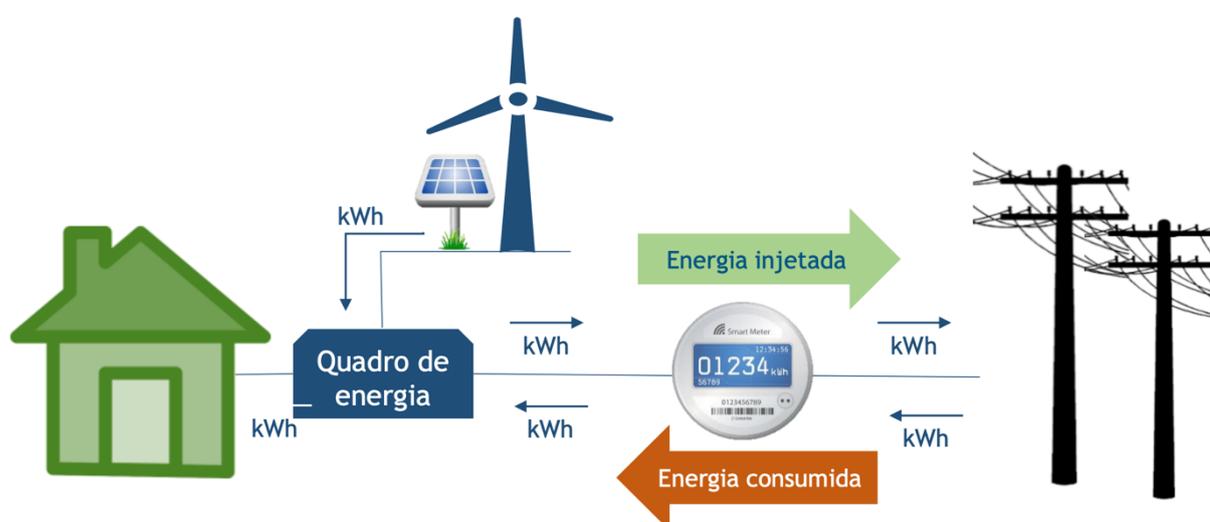


Figura 1.4 - Esquema da MMGD

Fonte: ANEEL (2019a)

Segundo Silva (2014), a chamada pública de Projeto de P&D Estratégico nº 013/2011 da ANEEL (2011) foi um marco da energia solar fotovoltaica no Brasil. Para esta chamada, intitulada “Arranjos técnicos e comerciais para inserção da geração solar fotovoltaica na matriz energética brasileira”, os projetos deveriam contemplar, entre outros itens, a instalação de uma usina solar fotovoltaica. No total, 18 projetos foram aprovados, somando 24,6 MWp de potência elétrica.

De acordo com a Figura 1.2, em 06/2020, a capacidade instalada de geração de energia solar representou 3,4% da matriz elétrica nacional. Apesar da sua pequena participação em comparação com as outras fontes, o que chama a atenção é a sua evolução.

A Figura 1.5 mostra a evolução histórica da fonte solar distribuída e centralizada, a partir de 2016, considerando o mês de junho de cada ano. De 2020 para 2021, a potência instalada da fonte solar cresceu 113% para a GD (de 2.983 para 6.364MW) e 17% para a GC (de 2.928 para 3.430 MW).

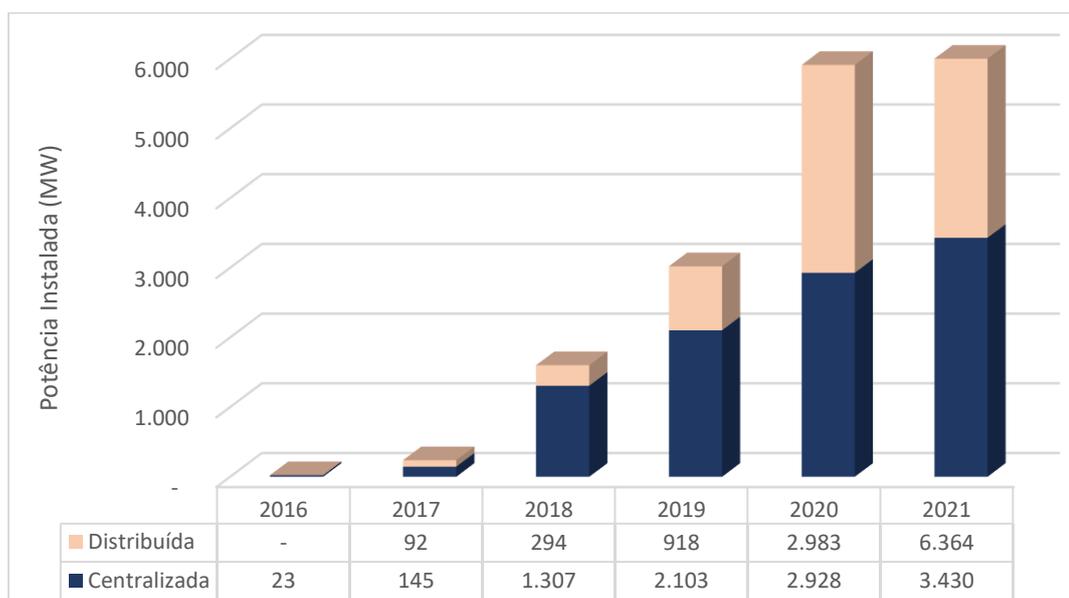


Figura 1.5 - Evolução histórica da fonte solar em GD e GC

Fonte: MME (2020) e ANEEL (2021b) - adaptado

A crescente utilização da fonte solar vem acompanhada de uma queda no preço dos módulos solares fotovoltaicos. Esta queda é de cerca de US\$ 3,90/Wp em 2006 para menos de US\$ 0,39/Wp em 2016, ou seja, mais de dez vezes (Atlas, 2017).

Com relação à GC, o preço médio praticado nos leilões para a fonte solar também tem diminuído comparado aos primeiros leilões. A partir de 2015, oito editais de Leilão de Energia Nova (LEN) e Leilão de Energia de Reserva (LER) permitiram a participação de projetos de geração solar fotovoltaicos. A Figura 1.6 apresenta a evolução do preço médio contratado em R\$/MWh da fonte solar em leilões de energia. Nota-se que o preço médio da fonte solar no primeiro leilão de 2015 (R\$ 301,79/MWh) é quase 5 vezes maior que no primeiro leilão de 2019 (R\$ 64,99/MWh) e mais de 2 vezes maior que no último leilão (R\$ 136,31/MWh).

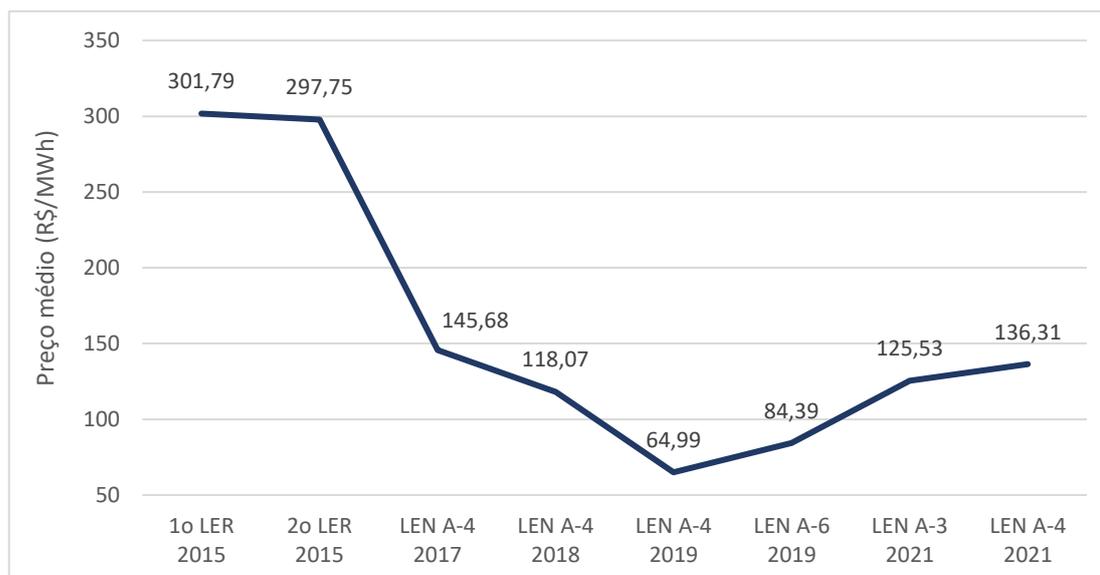


Figura 1.6 - Preço médio da fonte solar em leilões de energia no mercado regulado

Fonte: CCEE (2021)

A energia solar é intermitente. O Atlas Solarimétrico mapeia o recurso solar em todo o território Nacional. Ele disponibiliza uma base de dados pública com informações sobre o potencial e a variabilidade espacial e temporal do recurso energético solar. O objetivo é contribuir com o planejamento do SEB, suportando as suas decisões (Atlas, 2017).

A Figura 1.7 mostra o rendimento energético anual máximo (medido em kWh de energia elétrica gerada por ano para cada kWp de potência fotovoltaica instalada), admitindo uma taxa de desempenho médio anual de 80% para geradores fotovoltaicos fixos. Esta figura ilustra também a distribuição da população brasileira nas cidades.

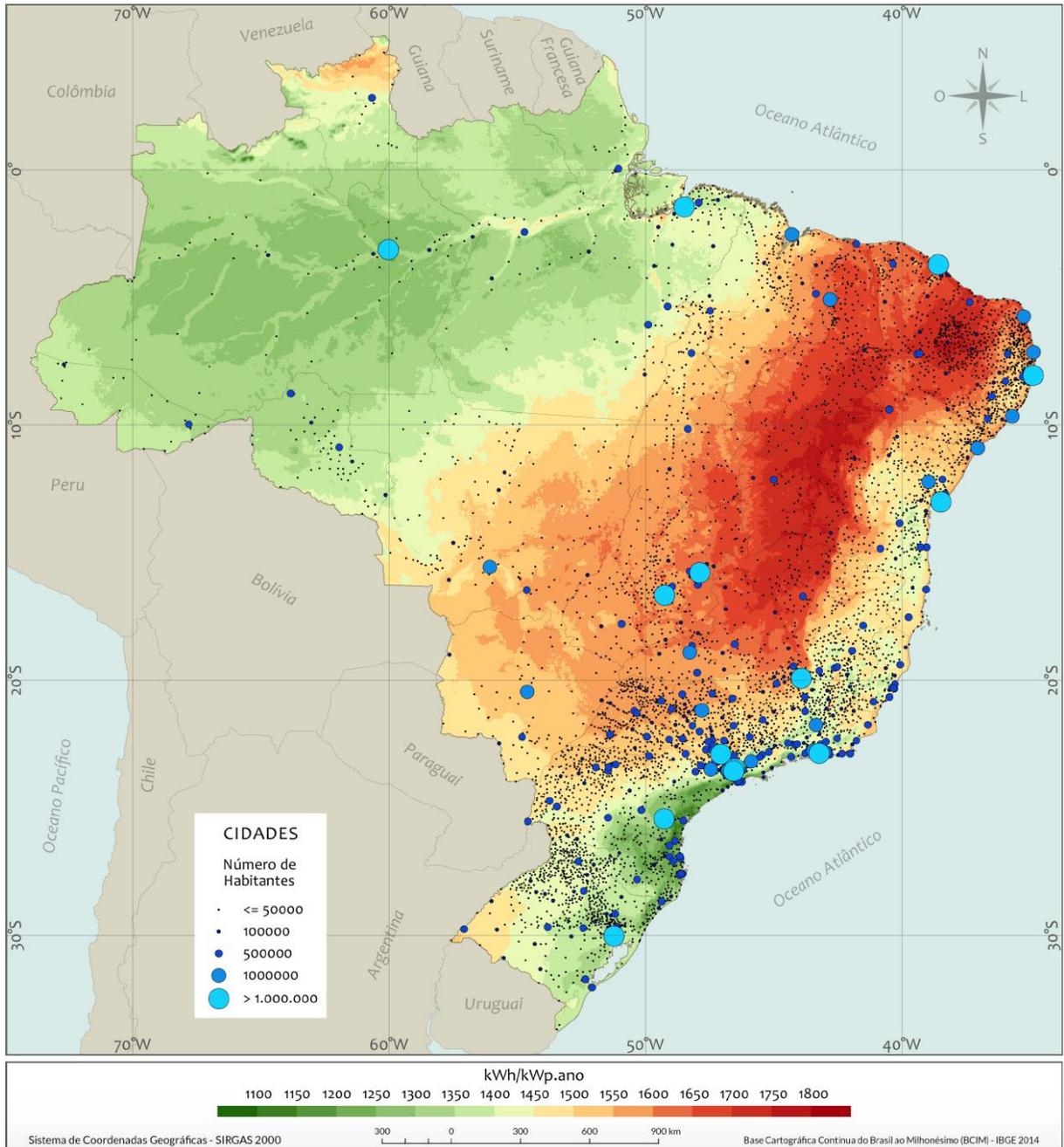


Figura 1.7 - Potencial de geração solar fotovoltaica no Brasil

Fonte: Atlas (2017)

Nota-se que as regiões Nordeste, Centro-Oeste e Sudeste apresentam os maiores rendimentos médio anuais. Além disso, há uma coincidência entre a concentração da população e a distribuição da disponibilidade de irradiação anual.

O documento Atlas (2017) conclui que o Brasil apresenta níveis bastante elevados de irradiação solar com uma variabilidade mensal baixa. Ainda de acordo com este documento, no local menos ensolarado do Brasil, é possível gerar mais eletricidade solar do que no local mais ensolarado da Alemanha, por exemplo.

Segundo Villalva (2016), dada as dimensões territoriais e as elevadas taxas de irradiação solar brasileiras, é razoável esperar para o Brasil um potencial de geração fotovoltaica de 200.000 MW. Este potencial é superior à capacidade instalada total de geração no país em 08/2021 (176.851 MW).

O Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) apresenta as perspectivas da expansão do setor de energia no horizonte de dez anos. De acordo com o PDE 2021-2031, a MMGD pode superar 40 GW de capacidade instalada até 2031 e a fonte fotovoltaica se mantém como predominante entre as tecnologias de geração (EPE, 2021).

1.4 Objetivo da pesquisa e organização do documento

Esta dissertação apresenta estudos de viabilidade econômica e financeira da energia solar fotovoltaica distribuída, para consumidores classificados pela ANEEL como Grupo A, com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kV. O objetivo principal é analisar, do ponto de vista do investidor, o impacto das sete alternativas de compensação de crédito de energia apresentadas na Análises de Impacto Regulatório (AIR) nº 04/2018 e no Projeto de Lei (PL) 5829/19. No total, 84 cenários são avaliados, sensibilizando o modelo para diferentes dimensões de projeto e Taxas de Desconto (TDs). A estrutura do documento está organizada como segue.

O Capítulo 2 tem como foco os sistemas de geração de energia solar fotovoltaica. Ele contempla as tecnologias utilizadas para a fabricação de células fotovoltaicas, os seis pontos característicos das curvas que relacionam corrente-tensão e potência-tensão e as formas de conectar módulos fotovoltaicos. Além disso, o Capítulo 2 apresenta a influência da radiação solar, da temperatura e do sombreamento no desempenho do sistema. Este capítulo finaliza com os métodos utilizados para calcular a energia produzida por módulos fotovoltaicos.

O Capítulo 3 divide-se em três seções. A primeira abrange o histórico dos aspectos legais relacionado à MMGD que inclui AIRs, Consultas Públicas (CPs), Audiências Públicas (APs) e RENs. A segunda, trata da regulação atual com foco em aspectos de compensação de crédito. Por último, o PL em tramite no Congresso Nacional é explicado.

O Capítulo 4 divide-se em quatro seções relacionadas ao referencial bibliográfico, TDs, Fluxos de Caixa (*FCs*) e indicadores de viabilidade. Portanto, este capítulo trata dos principais métodos utilizados para analisar projetos de investimentos.

O Capítulo 5 refere-se à metodologia adotada para o desenvolvimento desta pesquisa. Ele apresenta o modelo empregado para cálculo do Fluxo de Caixa Descontado (*FCD*), base para

os indicadores de viabilidade. A partir do modelo, são detalhados os dados relacionados: (1) à unidade consumidora selecionada como objeto de estudo; (2) aos três projetos de sistemas fotovoltaicos considerados neste trabalho; e (3) à tarifa de energia elétrica. O Capítulo 5 finaliza com a definição dos cenários de estudo, das variáveis a serem sensibilizadas e dos parâmetros do modelo.

No Capítulo 6 a metodologia é aplicada ao objeto de estudo selecionado. Este capítulo divide-se em três seções. A primeira apresenta a relação entre as características dos projetos e os resultados dos indicadores de desempenho. Na segunda seção, o efeito das TDs é analisado. Na terceira, as alternativas de compensação de crédito destacadas ao longo do texto são comparadas.

No Capítulo 7, após uma breve síntese do trabalho, são pontuadas as conclusões. No total, oito considerações são apresentadas. O Capítulo apresenta as conclusões relacionadas aos projetos, às TDs e às alternativas de compensação de créditos. No final, há uma seção com sugestões para trabalhos futuros.

2. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Os sistemas fotovoltaicos possibilitam a utilização da fonte solar para geração de energia elétrica. Eles são apresentados na Seção 2.1. As tecnologias para fabricação de um dos principais componentes destes sistemas, a célula, são descritas na Seção 2.2. As características dos módulos são apresentadas na Seção 2.3; ao passo que a conexão dos mesmos encontra-se na Seção 2.4. As interferências no funcionamento dos sistemas são listadas na Seção 2.5. Por fim, a Seção 2.6 apresenta dois métodos para calcular a energia produzida por módulos fotovoltaicos.

2.1 Funcionamento dos sistemas fotovoltaicos

Sistemas fotovoltaicos são utilizados para geração de energia elétrica a partir da luz solar. A Figura 2.1 ilustra o agrupamento de células e módulos em um painel solar. Estes componentes em conjunto com inversores, estruturas metálicas de fixação das placas e materiais elétricos (como cabos e disjuntores) compõem um sistema fotovoltaico.

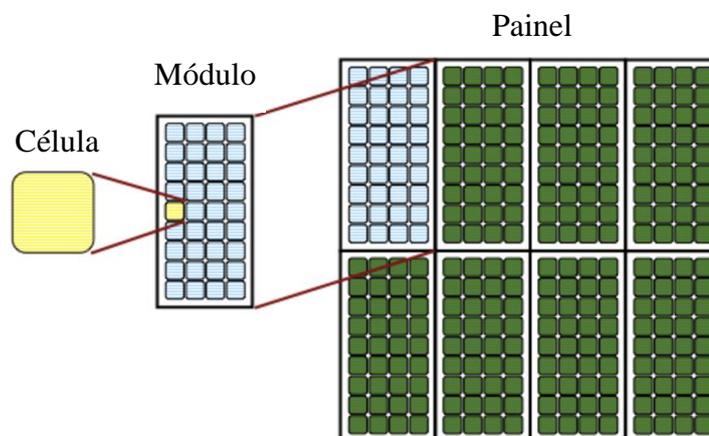


Figura 2.1 - Células e módulos em um painel solar

Fonte: Carneiro (2010)

Nos sistemas fotovoltaicos os painéis solares (fotossensíveis) transformam a luz do sol (fótons) em eletricidade. Os painéis solares são feitos de materiais semicondutores, em geral o silício, com camada positiva (falta de elétrons) e camada negativa (excesso de elétrons) as quais juntas criam um campo elétrico, como em uma bateria. O efeito fotovoltaico ocorre quando os fótons colidem com os átomos de silício, liberando os elétrons em excesso da camada negativa

para a positiva e criando um circuito elétrico. Quando os elétrons se deslocam neste circuito eles geram eletricidade.

A eletricidade é gerada em Corrente Contínua (CC) a qual deve ser convertida em Corrente Alternada (CA) para conexão com a rede de distribuição. Isso é feito por um inversor solar. Além de transformar CC em CA, os inversores podem garantir a segurança do sistema, fornecer proteção contra falhas elétricas, permitir a manutenção do sistema, sincronizar o sistema, gerar estatísticas do sistema e aumentar a eficiência do sistema por meio do *Maximum Power Point Tracking* (MPPT).

O recurso de MPPT rastreia o ponto de máxima potência do sistema. O objetivo é garantir que os módulos fotovoltaicos apresentem o melhor desempenho, independente das condições de operação. Sua importância deve-se ao fato de que a radiação solar, a temperatura das células e o efeito de sombreamento nos módulos impactam a produção de energia elétrica, conforme descrito na Seção 2.6.

Sistemas fotovoltaicos podem operar conectados à rede de distribuição de energia (*on-grid*), de forma isolada (*off-grid*), ou de maneira híbrida (combinando as características dos dois anteriores). Nos sistemas *on-grid*, também chamados de *grid-tie*, a energia excedente é enviada à rede convencional, possibilitando ao consumidor adquirir créditos de energia elétrica. Nos sistemas *off-grid*, também chamados de autônomos, a energia excedente é armazenada em um banco de baterias, visando um fornecimento constante ao consumidor.

O recurso energético solar possui variabilidade espacial e temporal. Ele se altera ao longo do dia (movimento de rotação da Terra) e depende da latitude, da estação do ano (movimento de translação da Terra) e das condições atmosféricas na região considerada.

A energia do sol é transmitida para a Terra na forma de radiação solar. Ela é consequência das reações de fusão nuclear dos átomos de Hidrogênio, cerca de 75% da composição do Sol, para formar Hélio, cerca de 25% da composição do Sol (Atlas, 2017).

A radiação solar pode ser quantificada pela irradiância, expressa em W/m^2 . A irradiância é a medida de potência por metro quadrado, ou seja, uma densidade de potência por área. De acordo com Atlas (2017), a irradiância incidente na superfície da Terra atinge seu valor máximo de aproximadamente 1.000 W/m^2 ao meio dia solar em condições de céu claro.

A integral da irradiância no tempo é definida como insolação ou energia acumulada em um intervalo de tempo, expressa em Wh/m^2 . A insolação é a medida de energia por metro quadrado, ou seja, uma densidade de energia por área. Conforme Atlas (2017), as médias mensais dos totais diários de irradiação global horizontal para cada região brasileira variam de 4.444 Wh/m^2 a 5.483 Wh/m^2 .

2.2 Tecnologias para a fabricação de células fotovoltaicas

Com relação à tecnologia, existem diversas opções para a fabricação de células fotovoltaicas. O *National Renewable Energy Laboratory* (NREL), na cidade de Golden - Colorado, classifica as tecnologias em quatro categorias, descritas na sequência. Em termos de eficiência da célula em laboratório, as opções variam no intervalo de 6-24% (PS, 2021), podendo chegar a 47% (NREL, 2017).

- **Células fotovoltaicas de silício:** A maior parte das células fotovoltaicas é feita de silício. Alguns exemplos são: cristalino (c-Si), monocristalino (mono-Si) e multicristalino (multi-Si). Elas apresentam preços razoáveis e boa eficiência. Em geral, células fotovoltaicas de silício são utilizadas em sistemas de grande escala, edifícios residenciais e comerciais. Em termos de eficiência, o painel solar monocristalino varia de 15-22%, enquanto o painel solar multicristalino varia de 14-20%.
- **Células fotovoltaicas de película-fina:** Nesta categoria as células fotovoltaicas são feitas de camadas muito finas de material semicondutor. Em geral, elas têm custo mais baixo, mas são menos eficientes. Elas podem ser flexíveis e leves. Portanto, células fotovoltaicas de película-fina são ideais para aplicações portáteis como mochilas, janelas, calculadoras de bolso, etc. Com relação à eficiência, possuem médias entre 7-13%, chegando até 20%.
- **Células fotovoltaicas III-V:** Nesta categoria as células fotovoltaicas são nomeadas conforme os elementos que as compõe. Elas são principalmente construídas de elementos dos grupos III (ex: gálio e índio) e V (ex: arsênio e antimônio) da tabela periódica. Em geral, elas têm custo muito mais alto do que as outras, porém são muito mais eficientes. Por esta razão, células fotovoltaicas III-V são frequentemente usadas em satélites, veículos aéreos não tripulados e outras aplicações que requerem uma boa relação entre potência e peso do material. A eficiência delas pode ser bastante alta, em torno de 47%.
- **Células fotovoltaicas da nova geração:** As tecnologias mais recentes para fabricação de células fotovoltaicas contemplam materiais orgânicos (eficiência de 18,2%), pontos quânticos (eficiência de 13,4%) e materiais híbridos orgânico-inorgânicos, também conhecidos como *perovskit* (eficiência maior que 20%). Essas tecnologias visam oferecer custos mais baixos, maior facilidade de fabricação ou outros benefícios.

2.3 Características de módulos fotovoltaicos

Segundo Villalva (2016), um módulo fotovoltaico não se comporta como uma fonte elétrica convencional. Ele não apresenta uma tensão de saída constante nos seus terminais. A tensão elétrica depende da sua corrente e vice-versa.

As características elétricas de módulos fotovoltaicos podem ser determinadas a partir das curvas que relacionam potência e tensão (curva P-V) e corrente e tensão (curva I-V). A Figura 2.2 ilustra as curvas P-V e I-V de módulos fotovoltaicos.

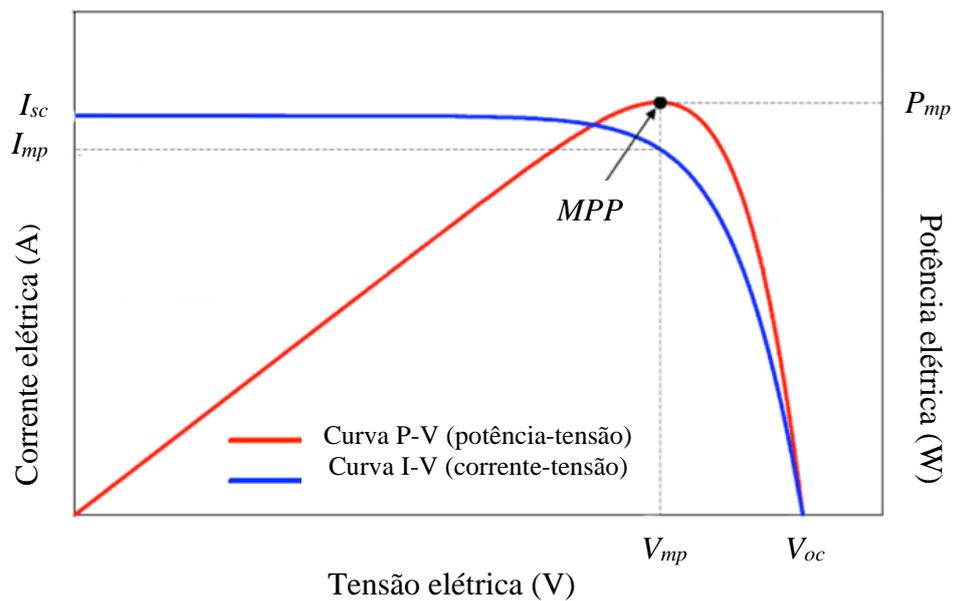


Figura 2.2 - Curvas P-V e I-V de módulos fotovoltaicos

Fonte: Villalva (2016) - adaptado

Seis pontos característicos, descritos na sequência, são destacados na Figura 2.2. Existe um único ponto que corresponde à situação na qual o módulo fornece a potência máxima (*MPP*), devendo este ser preferido na operação do sistema.

- I_{sc} máxima corrente elétrica que o módulo pode fornecer (I - *short circuit*);
- V_{oc} máxima tensão que o módulo pode fornecer (V - *open circuit*);
- I_{mp} corrente que o módulo fornece quando opera no seu ponto de máxima potência (I - *maximum power*);
- V_{mp} tensão que o módulo apresenta nos seus terminais quando opera no seu ponto de máxima potência (V - *maximum power*);

P_{mp} potência de pico do módulo (*P - maximum power*);

MPP ponto de máxima potência do módulo (*maximum power point*).

As características elétricas de módulos fotovoltaicos podem ser apresentadas para condições de teste padrão - *Standard Test Conditions* (STC). Tais condições correspondem a irradiância de 1.000 W/m^2 , temperatura operacional de $25 \text{ }^\circ\text{C}$ e espectro de massa de ar de AM 1,5 (Mendieta, 2018).

2.4 Conexão de módulos fotovoltaicos

Para aumentar a energia produzida por painéis solares, módulos fotovoltaicos podem ser agrupados por meio de ligações em série, paralela ou mista. Desta forma, obtém-se diferentes valores de tensão ou corrente no sistema. Na sequência são apresentadas as conexões em série, paralela e mista, conforme Carneiro (2010).

A Figura 2.3 mostra a associação em série de n módulos fotovoltaicos. Com este arranjo é possível obter tensões mais elevadas, mantendo a corrente do módulo.

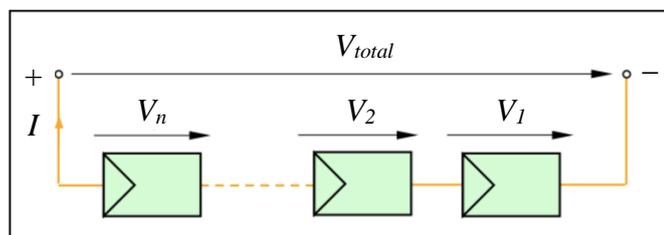


Figura 2.3 - Representação esquemática da associação em série de n módulos fotovoltaicos

Fonte: Carneiro (2010)

Para a associação em série, tem-se as relações apresentadas nas Equações (2.1) e (2.2). Neste caso, a corrente de curto-circuito da associação de n módulos ligados em série mantém-se inalterada. No entanto, a tensão de circuito aberto é n vezes superior.

$$V_1 = V_2 = \dots V_n = V \rightarrow V_{total} = V_1 + V_2 + \dots + V_n = n \cdot V \quad (2.1)$$

$$I_1 = I_2 = \dots = I_n = I \quad (2.2)$$

A ligação em paralelo entre módulos individuais é geralmente utilizada em sistemas *off-grid*. Ela é realizada quando o objetivo é obter correntes mais elevadas e manter o nível de tensão do módulo. A Figura 2.4 ilustra a associação em paralelo de n módulos fotovoltaicos.

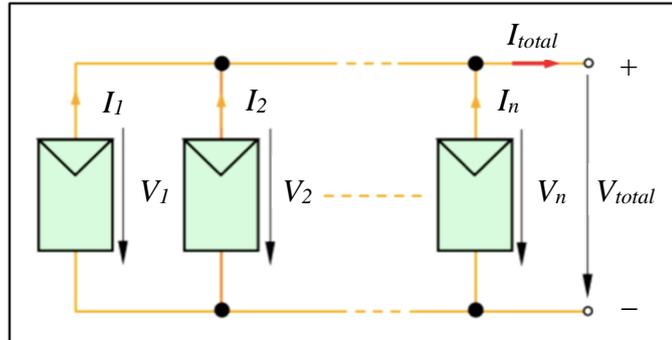


Figura 2.4 - Representação esquemática da associação em paralelo de n módulos fotovoltaicos

Fonte: Carneiro (2010)

Para a associação em paralelo, tem-se as relações apresentadas nas Equações (2.3) e (2.4). Neste caso, a tensão de circuito aberto da associação de n módulos ligados em paralelo mantém-se inalterada. Entretanto, a corrente de curto circuito é n vezes superior.

$$I_1 = I_2 = \dots I_n = I \rightarrow I_{total} = I_1 + I_2 + \dots + I_n = n \cdot I \quad (2.3)$$

$$V_1 = V_2 = \dots = V_n = V \quad (2.4)$$

Nos sistemas fotovoltaicos *on-grid* é comum conectar em paralelo conjuntos de módulos associados em série. Com este arranjo é possível obter corrente e tensão mais elevadas. A Figura 2.5 apresenta a associação mista de $n \cdot m$ módulos fotovoltaicos, onde n representa o número de conjuntos de módulos associados em série e m corresponde ao número de módulos em cada conjunto.

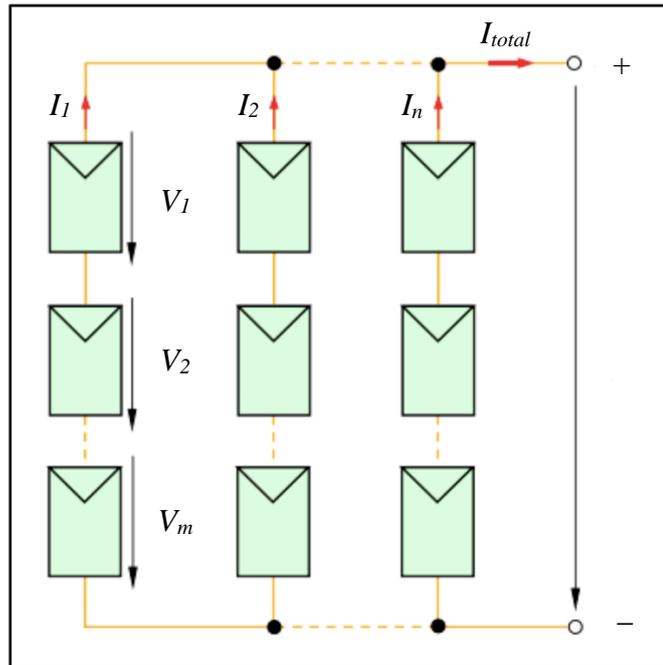


Figura 2.5 - Representação esquemática da associação mista de n módulos fotovoltaicos

Fonte: Carneiro (2010)

Para a associação mista, tem-se as relações apresentadas nas Equações (2.5) e (2.6). Neste caso, a corrente de curto circuito n vezes superior e a tensão de circuito aberto é m vezes superior.

$$I_1 = I_2 = \dots I_n = I \rightarrow I_{total} = I_1 + I_2 + \dots + I_n = n \cdot I \quad (2.5)$$

$$V_1 = V_2 = \dots V_m = V \rightarrow V_{total} = V_1 + V_2 + \dots + V_m = m \cdot V \quad (2.6)$$

2.5 Influência da radiação solar, da temperatura e do sombreamento

Influência da radiação solar

A intensidade da radiação solar que incide sobre as células de um módulo fotovoltaico influencia a corrente elétrica que o mesmo pode fornecer. Com uma irradiância solar de 1.000 W/m^2 e temperatura de $25 \text{ }^\circ\text{C}$ o módulo é capaz de fornecer a corrente máxima apresentada em seu catálogo. A corrente elétrica diminui conforme a intensidade da radiação solar é reduzida.

A Figura 2.6 mostra como a intensidade da luz solar afeta a curva I-V do módulo fotovoltaico para temperatura igual a 25 °C. Nota-se que a corrente máxima que o módulo pode fornecer varia proporcionalmente à irradiância (Villalva, 2016).

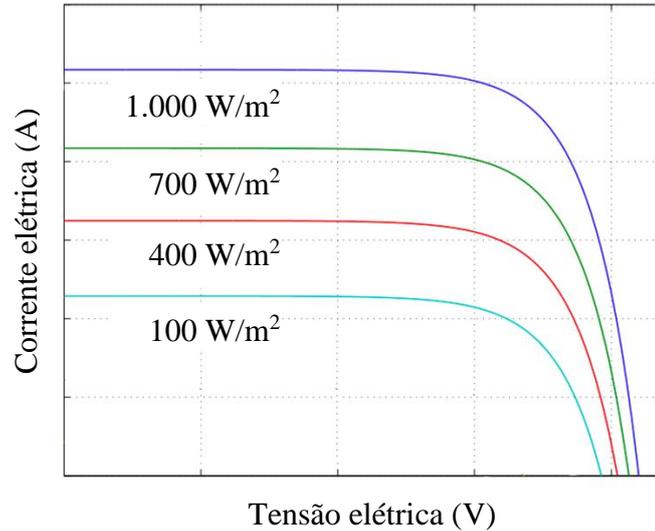


Figura 2.6 - Influência da radiação solar na operação de um módulo fotovoltaico

Fonte: Alves (2018) - adaptado

Portanto, os módulos solares devem ser instalados de modo a maximizar a captação da radiação direta, melhorando assim o aproveitamento da radiação solar global. Na sequência, duas regras básicas relacionadas à orientação da face do módulo e ao ângulo de inclinação do mesmo são apresentadas, conforme Villalva (2016).

No hemisfério sul, que inclui o Brasil, a melhor maneira de instalar um módulo fotovoltaico fixo (sem um sistema de rastreamento solar) é orientá-lo com sua face voltada para o norte geográfico. Desta forma, o módulo recebe raios solares sobre sua superfície ao longo do dia, com maior incidência ao meio-dia solar.

Com relação à inclinação do módulo referente ao horizonte, o ângulo que maximiza a captação da radiação solar direta é o que faz os raios solares incidirem perpendicularmente à superfície ao módulo. Considerando sistemas fotovoltaicos de ângulo fixo, deve-se adotar uma inclinação α que possibilite uma boa produção média de energia ao longo do ano, em função da latitude geográfica do local onde o sistema está sendo instalado. Não se recomenda a instalação com ângulos de inclinação, em relação ao horizonte, inferiores a 10° para evitar o acúmulo de poeira sobre as placas.

Módulos solares com rastreamento automático da posição do sol otimizam o ângulo de incidência dos raios solares ao longo do dia e dos meses do ano. Estes módulos são mais

eficientes do ponto de vista de geração de energia, no entanto têm custo mais elevado de aquisição e manutenção das partes mecânicas móveis e dos sistemas eletrônicos de controle.

Influência da temperatura

A temperatura de um módulo fotovoltaico influencia na tensão que o mesmo pode fornecer em seus terminais. Em temperaturas mais baixas as tensões são maiores e em temperaturas mais altas as tensões são menores, pois o silício (material semiconductor presente na maioria dos módulos solares) perde a sua eficiência com o calor (Hishikawa *et al.*, 2018).

A Figura 2.7 ilustra como a temperatura afeta a curva I-V do módulo fotovoltaico para irradiância solar igual a 1.000 W/m^2 . Nota-se que a corrente elétrica fornecida pelo módulo não se altera com a variação da temperatura. Portanto, se quando a temperatura de um módulo fotovoltaico aumenta a tensão diminui, conseqüentemente a potência fornecida pelo módulo também diminui (a potência é dada pelo produto da tensão pela corrente do módulo).

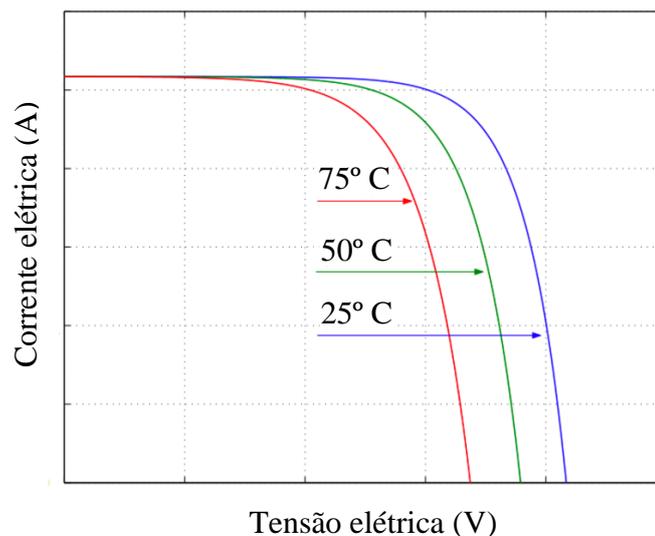


Figura 2.7 - Influência da temperatura na operação de um módulo fotovoltaico

Fonte: Alves (2018) - adaptado

Os módulos fotovoltaicos possuem um coeficiente de temperatura que descreve a forma como eles se comportam em temperaturas acima de $25 \text{ }^\circ\text{C}$. Este coeficiente apresenta unidade de medida expressa em porcentagem (%) por grau ($^\circ\text{C}$). Um coeficiente de temperatura entre 0,30% e 0,45% indica uma excelente qualidade do módulo. Módulos com coeficiente de temperatura entre 0,40% e 0,50% são considerados razoáveis. Coeficientes de temperatura acima de 0,60% são apresentados por módulos de baixa qualidade (Mendieta, 2018).

Devido à influência da temperatura no desempenho de módulos fotovoltaicos, as características elétricas dos mesmos são também apresentadas para a temperatura normal de operação da célula - *Normal Operation Cell Temperature* (NOCT). Na condição NOCT, os testes em laboratório são realizados com temperatura da célula de 48,4 °C e taxa de irradiância solar de 800 W/m². A temperatura de 48,4 °C foi adotada mundialmente como referência, pelos fabricantes e organismos internacionais de normatização e certificação, por ser a temperatura média de uma célula solar quando a temperatura do ar é de 20 °C. Os valores de tensões, correntes e potências do módulo na condição de NOCT são mais próximos do funcionamento real do módulo fotovoltaico e mostram quanta energia ele realmente vai produzir (Villalva, 2016).

Influência do sombreamento

As células de um módulo fotovoltaico são interligadas em série, portanto elas dependem uma das outras para produzir corrente. O efeito do sombreamento ocorre quando uma ou algumas células recebem pouca ou nenhuma luz, impedindo a passagem da corrente elétrica das demais células. Desta forma, ele tem consequências negativas relacionadas à eficiência e segurança do sistema.

O sombreamento resulta por exemplo da presença de nuvens, folhas, poeiras, dejetos de pássaros, etc. A Figura 2.8 ilustra a ligação em série de quatro células fotovoltaicas, estando a última sob o efeito do sombreamento. A célula sombreada interrompe a passagem da corrente elétrica, atuando como uma resistência elétrica. Nesta situação, ocorre a conversão da energia elétrica em calor, elevando a temperatura para valores que podem conduzir à destruição do módulo (Carneiro, 2010).

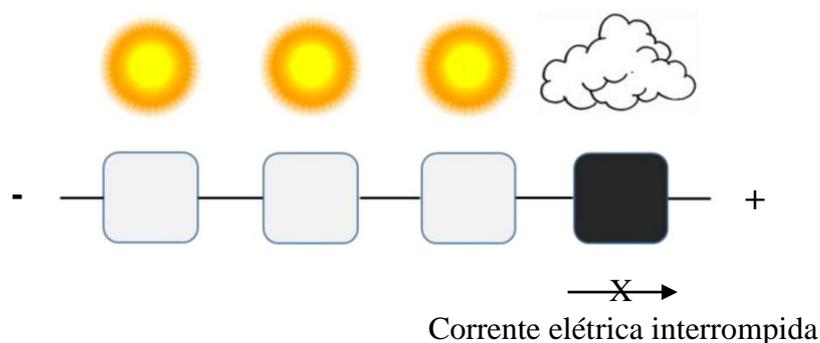


Figura 2.8 - Módulo fotovoltaico com sombra em uma célula - sem diodo de *by-pass*

Fonte: Villalva (2016) e Coutinho *et al.* (2016) - adaptado

Para minimizar o efeito do sombreamento nos módulos fotovoltaicos, diodos de *bypass* (ou de passagem) são ligados em paralelo com grupos de células, conforme apresentado na Figura 2.9. O objetivo é desviar a corrente elétrica da região comprometida, permitindo que as demais células do módulo continuem produzindo corrente. O ideal seria utilizar um diodo para cada célula, mas isto dificultaria o processo de fabricação e elevaria o custo do produto (Villalva, 2016).

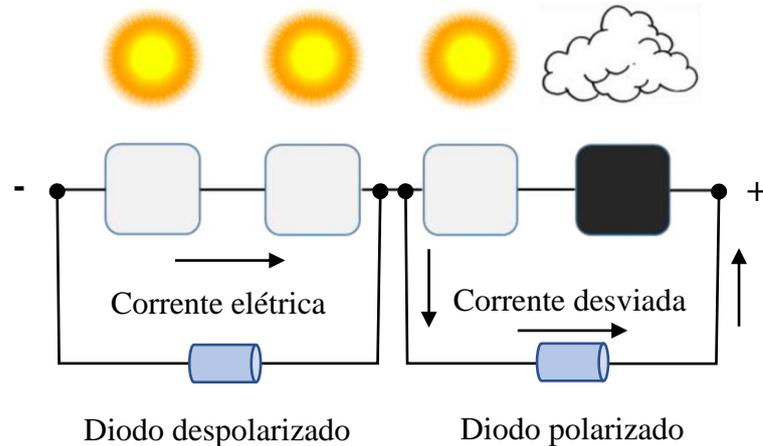


Figura 2.9 - Módulo fotovoltaico com sombra em uma célula - com diodo de *by-pass*
 Fonte: Villalva (2016) e Coutinho *et al.* (2016) - adaptado

A Figura 2.10 mostra a diferença na curva I-V de um módulo fotovoltaico para três casos: (a), (b) e (c). Para o caso (a), sem sombra no módulo, todas as células estão igualmente iluminadas e os diodos de *bypass*, mesmo se estiverem presentes, não têm efeito.

No caso (b), com sombra em algumas células e utilizando diodos de *bypass*, observa-se que até uma certa faixa de tensão o diodo de *bypass* da célula defeituosa está em operação e a corrente fornecida pelo módulo é máxima. A partir de um certo valor de tensão os diodos de *bypass* são despolarizados e a corrente do módulo é limitada ao valor da corrente que as células problemáticas podem fornecer.

Para o caso (c), com sombra em algumas células do módulo e sem diodos de *bypass*, nota-se que a corrente do conjunto é limitada pelas células problemáticas. Portanto, embora os diodos de *bypass* não sejam uma solução excelente, eles permitem que pelo menos parte da capacidade de fornecimento de corrente do módulo seja normalizada em algumas regiões da curva I-V (Villalva, 2016).

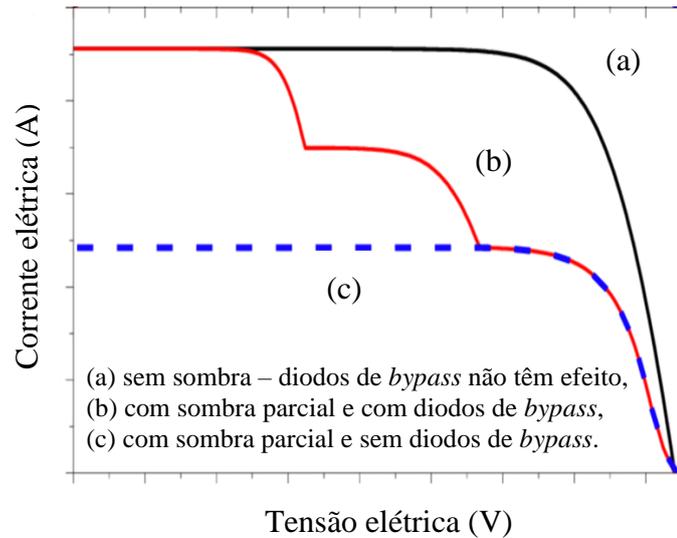


Figura 2.10 - Curva I-V do módulo fotovoltaico

Fonte: Surichaqui (2015) - adaptado

2.6 Energia produzida por um módulo fotovoltaico

O dimensionamento de sistemas fotovoltaicos pode ser feito levando em consideração o atendimento parcial ou integral da demanda de energia do consumidor, o espaço disponível para instalação dos painéis solares e/ou o limite do capital que se deseja aplicar. A seguir são apresentados dois métodos empregados para calcular a energia produzida por um módulo fotovoltaico, extraídos de Villalva (2016).

Método da insolação

O método da insolação utiliza três fatores para calcular a energia produzida por um módulo fotovoltaico, conforme Equação (2.7).

$$E_m = S \cdot A_m \cdot \mu_m \quad (2.7)$$

onde:

E_m energia produzida pelo módulo diariamente [Wh];

S insolação disponível diariamente [Wh/m²/dia];

A_m área da superfície do módulo [m²];

μ_m eficiência do módulo.

A insolação disponível diariamente (S) pode ser encontrada em mapas solarimétricos ou obtida através de ferramentas computacionais como Sundata (www.cresesb.cepel.br/sundata) do CRESESB/CEPEL no Rio de Janeiro, SWERA (<https://openei.org/apps/SWERA/>) do NREL em Golden-Colorado e PVSYST (www.pvsyst.com) desenvolvido na *Université de Genève* em Genebra-Suíça. Deve-se utilizar o valor da insolação referente ao pior mês do ano para garantir o abastecimento de energia elétrica nos meses de menor insolação.

Os outros dois fatores da Equação (2.7) estão relacionados com as características do módulo fotovoltaico. As dimensões físicas do módulo são utilizadas para o cálculo da área da superfície (A_m). A eficiência do módulo (μ_m), se não for fornecida pelo fabricante, pode ser calculada com base no *MPP* nas condições STC, 1.000 W/m^2 e $25 \text{ }^\circ\text{C}$.

O método da insolação é válido quando se considera o recurso MPPT, pois espera-se extrair o máximo possível da energia solar. Neste caso, a energia produzida é limitada apenas pela eficiência do módulo.

Método da corrente máxima

A Equação (2.8) apresenta o cálculo da energia produzida por módulo fotovoltaico, utilizando o método da corrente máxima.

$$E_m = I_{sc} \cdot V_{bat} \cdot H_s \quad (2.8)$$

onde:

I_{sc} máxima corrente elétrica que o módulo pode fornecer (*I - short circuit*);

V_{bat} tensão da bateria ou banco de baterias [V];

H_s horas diárias de insolação [horas] - bons resultados são apresentados para valores entre 4h e 6h.

Para este método são utilizadas as características do módulo fornecidas pelo fabricante em STC ou NOCT. Ressalta-se que os valores apresentados em NOCT refletem com mais precisão as características reais de operação.

O método da corrente máxima é válido quando não se considera o recurso MPPT. Portanto, usando este método não é possível ter o aproveitamento máximo da energia solar. Neste caso, a energia produzida fica condicionada ao ponto de operação imposto pela tensão da bateria ou do banco de baterias do sistema.

3. ASPECTOS LEGAIS

A inserção da Geração Distribuída (GD) na oferta energética brasileira acompanha desafios relacionados com a regulação da mesma. Neste contexto, o presente capítulo apresenta o histórico da regulação da Micro e Mini Geração Distribuída (MMGD), Seção 3.1. Além disso, os dois documentos mais importantes do processo revisional são descritos: REN nº 482/2012 (Seção 3.2) e PL 5928/19 (Seção 3.3).

3.1 Histórico da regulação da MMGD

A Tabela 2.1 apresenta o histórico das Consultas Públicas (CPs), Audiências Públicas (APs) e Resoluções Normativas (RENs) associadas a regulação da MMGD. Com base na REN nº 414/2010, que estabelece as condições gerais de fornecimento de energia, na CP nº 15/2010 e na AP nº 42/2011, em 17/04/2012 entrou em vigor a REN nº 482/2012.

A REN nº 482/2012 define as condições gerais para o acesso de micro e minigeração aos sistemas de distribuição de energia elétrica. Ela está dividida em seis capítulos que tratam: (I) das disposições preliminares; (II) do acesso aos sistemas de distribuição; (III) do sistema de compensação de energia elétrica; (IV) da medição de energia elétrica; (V) das responsabilidades por dano ao sistema elétrico; e (VI) das disposições gerais. Ela foi aprimorada a partir da AP nº 26/2015 e da AP nº 37/2017 e suas versões revisadas encontram-se na REN nº 687/2015 e na REN nº 786/2017. Novos aprimoramentos estão sendo analisados com base na AP nº 01/2019, AP nº 40/2019 e CP nº 25/2019.

Tabela 2.1 - Histórico associado à regulamentação da MMGD

CP / AP / REN	Descrição	Referência
REN nº 414/2010	Estabelece as condições gerais de fornecimento de energia.	REN (2010)
CP nº 15/2010 (10/09 - 09/11)	Realizadas para debater os dispositivos legais que tratam da conexão de GD de pequeno porte na rede de distribuição.	REN (2012)
AP nº 42/2011 (11/08 - 14/10)		
REN nº 482/2012	Define as condições gerais para o acesso de micro e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição	REN (2012)

	de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências.	
AP nº 26/2015 (07/05 - 22/06)	Realizada para aprimorar a REN nº 482/2012.	REN (2015)
REN nº 687/2015	Apresenta uma revisão da REN nº 482/2012 e da seção 3.7 do Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST.	REN (2015)
AP nº 37/2017 (06/07 - 04/08)	Realizada para aprimorar a REN nº 482/2012.	REN (2017)
REN nº 786/2017	Apresenta uma revisão da REN nº 482/2012.	REN (2017)
AP nº 01/2019 (24/01 - 09/05)		
AP nº 40/2019 (07/11 - 07/11)	Realizadas para aprimorar a REN nº 482/2012.	ANEEL (2019b)
CP nº 25/2019 (17/10 - 30/12)		

A partir da REN nº 482/2012 a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) possibilitou aos consumidores gerarem sua própria energia. Para isso, criou-se o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) no qual o consumidor-gerador ou “prosumidor” (palavra originada do termo em inglês *prosumer* - junção de *producer* e *consumer*), após descontado o seu próprio consumo, recebe um crédito na sua conta pelo saldo positivo de energia gerada e inserida na rede.

Considerando a versão mais atual da REN nº 482/2012, a microgeração distribuída consiste de uma central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras. Para a minigeração distribuída a potência instalada deve ser superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW.

A distribuidora deve atender à solicitação de fornecimento inicial de unidade consumidora que inclua MMGD, adequar o sistema de medição e iniciar o SCEE de acordo com a Seção 3.7 do Módulo 3 do Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) (PROD, 2020).

A distribuidora é responsável técnica e financeiramente pelo sistema de medição para microgeração distribuída. No entanto, os custos de adequação do sistema de medição para a

conexão de minigeração distribuída e de geração compartilhada são de responsabilidade do interessado.

No caso de danos ao sistema elétrico de distribuição, ocasionado quando o consumidor utilizar carga ou geração susceptível de provocar distúrbios ao sistema de distribuição, às instalações e/ou aos equipamentos elétricos de outros consumidores, cabe ressarcimento à distribuidora. Nesta situação, aplica-se o estabelecido no caput e no inciso II do art. 164 da REN nº 414/2010.

Quando a energia injetada na rede é superior à consumida, cria-se um “crédito de energia”, válido por 60 meses, que não pode ser revertido em dinheiro, mas pode ser utilizado para abater o consumo da unidade consumidora nos meses subsequentes (“autoconsumo”) ou em outras unidades de mesma titularidade - desde que todas as unidades estejam na mesma área de concessão (“autoconsumo remoto”).

Além do autoconsumo e do autoconsumo remoto, há também a possibilidade da “geração compartilhada” e da “geração em condomínios” também chamado de Empreendimento com Múltiplas Unidades Consumidoras (EMUC). Na geração compartilhada, diversos interessados se unem em um consórcio ou em uma cooperativa, instalam uma micro ou minigeração distribuída e utilizam a energia gerada para redução das suas faturas. Para a geração em condomínios, a energia gerada pode ser repartida entre os condôminos em porcentagens definidas pelos próprios consumidores (ANEEL, 2020a).

Assim, para unidades consumidoras conectadas em baixa tensão (Grupo B) com MMGD, ainda que a energia injetada na rede seja superior ao consumo, será devido o pagamento referente ao custo de disponibilidade - valor em reais equivalente a 30 kWh (monofásico), 50 kWh (bifásico) ou 100 kWh (trifásico). De forma análoga, para os consumidores conectados em alta tensão (Grupo A) será devida apenas a parcela da fatura correspondente à demanda contratada (ANEEL, 2016).

3.2 Revisão da Resolução Normativa nº 482/2012

O SCEE permite que uma unidade consumidora com micro ou minigeração injete o excedente de energia na rede da distribuidora gerando créditos de energia utilizados para abater o consumo mensal. O modelo vigente estabelece que a energia injetada seja utilizada para abater integralmente a energia consumida. Assim, a cada 1 kWh de energia injetada o consumidor recebe um crédito de energia equivalente de 1 kWh (AIR, 2018).

No entanto, existem discussões sobre essa forma de valoração da energia injetada na rede. Distribuidoras e consumidores que não aderem à MMGD alegam que o modelo atual do SCEE não remunera de forma adequada o uso da rede de distribuição, transferindo custos aos que não geram a própria energia. Instaladores de placas fotovoltaicas e consumidores interessados em MMGD, por sua vez, destacam os benefícios dessa tecnologia para a sociedade e defendem a permanência do modelo atual.

Em maio de 2018, iniciou-se o processo de revisão administrativa da REN nº 482/2012 como foco na compensação de créditos. Em resumo, a ANEEL sugere que a energia injetada na rede de distribuição da concessionária seja apenas parcialmente compensada pela distribuidora, como forma de remunerar adequadamente os custos de transmissão e distribuição da energia.

A Análise de Impacto Regulatório (AIR) nº 04/2018 apresenta um novo modelo para o SCEE. Esse relatório sugere seis alternativas, conforme Tabela 2.2. Para cada alternativa, somente as componentes da tarifa de fornecimento de energia marcadas com “X” são consideradas para a compensação, sendo Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e Tarifa de Energia (TE).

Conforme ANEEL (2021c), a TUSD Fio B é formada por custos regulatórios pelo uso de ativos de propriedade da própria distribuidora. A TUSD Fio A é formada por custos regulatórios pelo uso de ativos de propriedade de terceiros. A TUSD Encargos é a parcela da TUSD que recupera os custos, por exemplo, de P&D em eficiência energética, taxa de fiscalização de serviços de energia elétrica, e do Proinfa. A TUSD Perdas é a parcela da TUSD que recupera os custos com perdas técnicas, não técnica e da rede básica. A TE Encargos é a parcela da TE que recupera os custos, por exemplo, de encargos de serviços, de energia de reserva e de contribuição sobre uso de recursos hídricos. Por fim, a TE Energia é a parcela da TE que recupera os custos pela compra de energia elétrica para revenda ao consumidor, incluindo os custos com energia comprada de Itaipu e de geração própria.

Tabela 2.2 - Alternativas avaliadas para aplicação no SCEE

Tarifa Componente	TUSD				TE	
	Fio B	Fio A	Encargos	Perdas	Encargos	Energia
Atual	X	X	X	X	X	X
ANEEL-I		X	X	X	X	X
ANEEL-II			X	X	X	X
ANEEL-III				X	X	X
ANEEL-IV					X	X
ANEEL-V						X

Fonte: AIR (2018)

As alternativas se diferenciam pela forma como valoram a energia injetada na rede, conforme descrição extraída de AIR (2018).

- **Atual** - Cenário atual: a compensação da energia injetada na rede se dá por todas as componentes da TUSD e da TE.
- **ANEEL-I** - Incide Fio B: a componente Transporte Fio B incidiria sobre toda a energia consumida da rede. As demais componentes tarifárias continuariam incidindo sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede.
- **ANEEL-II** - Incide Fio A e Fio B: as componentes referentes ao Transporte (Fio A e Fio B) incidiriam sobre toda a energia consumida da rede. As demais parcelas da tarifa continuariam incidindo sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede.
- **ANEEL-III** - Incide Fio A, Fio B e Encargos: equivalente à alternativa anterior, mas incluindo a parcela de Encargos da TUSD entre as componentes que seriam aplicáveis a todo o consumo de energia registrado na unidade.
- **ANEEL-IV** - Incide toda a TUSD: com esta alternativa, as componentes da TE incidiriam sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede, de maneira que a TUSD continuaria incidindo sobre toda a energia consumida da rede.
- **ANEEL-V** - Incide toda a TUSD e os Encargos e demais componentes da TE: neste caso, apenas a componente de Energia da TE incidiria sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede. As demais componentes tarifárias incidiriam sobre toda a energia consumida da rede.

De acordo com Bright Strategies (2018), as componentes da Tabela 2.2 podem ser representadas pelos valores médios descritos na Tabela 2.3 Desta forma, as alternativas 0, 1, 2, 3, 4 e 5 correspondem em média a 100%, 72%, 66%, 58%, 50%, 38% de compensação de crédito da energia injetada, respectivamente. Estes são os valores adotados nesta dissertação para cada uma das alternativas apresentadas pela ANEEL para o SCEE na AIR nº 04/2018.

Tabela 2.3 - Representação média das componentes da TUSD e TE na tarifa final

Tarifa Componente	TUSD				TE		SCEE
	Fio B	Fio A	Encargos	Perdas	Encargos	Energia	
Atual	28%	6%	8%	8%	12%	38%	100%
ANEEL-I		6%	8%	8%	12%	38%	72%
ANEEL-II			8%	8%	12%	38%	66%
ANEEL-III				8%	12%	38%	58%
ANEEL-IV					12%	38%	50%
ANEEL-V						38%	38%

Fonte: Bright Strategies (2018)

Em dezembro de 2018, na AIR nº 04/2018 (trecho transcrito e adaptado na sequência), a ANEEL aponta a possibilidade de manter a alternativa Atual e alterar para a ANEEL-I após atingir uma capacidade instalada de 3,365 GW (AIR, 2018).

“Contudo, os cálculos apontam que seria possível manter a Alternativa 0 até que o mercado de micro e minigeração distribuída (GD) local se consolide, com a instalação de 3,365 GW em todo país para, em seguida, alterar o Sistema de Compensação de modo a que a TUSD Fio B deixe de ser compensada (ANEEL-I).”

No entanto, em outubro de 2019, na AIR nº 03/2019 (trecho transcrito e adaptado na sequência), a ANEEL conclui que a alternativa ANEEL-V atenderia todas as premissas (AIR, 2019).

“Uma análise conceitual sob a ótica tarifária foi realizada no intuito de definir a alternativa que resulta na correta cobrança dos custos de uso da rede pelos micro e minigeradores e, ao mesmo tempo, mantém o desenvolvimento da tecnologia, chegando-se à conclusão de que a ANEEL-V atende a tais premissas.”

A ANEEL cumpriu formalmente todas as etapas de APs e CPs previstas no processo administrativo. No entanto, devido à movimentação do setor, a revisão da REN nº 482/2012 tramitou pelo processo legislativo. No dia 18 de agosto de 2021, a Câmara aprovou o PL 5829/19 que institui, entre outros, o marco legal da MMDG e o SCEE. Na sequência é apresentado o Parecer Proferido em Plenário - nº5.

3.3 Proposta do Projeto de Lei 5829/19 - nº 5

Em 2020, diversos PLs que sugerem mudanças no SCEE foram propostos por parlamentares. Em geral, eles apresentam metodologias que variam entre manter as atuais regras até um ano específico ou até que se atinja um percentual de nível de penetração da MMGD na matriz energética, em termos de geração de energia.

Entre os projetos apresentados, o PL 5829/19 de novembro de 2019 se destacou. Este PL, na versão nº 5, divide a taxaço da componente tarifária Fio B, conforme apresentado na sequência (PL, 2019).

- **Durante o 1º ano e o 2º ano** após a data de início de cobrança, 20% pago pela unidade consumidora e 80% por meio da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE);
- **Durante o 3º ano e o 4º ano** após a data de início de cobrança, 40% pago pela unidade consumidora e 60% através da CDE;
- **Durante o 5º ano e o 6º ano** após a data de início de cobrança, 60% pago pela unidade consumidora e 40% por meio da CDE;
- **Durante o 7º ano e o 8º ano** após a data de início de cobrança, 80% pago pela unidade consumidora e 20% por meio da CDE;
- **Finalizado o 8º ano** após a data de início de cobrança, as unidades consumidoras passarão a pagar 100% da TUSD Fio B, sendo que as componentes tarifárias relacionadas aos demais custos de distribuição, transmissão e encargos setoriais, incluindo perdas elétricas, deverão abater os benefícios ao sistema elétrico propiciados pelas as centrais de microgeração e minigeração distribuída.

A Tabela 2.4 apresenta a taxaço da componente tarifária Fio B, considerando os dados da Tabela 2.3. Como pode ser observado, a alternativa PL corresponde a 94,4% para os anos 1 e 2; 88,8% para os anos 3 e 4; 83,2% para os anos 5 e 6; 77,6% para os anos 7 e 8; e 72% para os demais anos de compensação de crédito da energia injetada, respectivamente. Estes são os valores adotados nesta dissertação para a alternativa PL.

Tabela 2.4 - Taxação da componente tarifária Fio B no PL 5829/19 com base na Tabela 3.3

Anos	Taxação PL	Fio B [28%]	SCEE [100% - Fio B]
1 e 2	20%	5,6%	94,4%
3 e 4	40%	11,2%	88,8%
5 e 6	60%	16,8%	83,2%
7 e 8	80%	22,4%	77,6%
Demais	100%	28,0%	72,0%

3.4 Experiência internacional

Segundo dados da *International Energy Agency* (IEA, 2021), o *ranking* de países com maior capacidade instalada de energia solar no ano de 2020 é liderado pela China. A União Europeia classifica-se em segundo, seguida pelos Estados Unidos. O Brasil ocupa a 9ª colocação no *ranking* (Tabela 2.5).

Tabela 2.5 - *Ranking* dos países em capacidade instalada em 2020 (esquerda) e capacidade instalada total (direita)

Posição	País	Capacidade instalada em 2020 (GW)	Posição	País	Capacidade instalada total (GW)
1	China	48,2	1	China	253,4
2	União Europeia	19,6	2	União Europeia	151,3
3	Estados Unidos	19,2	3	Estados Unidos	93,2
4	Vietnã	11,1	4	Japão	71,4
5	Japão	8,2	5	Alemanha	53,9
6	Alemanha	4,9	6	Índia	47,4
7	Índia	4,4	7	Itália	21,7
8	Austrália	4,1	8	Austrália	20,2
9	Coréia	4,1	9	Vietnã	16,4
10	Brasil	3,1	10	Coréia	15,9
11	Holanda	3,0	11	Inglaterra	13,5

Fonte: IEA (2021) - adaptado

Entre os 10 principais países apresentados no lado esquerdo da Tabela X, seis países pertencem à Ásia-Pacífico (Austrália, China, Índia, Japão, Coréia e Vietnã), dois países são Europeus (Alemanha e o Holanda) e dois países são das Américas (Brasil e EUA). Mercados asiáticos representam em torno de 61% do mercado fotovoltaico global em 2020, um ligeiro aumento em comparação com o nível em 2019. Na União Europeia, a Alemanha assumiu a liderança com 4,9 GW. A Holanda com 3,0 GW teve aumento de mercado significativo. Nas Américas, o mercado aumentou principalmente por meio dos Estados Unidos, que teve um

crescimento acelerado com 19,2 GW. O Brasil é o segundo mercado com cerca de 3,1 GW instalados em 2020.

Na busca pela experiência internacional com relação ao assunto abordado neste capítulo, dois termos se destacam: *feed-in tariff* e *net metering*. Ambos são políticas públicas que visam estimular a produção de energia por meio de fontes renováveis. Estes termos referem-se a métodos pelos quais uma concessionária de energia compensa um produtor pela energia realimentada na rede.

Feed-in consiste no pagamento de tarifas para unidades geradoras, com o objetivo de viabilizar a implementação de centrais produtoras, por meio de contratos de longo prazo. Em geral, cria-se uma legislação que obrigue as concessionárias a comprarem eletricidade renovável em valores acima do mercado, estabelecidos pelo governo. No Brasil, o *feed-in* é incipiente, apresentando resultados menores do que o esperado para usinas co-geradoras de biomassa (cana-de-açúcar), pequenas centrais hidrelétricas e de energia eólica. *Net metering* é o termo em inglês que corresponde ao SCEE, foco desta dissertação.

Nos EUA, em 2020, os estados que mais aumentaram a capacidade instalada em geração solar de pequena escala foram Texas (63%) e Flórida (57%). O crescimento da fonte solar nestes estados deve-se aos incentivos estaduais, abundância de recurso e mudanças nas políticas de compensação (EIA, 2021).

O Texas não exige que as concessionárias comprem a energia excedente de painéis solares residenciais, ou seja, não existe um SCEE oficial. No entanto, algumas empresas varejistas de eletricidade oferecem um programa de recompra de energia na forma de créditos em contas. Além disso, o Texas oferece isenção de imposto sobre a propriedade para o valor agregado da casa proveniente de instalações solares em telhados, incentivando o crescimento da geração solar em pequena escala.

Na Flórida, o sistema de *net metering* existe desde 2008. Inicialmente ficou estabelecida a proporção *one-on-one*. Atualmente o SCEE é definido por meio de acordos com as concessionárias. A remoção em 04/2018, das restrições de venda de eletricidade aos sistemas solares alugados, encorajou o crescimento da fonte solar em pequena escala. Sem esta restrição, os clientes de eletricidade podem alugar sistemas solares com pouco ou nenhum custo inicial, tornando a energia solar fotovoltaica mais amplamente viável financeiramente e resultando em um grande crescimento em instalações fotovoltaicas residenciais em todo o estado.

Segundo a AIR (2018), nos estados norte-americanos de forma geral, nota-se uma tendência de substituição dos sistemas *net metering* que valorem a energia a preço de varejo

por sistemas que considerem apenas algumas componentes da tarifa para a valoração. Este mesmo movimento está sendo observado no Brasil.

Em 2009, a China introduziu uma tarifa *feed-in* para energias renováveis. Em 2013, o governo implementou um único subsídio de *net metering* em todo o país para estimular o mercado de geração de energia solar fotovoltaica distribuída. Em seguida, teve que reduzi-lo duas vezes devido à queda do custo dos módulos fotovoltaicos e ao grande déficit financeiro resultante. Até 2018, os incentivos eram fixos por 20 anos. As políticas atuais visam reduzir gradualmente os incentivos à medida que o governo considera a indústria e o mercado estáveis e viáveis o suficiente para existirem sem subsídios.

Na Alemanha houve a criação de uma lei sobre injeção de energia em 1991. Esta lei obrigava as distribuidoras a receber energia elétrica gerada por fontes renováveis. No entanto, a difusão de energia solar ocorreu a partir de 2000 com a lei das energias renováveis que criou subsídios específicos. Os anos de 2004, 2009, 2012, 2014 e 2017 foram marcados por modificações da lei. A tarifa para a energia injetada, na Alemanha, segue o conceito *feed-in* onde o proprietário recebe uma tarifa fixa pela energia injetada. A tarifa é prefixada, dependendo da data da instalação e da potência da planta e é garantida por 20 anos. O custo do subsídio é calculado conforme a diferença entre *feed-in* e valor da energia na câmara de comercialização, sendo repassado aos outros consumidores.

4. ENGENHARIA ECONÔMICA

A engenharia econômica consiste de uma avaliação sistemática dos aspectos econômicos e financeiros de soluções propostas para problemas de engenharia. Mais especificamente, ela trata dos principais métodos utilizados para analisar projetos de investimentos. Portanto, ela auxilia a tomada de decisões sobre alternativas de investimentos. Este capítulo apresenta um referencial bibliográfico sobre o tema na Seção 4.1. Conceitos relacionados a Taxas de Desconto (TD) como Custo de Oportunidade (CO), Custo de Capital (*CCa*) e Taxa Mínima de Atratividade (TMA) são apresentados na Seção 4.2. Os tipos de Fluxos de Caixa (FCs), por exemplo, Fluxo Econômico e Financeiro (FEF) e Fluxo de Caixa Descontado (*FCD*) são descritos na Seção 4.3. Os indicadores de viabilidade *Payback* descontado (*PD*), Valor Presente Líquido (*VPL*), Taxa Interna de Retorno (*TIR*) e Custo Nivelado de Energia (*CNE*) são detalhados na Seção 4.4.

4.1 Referencial bibliográfico

Os trabalhos relacionados com a pesquisa desta dissertação foram consultados. A Tabela 4.1 apresenta a combinação de expressões para a busca realizada no Portal de Periódicos da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES), considerando os últimos 10 anos.

Tabela 4.1 - Combinação de expressões para busca no Portal de Periódicos da CAPES

Idioma	Expressão 1	Expressão 2
		<i>Brazil</i>
Inglês	<i>Net metering</i>	<i>Economic / financial / viability</i>
	<i>Photovoltaic / solar / energy</i>	<i>Photovoltaic / solar / energy</i>
Português	Compensação / crédito	Viabilidade / econômica / financeira
	Energia / solar / fotovoltaica	Energia / solar / fotovoltaica
		Viabilidade / econômica / financeira

Na sequência, as referências encontradas são apresentadas com foco na metodologia adotada para o estudo de viabilidade econômica e/ou financeira. Apenas sistemas de geração solar fotovoltaica *on-grid* são descritos. Todos eles consideram o período de 20 a 25 anos para a análise.

Holdermann *et al.* (2013) avaliam a viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos nos setores residencial e comercial para 63 empresas de distribuição. Eles utilizam o método do *FCD*, alterando o custo do investimento e a TD adotada. Considera-se que o sistema apresenta uma degradação anual de 1% e custos de Operação e Manutenção (*O&M*) de 0,5% do investimento inicial. A tarifa de energia varia de 0,11 €/kWh a 0,24 €/kWh, com reajuste tarifário de 2,3% para o setor residencial e 2,5% para o setor comercial. Eles concluem que o sistema é inviável para todas as redes de distribuição. Porém, para o setor residencial, uma redução de 20% no investimento inicial e a adoção de uma TD de 5% tornaria o sistema viável para 40% das redes de distribuição. Com relação ao setor comercial, uma redução de 20% no investimento inicial e a adoção de uma TD de 6% tornaria o sistema viável para 50% das redes de distribuição.

Passados cinco anos, Gomes *et al.* (2018) analisam a demanda residencial mensal mínima que assegura viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos para as mesmas 63 empresas de distribuição do trabalho anterior. Eles determinam o consumo mensal de eletricidade que faz o *CNE* associado ao sistema fotovoltaico pelo menos igual à tarifa de energia da companhia. Os autores apontam que após as aprovações das RENs-ANEEL e do Convênio ICMS-Conselho Nacional da Política Fazendária (CONFAZ) a integração de sistemas fotovoltaicos distribuídos tornou-se viável em diversas regiões do país.

Rocha *et al.* (2017) analisam o impacto da isenção do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços (ICMS) no retorno e risco de projetos de geração de energia solar em quatro cidades brasileiras. Nas quatro cidades analisadas o ICMS varia de 18% a 30%. Eles empregam Simulação de Monte Carlo (SMC) para variáveis financeiras e ambientais no cálculo do *VPL*. Considera-se que o sistema apresenta 19% de perda, uma degradação anual de 0,8% ao ano e que os custos de *O&M* correspondem a 0,5% do investimento inicial. Para a tarifa de energia as faturas até 12/2016 são consultadas e um reajuste anual de 2,3% é adotado. Os autores concluem que a isenção do ICMS é fundamental para tornar viável a microgeração fotovoltaica no país.

Vale *et al.* (2017) avaliam a viabilidade econômica de projetos de geração fotovoltaica em dois Estados: São Paulo (isento de ICMS) e Piauí (não isento de ICMS, mas com maior índice de radiação solar). *VPL* e *TIR* são empregados como indicadores de viabilidade para os dois projetos, aplicados a consumidores do grupo B com potência instalada de até 6 kWp. Considera-se que o sistema tem perdas da ordem de 15,5% e uma taxa de degradação anual de 0,8%. Para *TMA* o valor de 7,49% é adotado. Segundo os autores, a tarifa de energia é de 0,127 \$/kWh em São Paulo e de 0,14 \$/kWh em Piauí, considerando o ano de 2016. Uma análise de

sensibilidade é apresentada para reajuste tarifário variando de 3% a 15% (menor e maior valor de reajuste entre 2003 e 2012) e TD para cálculo do *VPL* variando de 5% a 20%. Os resultados mostram que embora Piauí tenha índice de radiação solar média mais alto que São Paulo, o investimento em São Paulo é mais atrativo devido à isenção do ICMS.

Rabuske *et al.* (2018) analisam a viabilidade econômica e financeira da geração de energia solar para uma empresa do Rio Grande do Sul. *VPL*, *TIR* e *PD* são utilizados como métricas para o estudo. O investimento de R\$ 603.238,74 inclui 390 placas de 260 W. Adota-se uma perda de eficiência do sistema de 0,8% ao ano, um reajuste anual de 10% dos custos com manutenção e seguro e uma *TMA* de 10%. A partir do histórico das faturas de 2015, o consumo médio é calculado. O custo de energia é definido em 0,67 R\$/kWh com base nas três primeiras faturas de 2016 e reajustado em 4,8% ao ano. Após o 15º ano, tanto os custos com manutenção e seguro do sistema quanto os custos da energia não são reajustados, devido às incertezas relacionadas às estimativas. Os autores concluem que o investimento é viável, gerando benefícios também ao meio ambiente, com *VPL* de R\$ 245.842,71; *TIR* de 14,64%; e *PD* de 12 anos.

Souza & Gimenez (2018) investigam a viabilidade econômica e financeira do uso de energia solar em sistemas de produção hidropônica no Mato Grosso do Sul. Eles utilizam *VPL*, *TIR*, Taxa Interna de Retorno Modificada (*TIRM*), *PD*, Valor Anual Equivalente (*VAE*) e Índice de Valor Presente (*IVP*) como indicadores de viabilidade. O investimento proposto apresenta potência instalada de 16,25 kWp, a ser pago com dois desembolsos (R\$ 95.855,00 no ano 0 e R\$ 19.864,35 no ano 16). Uma *TMA* de 9,10% calculada com o modelo AH-CAPM é considerada. A partir do histórico das faturas de 2017, um consumo médio é adotado e o custo de energia é definido em 0,67 R\$/kWh. Eles concluem que o investimento avaliado é viável, apresentando um *VPL* de R\$ 109.261,83; *TIR* de 20,90%; *TIRM* de 16,80%; *VAE* de R\$ 11.137,96; e *IVP* de 1,94.

Santos *et al.* (2019) analisam a viabilidade econômica e financeira da utilização da energia solar em uma universidade da Bahia. O *VPL* e o *PD* são utilizados como critério de viabilidade. Para abastecer 100% da demanda energética do local, a potência instalada proposta é de 862,40 kWp, com investimento total de R\$ 4.146.245,76 a ser pago no ano 0. Uma *TMA* de 8,3% é definida a partir do rendimento nominal (sem descontar a inflação) da poupança em 2016. A variação do consumo e da geração solar ao longo de 2016 é apresentada. O reajuste tarifário de 10,64% foi empregado, conforme resolução vigente no período. Os autores concluem que o investimento avaliado é viável a médio prazo; trazendo benefícios ambientais, sociais e econômicos para a instituição e para a região. Para o estudo de caso analisado, o

investimento seria pago em 3 anos e 3 meses, com uma economia de R\$ 36.235.887,33 considerando os 21 anos e 9 meses seguintes.

Souza Jr. *et al.* (2019) apresentam a viabilidade econômica e financeira de sistemas fotovoltaicos para organizações militares do Exército Brasileiro no Rio Grande do Sul. Eles calculam *VPL*, *TIR*, *Payback* Simples (PS) e *PD* para três estudos de caso, classificando-os como: (1) maior gasto, (2) gasto intermediário e (3) menor gasto com energia elétrica. O investimento inicial para cada estudo de caso é feito no ano 0. A *TMA* adotada é de 7,4% definida a partir da taxa SELIC em 2017. Com base no histórico de 12 faturas entre 2015-2016, calcula-se o consumo médio para os casos (1), (2) e (3). A partir da média entre o horário de ponta e de fora ponta, das bandeiras tarifárias vigentes no período avaliado, dos consumos e dos valores totais pagos; eles adotam o valor médio da energia de 0,38 R\$/kWh. Os três estudos de caso mostram-se viáveis, com melhor retorno quanto maior o gasto com energia elétrica. Apenas o caso (3), considerando a desvalorização da moeda no tempo, apresenta resultado inviável. Em média, foi encontrada uma *TIR* de 10% e *PD* de 14 anos.

Giovanini *et al.* (2020) utilizam a metodologia de análise de investimentos para avaliar a viabilidade do desenvolvimento de plataforma digital especializada no financiamento de projetos de Micro e Mini Geração Distribuída (MMGD) de energia solar. A abordagem emprega as métricas *VPL*, *TIR*, *PD* e *Return on Equity* (ROE). A primeira parte do artigo, relacionada com esta dissertação, considera uma residência média com quatro pessoas. A potência instalada proposta é de 3.3 kWp, com custo de R\$ 20.320,00. Uma perda de eficiência do sistema de 0,7% ao ano, um custo de manutenção anual de 1% do investimento realizado e um valor de energia fixo de 0,50 R\$/kWh são adotados. A *TMA* empregada é de 10% e a TD utilizada para cálculo do *VPL* é de 6,5%, equivalente à taxa SELIC em 2018. O *PD* médio encontrado para o investimento na plataforma é de 7 anos, com *TIR* de 14%. Os autores concluem que o investimento avaliado é viável.

Silva *et al.* (2020) apresentam um estudo de viabilidade econômica e financeira do uso de painéis solares fotovoltaicos em uma propriedade avícola do Paraná. *VPL*, *TIR*, *TIRM* e *PD* são empregados. A potência instalada proposta é de 32.400 Wp, investimento a ser pago com um financiamento no valor de R\$ 226.800,00 para 10 anos à taxa de Juros de Longo Prazo (TLP) de 6,5%. A *TMA* adotada de 7,5% equivale à taxa SELIC de 2017. A tarifa de energia e o consumo são calculados com base nas faturas dos últimos 5 anos, utilizando medidas estatísticas (variância, desvio padrão e média). Três cenários são avaliados: (1) pessimista - que corresponde ao valor mínimo pago com a tarifa e o consumo de energia; (2) realista - que se refere à média da tarifa e do consumo e (3) otimista - equivalente ao valor máximo da tarifa e

do consumo. O projeto mostra-se inviável financeiramente para os três cenários, com pior retorno para o cenário (1). Sob a perspectiva econômica que desconsidera alguns custos, como a depreciação dos equipamentos e a mão de obra familiar, os cenários (2) e (3) mostram-se viáveis. Neste contexto, considerando o cenário (2), a *TIR* é de 32% e o PD de 3 anos e 7 meses.

O Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2021-2031, apresenta uma estimativa de atratividade do investimento em MMGD. De acordo com este documento, em 2021 a *TIR* de um projeto fotovoltaico deve variar em torno de 10% a 38% (EPE, 2021).

O diferencial desta dissertação em relação aos trabalhos listados anteriormente é a inclusão da análise do impacto das alternativas de Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) no estudo de viabilidade econômica e financeira da energia solar fotovoltaica distribuída. Na sequência, os conceitos associados a TD e *FC* são apresentados nas Seções 4.2 e 4.3. Os indicadores de viabilidade mais utilizados e adequados para os objetivos desta dissertação são descritos na Seção 4.4.

4.2 Conceitos associados a taxas de desconto

4.2.1 Custo de oportunidade e custo de capital

Custo de oportunidade

O CO refere-se a uma escolha entre alternativas de investimento. Ele está associado ao conceito de *trade-off* (conflito) que consiste na seleção de uma opção em detrimento de outra(s).

O CO corresponde ao valor associado ao melhor investimento não escolhido. Em outras palavras, o CO representa a rentabilidade que o investidor obteria na melhor alternativa de investimento não selecionada (Newman *et al.*, 2020). Portanto, o rendimento do investimento escolhido deve ser no mínimo igual ao CO.

Em algumas situações, o CO não é 100 % contábil (quantitativo). Neste caso, uma parcela qualitativa pode ser adicionada ao seu cálculo. Quando não há *trade-off* entre as alternativas de investimento o CO é zero.

Custo de capital

O *CCa* representa a taxa de retorno que uma empresa deve conseguir de um projeto para manter o seu valor de mercado (Newman *et al.*, 2020). Ele é composto pelo custo do capital próprio (recursos dos sócios ou acionistas) e pelo custo do capital de terceiros (dívidas - empréstimos e financiamentos). Assim, o rendimento de um investimento deve ser no mínimo igual ao *CCa* da empresa.

O custo do capital próprio, k_p , corresponde ao retorno mínimo que os sócios ou acionistas exigem como remuneração, Equação (4.1).

$$k_p = \frac{dl}{C_p} \quad (4.1)$$

onde:

dl valor de dividendos ou parcela de distribuição de lucros para sócios ou acionistas;

C_p capital próprio, ou seja, patrimônio líquido da empresa.

O custo do capital de terceiros, k_t , corresponde aos juros pagos pela empresa em empréstimos e financiamentos, Equação (4.2).

$$k_t = \frac{ef}{C_t} \quad (4.2)$$

onde:

ef valor de juros pagos por empréstimos e financiamentos;

C_t capital de terceiros, ou seja, passivo exigível.

Para calcular o *CCa*, pode-se fazer uma média ponderada (*Weighted Average Cost of Capital - WACC*), considerando k_p e k_t , com as respectivas participações de cada capital (próprio e de terceiros) na composição do passivo da empresa, Equação (4.3). Em geral, k_t é menor do que k_p porque terceiros não correm o risco operacional do negócio.

$$CCa = p_p \cdot k_p + p_t \cdot k_t \quad (4.3)$$

onde:

p_p participação do capital próprio na composição do passivo da empresa;

p_t participação do capital de terceiros na composição do passivo da empresa.

4.2.2 Índices econômicos

Os principais índices econômicos e taxas de juros utilizados no Brasil e descritos na sequência podem auxiliar na definição do desconto anual aplicado aos *FC*.

- **Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA):** calculado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE). O IPCA mede a variação de preços de uma cesta de produtos e serviços consumida pela população, considerando o peso que eles têm no orçamento das famílias. Ele aponta a variação do custo de vida médio de famílias com renda mensal de 1 e 40 salários mínimos. O governo federal usa o IPCA como o índice oficial de inflação do Brasil. Portanto, ele serve de referência para as metas de inflação e para as alterações na taxa de juros (IBGE, 2021).
- **Índice Geral de Preços - Mercado (IGP-M):** divulgado pelo Instituto Brasileiro de Economia (IBRE) da Fundação Getúlio Vargas (FGV). O IGP-M mede a variação de preços de bens, serviços e matérias-primas utilizadas na produção agrícola, industrial e construção civil. Ele indica o nível de atividade econômica do país e é calculado como a média aritmética ponderada da inflação ao produtor (60%), consumidor (30%) e construção civil (10%). O IGP-M é amplamente utilizado na fórmula paramétrica de reajuste de tarifas públicas (energia e telefonia), contratos de prestação de serviços (educação e planos de saúde) e contratos de aluguel (FGV, 2021).
- **Sistema Especial de Liquidação e de Custódia (SELIC):** dá origem à taxa SELIC, definida pelo Comitê de Política Monetária (Copom) do Banco Central (BC). A SELIC refere-se à taxa de juros apurada nas operações de empréstimos de um dia entre as instituições financeiras que utilizam títulos públicos do Tesouro Nacional como lastro. Ela é a taxa básica de juros da economia. O BC utiliza a taxa SELIC como principal instrumento de política monetária para controlar a inflação. Desta forma, ela influencia as taxas de juros de empréstimos, financiamentos e aplicações financeiras - principalmente poupança e tesouro SELIC (BCB, 2021).
- **Certificado de Depósito Interbancário (CDI):** dá origem à taxa DI, também chamada de CDI, registrada pelo Centro de Custódia e Liquidação Financeira de Títulos Privados (Cetip) da bolsa de valores oficial do Brasil, B3 (Brasil, Bolsa, Balcão)¹. O CDI refere-se à taxa de juros apurada nas operações de empréstimos de um dia entre as instituições financeiras que utilizam títulos privados como garantia. Ele acompanha a taxa SELIC, ficando um pouco abaixo. O CDI influencia, por exemplo, as aplicações financeiras - principalmente Certificados de Depósito Bancário (CDB), Letras de Crédito Imobiliário

¹ Em 2008, a Bolsa de Valores de SP (Bovespa) criada em 1890 combinou-se com a Bolsa de Mercadorias e Futuros (BM&F) fundada em 1917, passando a formar a BM&FBovespa. Em 2017, a BM&FBovespa fundiu-se com o Centro de Custódia e Liquidação Financeira de Títulos Privados (Cetip) de 1984, dando origem à B3.

(LCI), Letras de Crédito do Agronegócio (LCA), Letras de Câmbio (LC) e fundos DI (B3, 2021).

A Tabela 4.2 apresenta a série de dados do IPCA [%], IGP-M [%] e da taxa SELIC [%] (acompanhada pelo CDI [%]). Para cada índice, ela mostra o histórico dos últimos dez anos, a projeção para os próximos quatro anos; bem como os valores mínimo, máximo e médio. Os valores apresentados para o IPCA e o IGP-M correspondem ao acumulado no mês de dezembro. Para a taxa SELIC, os valores referem-se à definição do Copom na última reunião do ano. A Figura 4.1 mostra os dados da Tabela 4.2 em forma gráfica.

Tabela 4.2 - Série de dados do IPCA, IGP-M e da taxa SELIC

	Ano	IPCA [%]	IGP-M [%]	SELIC [%]
Histórico	2010	5,91	11,32	10,75
	2011	6,50	5,10	11,00
	2012	5,84	7,81	7,25
	2013	5,91	5,53	10,00
	2014	6,41	3,67	11,75
	2015	10,67	10,54	14,25
	2016	6,29	7,19	13,75
	2017	2,95	-0,53	7,00
	2018	3,75	7,55	6,50
	2019	4,31	7,32	4,50
Projeção (Boletim Focus, 09/04/2021)	2020	4,52	23,14	2,00
	2021	4,81	12,63	5,00
	2022	3,52	4,10	6,00
	2023	3,25	6,50	3,85
Extremos	2024	3,25	6,25	3,50
	Mínima	2,95	2,00	-0,53
	Máxima	10,67	14,25	23,14
	Média	5,19	8,22	7,51

Fonte: IBGE (2021); FGV (2021); BCB (2021)

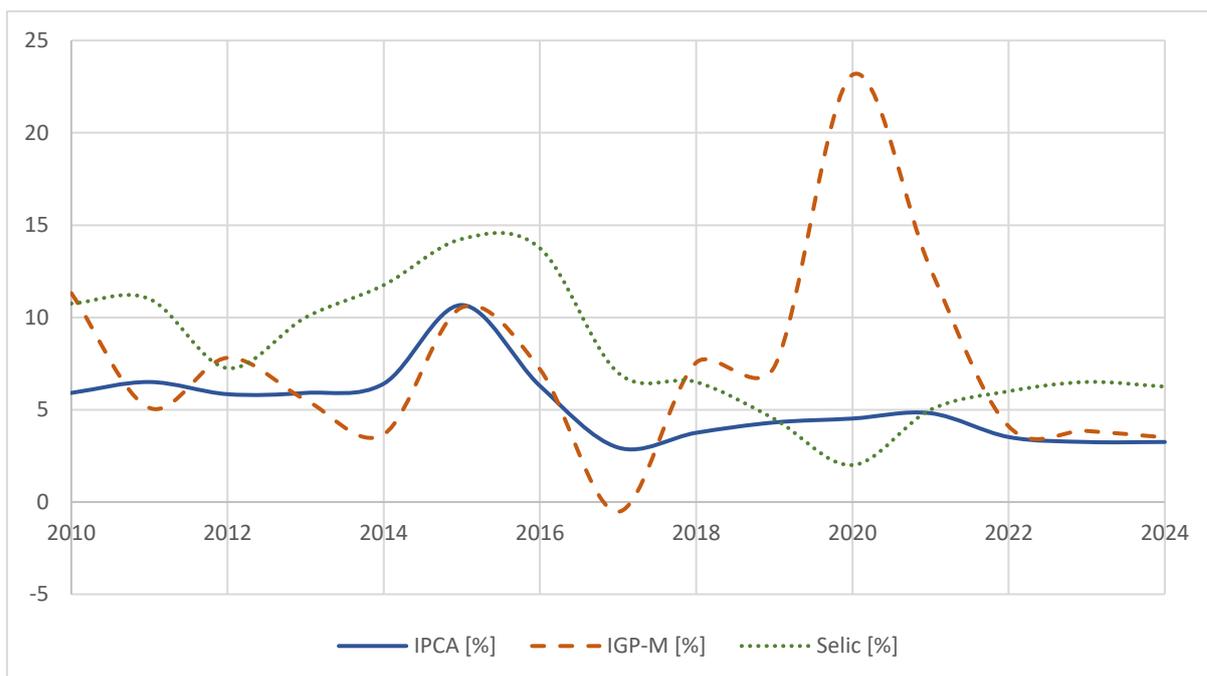


Figura 4.1 - Histórico (2010-2020) e projeção (2021-2024) dos principais índices econômicos e taxa de juros

4.2.3 Taxa mínima de atratividade

No contexto de investimentos, a *TMA* representa o percentual mínimo de retorno que um projeto deve gerar para ser considerado atrativo (Newman *et al.*, 2020). Em outras palavras, é a rentabilidade mínima exigida pelos sócios ou acionistas da empresa para a aplicação de capital próprio. No contexto de empréstimos, a *TMA* significa a taxa máxima que se aceita pagar ao fazer um financiamento.

A *TMA* é única para cada investidor, intransferível e pode variar com o tempo. Assim, não existe um algoritmo ou uma fórmula matemática para calcular a *TMA*. *CO*, *CCa*, *IPCA*, *IGP-M*, *SELIC* e *CDI* podem ser utilizados como base para definição da *TMA*.

Para pessoa jurídica, *CO* e *CCa* são comumente empregados para definir a *TMA*. Além destes dois, a *TMA* considera o risco do negócio e a liquidez envolvida no projeto. O risco do negócio corresponde à relação entre os riscos envolvidos e os ganhos financeiros que o projeto pode gerar. A liquidez refere-se à velocidade em que se pode sair de uma posição no mercado e assumir outra. Quanto maior o risco do negócio e menor a liquidez, maior a *TMA* definida pelo investidor.

Em geral, para pessoa física define-se a *TMA* com base nos principais índices econômicos como, por exemplo, *IPCA*, *IGP-M*, *SELIC* e *CDI*.

4.3 Fluxo de caixa

4.3.1 Convencional e não convencional

O *FC* é um instrumento básico de planejamento e controle financeiro. Ele mostra o movimento das entradas (receitas) e saídas (despesas) de capital em uma empresa ao longo do tempo. As entradas e saídas podem ser classificadas em atividades de investimentos, atividades operacionais e atividades de financiamentos. O tempo pode ser um período definido ou a vida útil do ativo. O *FC* é a principal informação para avaliar a rentabilidade de um projeto de investimento ou estimar o valor de uma empresa (Park, 2019).

A Figura 4.2 apresenta o diagrama esquemático do fluxo de capitais. A seta horizontal representa a linha do tempo, variando de 0 (início do projeto) até N (número de anos, meses, semanas, etc). As entradas são representadas por setas verticais acima da linha do tempo (em azul). As saídas são representadas por setas verticais abaixo da linha do tempo (em vermelho). O início da linha do tempo apresenta o valor presente, os demais fluxos são projeções ou valores futuros.

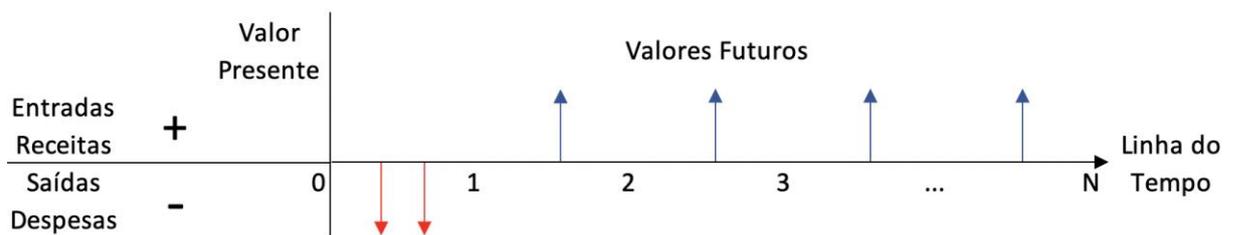


Figura 4.2 - Diagrama esquemático do fluxo de capitais convencional

O *FC* ilustrado na Figura 4.2 é chamado de convencional. Neste tipo de *FC* uma ou mais saídas de caixa são seguidas de várias entradas, ou seja, os sinais se modificam apenas uma vez. O *FC* não convencional é mostrado na Figura 4.3. Nele, os fluxos negativos e positivos se alternam, ou seja, os sinais se modificam mais de uma vez.

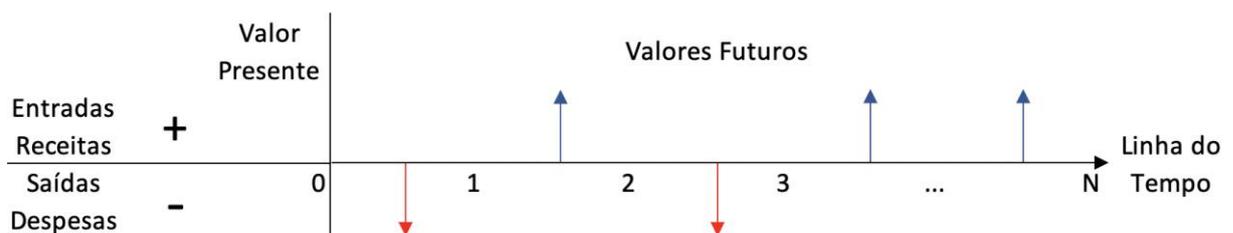


Figura 4.3 - Diagrama esquemático do fluxo de capitais não convencional

4.3.2 Fluxo econômico e financeiro

Esta dissertação trata da viabilidade econômica e financeira de um projeto. O resultado econômico de uma empresa refere-se à sua capacidade de gerar riqueza, ou seja, lucro em termos de ativos. O resultado financeiro está relacionado com a liquidez, em outras palavras, disponibilidade momentânea do dinheiro.

O FEF representa o montante que permanece em caixa após o pagamento de todos os gastos, ou seja, representa o quanto de caixa efetivamente sobra para os sócios ou acionistas. Portanto, ele permite estimar a rentabilidade do projeto do ponto de vista dos investidores, conforme os objetivos desta dissertação.

Cavenaghi (2017) apresenta o seguinte exemplo didático para o FEF. Um projeto de investimento que requer um desembolso inicial de \$100.000 deve gerar um fluxo de caixa econômico de \$120.000 em um ano. Oitenta por cento do investimento será financiado por meio de um empréstimo contratado a juros efetivos de 15% a.a., a ser quitado em parcela única um ano depois. Considerando que o custo do capital seja de 18% a.a. e que a rentabilidade do capital próprio (requerida pelos acionistas) seja de 30% a.a., determinar a viabilidade econômica e financeira do projeto.

A Tabela 4.3 mostra o FEF para o exemplo didático. Nota-se que para o fluxo econômico, a rentabilidade do projeto (20% a.a.) é maior do que o custo do capital (18% a.a.). Além disso, para o fluxo econômico-financeiro, a rentabilidade do projeto (40% a.a.) é maior que rentabilidade do capital próprio requerida pelos acionistas (30% a.a.). Portanto, o projeto é viável do ponto de vista econômico e financeiro.

Tabela 4.3 - Fluxo Econômico e Financeiro

	Ano 0	Ano 1	Rentabilidade *
Fluxo econômico	-\$100.000	\$120.000	20% a.a.
Fluxo financeiro	\$80.000	-\$92.000	
Fluxo econômico-financeiro	-\$20.000	\$28.000	40% a.a.

4.3.3 Fluxo de caixa descontado

Uma vez que esta dissertação considera o valor do dinheiro no tempo, será aplicado o conceito de *FCD*. Neste caso, os *FCs* estimados são descontados a uma taxa, r . O objetivo é trazer os valores nominais de cada período para o presente, conforme Equação (4.4).

Para r podem ser empregadas as taxas apresentadas anteriormente. $FCD_1, FCD_2, \dots, FCD_N$ correspondem ao valor presente de FC_1, FC_2, \dots, FC_N ; respectivamente (Park, 2019).

$$\begin{aligned} FCD_1 &= \frac{FC_1}{(1+r)^1} \\ FCD_2 &= \frac{FC_2}{(1+r)^2} \\ &\dots \\ FCD_N &= \frac{FC_N}{(1+r)^N} \end{aligned} \quad (4.4)$$

FCD é amplamente utilizado para avaliar projetos, ativos ou empresas. Portanto, ele é a base para decisões de investimento, aquisição ou fusão empresarial. Todos os indicadores de viabilidade que utilizam o FCD necessitam de uma estimativa precisa dos FCs futuros.

4.4 Indicadores de viabilidade

4.4.1 Payback descontado

O PD é utilizado para calcular o número de períodos (anos, meses, semanas, etc) necessários para que um projeto retorne o capital inicial investido (Newman, *et al.*, 2020). Ele corresponde ao valor de n (período) quando a soma dos $FCDs$ se iguala ao valor do investimento inicial, FCD_0 , conforme Equação (4.5).

$$\sum_{n=1}^{PD} FCD_n = |FCD_0| \quad (4.5)$$

O PD pode ser obtido conforme a Equação (4.6), onde n_{esp} corresponde ao menor valor de n para FCD Acumulado positivo.

$$PD = (n_{esp} - 1) + \frac{\left| \sum_{n=0}^{n_{esp}-1} FCD_n \right|}{\left| \sum_{n=0}^{n_{esp}-1} FCD_n \right| + \sum_{n=0}^{n_{esp}} FCD_n} \quad (4.6)$$

Exemplo: Suponha uma opção de projeto com vida útil de 10 anos. Este projeto requer um investimento inicial de R\$ 100.000,00 e apresentará retornos constantes anuais de R\$ 30.000,00. Para uma TD de 10% a.a., em quantos anos o projeto retornará o capital investido?

A Tabela 4.4 apresenta o *FC*, *FCD* e *FCD Acumulado* para os dados do exemplo. Note-se que o projeto retornará o capital investido entre o quarto e o quinto ano.

Tabela 4.4 - *FC*, *FCD* e *FCD Acumulado*

Ano	<i>FC</i>	<i>FCD</i> (10%)	<i>FCD Acumulado</i>
0	-R\$ 100.000,00	-R\$ 100.000,00	-R\$ 100.000,00
1	R\$ 30.000,00	R\$ 27.272,73	-R\$ 72.727,27
2	R\$ 30.000,00	R\$ 24.793,39	-R\$ 47.933,88
3	R\$ 30.000,00	R\$ 22.539,44	-R\$ 25.394,44
4	R\$ 30.000,00	R\$ 20.490,40	-R\$ 4.904,04
5	R\$ 30.000,00	R\$ 18.627,64	R\$ 13.723,60
6	R\$ 30.000,00	R\$ 16.934,22	R\$ 30.657,82
7	R\$ 30.000,00	R\$ 15.394,74	R\$ 46.052,56
8	R\$ 30.000,00	R\$ 13.995,22	R\$ 60.047,79
9	R\$ 30.000,00	R\$ 12.722,93	R\$ 72.770,71
10	R\$ 30.000,00	R\$ 11.566,30	R\$ 84.337,01

O tempo exato de retorno do capital investido é calculado com a Equação (4.6). Para os dados do exemplo, o projeto retornará o capital investido em 4,26 anos; ou seja, em 4 anos, 3 meses e 4 dias.

$$PD = (5 - 1) + \frac{|-4.904,04|}{|-4.904,04| + 13.723,60} = 4,26$$

Quanto menor o *PD*, mais líquido é o investimento e, portanto, menos arriscado. Este método considera o valor do dinheiro no tempo, mas não leva em conta os *FCs* após o período de *payback*. Portanto, o *PD* não é recomendado para *FC* não convencional.

4.4.2 Valor presente líquido

O *VPL* é utilizado para calcular, em termos de valor presente, o valor de um projeto, ativo ou empresa. Ele é o resultado da diferença entre o capital inicial investido e o que será resgatado ao final do investimento, trazidos ao valor presente (Newman *et al.*, 2020). O *VPL* consiste da

soma dos *FCDs* do investimento, Equação (4.7), que leva em consideração a TD r para N períodos, conforme Equação (4.4).

$$VPL = \sum_{n=0}^N FCD_n \quad (4.7)$$

Exemplo: Para os dados da Tabela 4.4 o *VPL* é igual a R\$ 84.337,01. Este valor corresponde à soma dos valores da coluna *FCD* que é igual ao valor do *FCD* Acumulado no último período.

Quanto maior o *VPL*, mais lucrativo é o investimento. Um investimento com $VPL > 0$ possui receitas maiores que despesas. Se $VPL < 0$, as despesas são maiores que as receitas. Quando o $VPL = 0$, receitas e despesas são iguais e a decisão de investir no projeto torna-se neutra.

O *VPL* considera o valor do dinheiro no tempo, os *FCs* após o *payback* e pode ser aplicado tanto para *FC* convencional quanto não convencional. Como desvantagem, ele é definido em termos de valor absoluto (unidades monetárias), ou seja, ele não considera a escala do projeto, em termos de tamanho e duração. Assim, este método possui viés para apresentar um *VPL* superior para projetos: (1) com grande investimento inicial, mesmo que eles não sejam melhores em termos relativos e (2) com maior duração, mesmo que eles não sejam melhores caso fosse possível repetir um projeto de menor duração por algumas vezes. Portanto, o *VPL* não é recomendado para comparar investimentos com tamanho e/ou duração diferentes (Magni & Marchioni, 2020; Horin & Kroll, 2017).

4.4.3 Taxa interna de retorno

A *TIR* é utilizada para avaliar o percentual de rentabilidade de um projeto. Ela representa a TD que zera o *VPL* dos *FCs* de um investimento, ou seja, que faz com que o valor presente das entradas seja igual ao valor presente das saídas, conforme Equação (4.8). Portanto, a *TIR* apresenta o ponto de reversão da decisão sobre um investimento, pois espera-se, pelo menos, que o retorno de um projeto seja igual ao seu custo. A *TIR* é a taxa de retorno intrínseca média que o investidor obtém, em cada período, para os valores de um *FC*, considerando $VPL = 0$ (Newman *et al.*, 2020).

$$\frac{FC_0}{(1 + TIR)^0} + \frac{FC_1}{(1 + TIR)^1} + \frac{FC_2}{(1 + TIR)^2} + \dots + \frac{FC_N}{(1 + TIR)^N} = 0 \quad (4.8)$$

A *TIR* não possui uma fórmula algébrica para ser calculada diretamente. Seu cálculo implica em resolver equações polinomiais. Quando o grau dos polinômios ultrapassa 3 ($n > 3$), a *TIR* costuma ser obtida em softwares de calculadoras financeiras e planilhas eletrônicas. Outra alternativa é aplicar o método da interpolação, Equação (4.9), para duas taxas de desconto, cujo intervalo contém a *TIR*, considerando os respectivos *VPLs*.

$$TIR = \left[r_i + (r_f - r_i) \cdot \left(\frac{VPL_i}{VPL_i - VPL_f} \right) \right] \cdot 100 \quad (4.9)$$

onde:

r_i é a taxa de desconto do início do intervalo;

r_f é a taxa de desconto do fim do intervalo;

VPL_i é o *VPL* do início do intervalo;

VPL_f é o *VPL* do fim do intervalo.

Exemplo: Partindo da Tabela 4.4, plota-se o gráfico "*VPL*" versus "*r*", variando as taxas de desconto de 0 a 100%, Figura 4.4. Conforme a TD aumenta, o *VPL* diminui. Temos a *TIR* quando o *VPL* cruza o eixo *x*, ou seja, quando $VPL = 0$. Nota-se que $20\% < TIR < 30\%$.

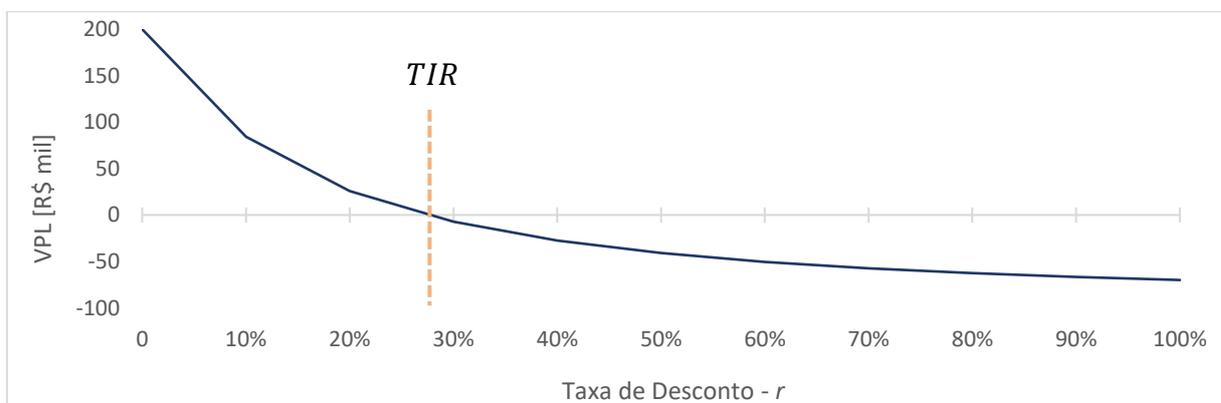


Figura 4.4 - Gráfico "*VPL*" versus "*r*" para o exemplo

A Tabela 4.5 estende a Tabela 4.4, apresentando o *VPL* (*FCD* Acumulado) para as taxas de desconto 20% e 30% (intervalo que contém a *TIR*).

Tabela 4.5 - *VPL* para as taxas de desconto 20% e 30%

Ano	<i>FC</i>	<i>FCD</i> (20%)	<i>VPL</i>	<i>FCD</i> (30%)	<i>VPL</i>
0	-R\$ 100.000,00	-R\$ 100.000,00	-R\$ 100.000,00	-R\$ 100.000,00	-R\$ 100.000,00
1	R\$ 30.000,00	R\$ 25.000,00	-R\$ 75.000,00	R\$ 23.076,92	-R\$ 76.923,08
2	R\$ 30.000,00	R\$ 20.833,33	-R\$ 54.166,67	R\$ 17.751,48	-R\$ 59.171,60
3	R\$ 30.000,00	R\$ 17.361,11	-R\$ 36.805,56	R\$ 13.654,98	-R\$ 45.516,61
4	R\$ 30.000,00	R\$ 14.467,59	-R\$ 22.337,96	R\$ 10.503,83	-R\$ 35.012,78
5	R\$ 30.000,00	R\$ 12.056,33	-R\$ 10.281,64	R\$ 8.079,87	-R\$ 26.932,91
6	R\$ 30.000,00	R\$ 10.046,94	-R\$ 234,70	R\$ 6.215,29	-R\$ 20.717,62
7	R\$ 30.000,00	R\$ 8.372,45	R\$ 8.137,75	R\$ 4.780,99	-R\$ 15.936,63
8	R\$ 30.000,00	R\$ 6.977,04	R\$ 15.114,79	R\$ 3.677,68	-R\$ 12.258,95
9	R\$ 30.000,00	R\$ 5.814,20	R\$ 20.929,00	R\$ 2.828,99	-R\$ 9.429,96
10	R\$ 30.000,00	R\$ 4.845,17	R\$ 25.774,16	R\$ 2.176,14	-R\$ 7.253,82

Aplicando a Equação (4.9), a *TIR* para o exemplo é de 27,80%. Isto significa que o projeto apresentará um retorno anual médio de 27,80%. Usando a função *TIR* () do Excel o resultado para o exemplo é de 27,32%.

$$TIR = \left[0,2 + (0,3 - 0,2) \cdot \left(\frac{25.774,16}{25.774,16 - (-7.253,82)} \right) \right] \cdot 100 = 27,80\%$$

Quanto maior a *TIR*, mais lucrativo é o investimento. Um investimento com $TIR > TMA$ é considerado atrativo. Se $TIR = TMA$ o investimento é neutro. Quando $TIR < TMA$ a rentabilidade do investimento é menor do que os sócios ou acionistas da empresa exigem para a aplicação de capital próprio.

A *TIR* considera o valor do dinheiro no tempo, os *FCs* após o *payback* e é definida em termos de valor relativo (expresso em percentual), ou seja, ela considera a escala do projeto. Como desvantagem, a *TIR* pressupõe que todos os fluxos (receitas e despesas) sejam descontados à mesma taxa. No entanto, normalmente a taxa de captação de recursos é maior do que a taxa de remuneração para aplicações do saldo em caixa. Assim, *FC* não convencional pode apresentar múltiplas *TIRs* ou não ter uma solução (Magni & Marchioni, 2020; Horin & Kroll, 2017). Portanto, a *TIR* não é recomendada para avaliar projetos com *FC* não convencional. Para estes casos, existe a *TIRM*.

4.4.4 Custo nivelado de energia

O *CNE* pode ser utilizado como métrica para comparar diferentes propostas de sistemas fotovoltaicos, em relação à tarifa de energia cobrada pela distribuidora. Ele representa o custo para gerar uma unidade de energia elétrica a partir de um determinado sistema fotovoltaico, ao passo que a tarifa de energia representa o custo de se comprar uma unidade de energia elétrica de uma companhia específica.

O *CNE* é definido como o custo por kWh, em unidades monetárias descontadas, da construção e *O&M* de um sistema gerador durante o seu ciclo de vida útil econômica. Então, ele relaciona os custos envolvidos e a energia gerada pelo empreendimento, ao longo do tempo. Segundo Gomes *et al.* (2018), o *CNE* corresponde à razão entre o *VPL* dos custos de um ativo de geração, incluindo os custos de *O&M*, e a energia entregue pelo sistema durante a sua vida útil. A Equação (4.10) apresenta o *CNE*, onde C_n corresponde aos custos do sistema no período n e E_n refere-se à energia gerada pelo sistema também no período n .

$$CNE = \frac{\sum_{n=0}^N \frac{C_n}{(1+r)^n}}{\sum_{n=0}^N E_n} \quad (4.10)$$

A partir do *CNE*, é possível avaliar o custo do kWh visando maximizar o retorno de um ativo de geração. Por exemplo, se o *CNE* de um ativo é estimado em 0,48 R\$/kWh enquanto a companhia cobra 0,60 R\$/kWh pela tarifa de energia, então o investidor pode gerar a sua própria energia por um valor pelo menos 20% menor do que o oferecido pela distribuidora. É importante destacar que sobre o valor da tarifa de energia cobrada pela companhia incidem impostos federais e estaduais, conforme será apresentado na Seção 5.4. Portanto, neste exemplo, a economia do investidor seria ainda maior.

Como limitação do *CNE* destaca-se que o custo, considerado por este indicado, não é equivalente a valor. O menor custo apresentado pode estar associado à um sistema/serviço de qualidade inferior. Portanto, assim como os demais indicadores de viabilidade descritos neste capítulo, o *CNE* não deve ser utilizado como única métrica.

5. METODOLOGIA, DADOS E CENÁRIOS

O estudo da viabilidade econômica e financeira da geração solar fotovoltaica frente ao Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) consiste no desenvolvimento de um modelo de Fluxo de Caixa (FC) para cálculo do *Payback* Descontado (PD), Valor Presente Líquido (*VPL*), Taxa Interna de Retorno (*TIR*) e Custo Nivelado Médio (*CNE*) do projeto (Seção 5.1). O estudo é realizado a partir das informações descritas nas Seções 5.2 a 5.5. Estas seções apresentam os dados relacionados à (5.2) unidade consumidora; (5.3) sistemas fotovoltaicos; (5.4) tarifa de energia elétrica; e (5.5) cenários e parâmetros do modelo.

5.1 Modelo para cálculo do FCD

A generalização da Equação (4.4) pode ser reescrita conforme a Equação (5.1). De acordo com esta equação, o *FC* considera como entrada a receita líquida (custo economizado) devido à energia gerada pelo sistema fotovoltaico, $Ger_n \cdot (1 - \alpha) \cdot Tar_n \cdot (1 + \beta)$. A saída do *FC* corresponde às despesas com manutenção, seguro do sistema e substituição do inversor, $O\&M_n \cdot (1 + \delta)$.

$$FCD_n = \frac{Ger_n \cdot (1 - \alpha) \cdot Tar_n \cdot (1 + \beta) - O\&M_n \cdot (1 + \gamma)}{(1 + r)^n} \quad (5.1)$$

onde:

n período ou ano do *FCD*;

Ger_n geração fotovoltaica média no ano n considerada no SCEE [kWh];

α taxa de degradação do sistema fotovoltaico [%];

Tar_n tarifa de energia média no ano n [R\$/ kWh];

β taxa de reajuste da tarifa de energia [%];

$O\&M_n$ custo com manutenção e seguro do sistema no ano n [R\$];

γ taxa de reajuste dos custos de *O&M* [%];

r taxa de desconto anual aplicada aos *FCs* [%].

A partir da Equação (5.1) e considerando $FCD_0 = I_0$, a Equação (4.7) pode ser reescrita como em Equação (5.2).

$$VPL = -I_0 + \sum_{n=1}^N \frac{Ger_n \cdot (1 - \alpha) \cdot Tar_n \cdot (1 + \beta) - O\&M_n \cdot (1 + \gamma)}{(1 + r)^n} \quad (5.2)$$

onde:

I_0 custo do investimento inicial [R\$];

N número de anos considerado para a análise.

A partir das Equações (5.1) e (5.2), a Equação (4.10) pode ser reescrita como em Equação (5.3), considerando que C_n contempla os custos com investimento inicial e operação/manutenção do sistema e E_n corresponde à geração fotovoltaica média no ano n para o SCEE.

$$CNE = \frac{I_0 + \sum_{n=1}^N \frac{O\&M_n}{(1 + r)^n}}{\sum_{n=0}^N Ger_n} \quad (5.3)$$

5.2 Dados relacionados à unidade consumidora

Um Grupo Empresarial (GE) instalado no interior de São Paulo é utilizado como objeto de estudo. Este grupo atua no Brasil desde 1982, é formado por nove empresas e possui quatro divisões corporativas: alimentação, serviços, motores e investimentos. Ele atende 232 municípios brasileiros distribuídos em seis estados; com filiais na Argentina, Chile, Paraguai, Peru e Uruguai.

A sede do GE tem contrato de fornecimento de energia com a Companhia Piratininga de Força e Luz (CPFL). Ela pertence ao Grupo A de consumidores, atendidos em média/alta tensão (igual ou superior a 2,3 kV). A modalidade contratada é a verde, ou seja, com posto tarifário único, no caso do GE de 320 kW de demanda contratada.

A Figura 5.1 apresenta o histórico mensal do consumo (kWh) e do valor da conta de energia elétrica (R\$) correspondentes aos últimos cinco anos de registro do GE. Os dados no eixo principal da figura mostram que o consumo de energia do GE vem diminuindo ao longo dos anos. Esta diminuição é consequência das ações do grupo que têm como objetivo reduzir as despesas com energia elétrica. Em geral, 92% do consumo de energia do GE é feito em horário de fora ponta (entre 21h de um dia até 18h do dia seguinte - tarifa mais barata) e 8% em horário de ponta (entre 18h e 21h - tarifa mais cara).

Apesar da diminuição do consumo pelo GE, os dados do eixo secundário da Figura 5.1 mostram que o valor da conta de energia está aumentando nos últimos anos. Isto pode ser justificado pelos reajustes tarifários anuais e pelas bandeiras tarifárias - detalhados na Seção 5.4.

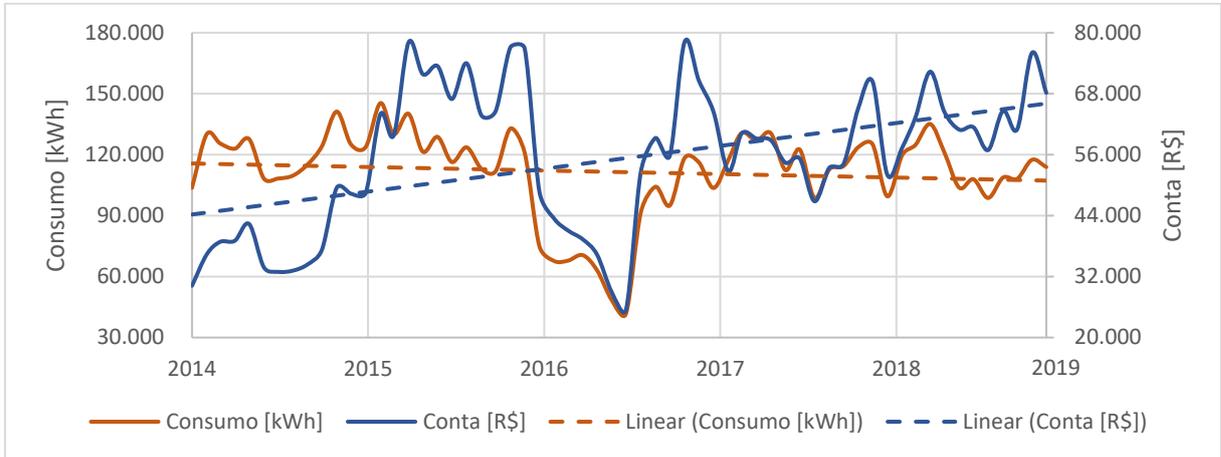


Figura 5.1 - Histórico mensal do consumo e do valor da conta de energia elétrica para os últimos cinco anos de registro do GE

A partir dos dados da Figura 5.1, o histórico mensal do custo unitário com energia elétrica (R\$/kWh) para o GE nos últimos cinco anos de registro é mostrado na Figura 5.2. Estes custos, obtidos pela razão entre o valor da conta e o consumo de energia do grupo, mostram que o aumento do valor da conta de energia é consequência do aumento do custo da tarifa de energia elétrica. Nesta figura, o custo real é calculado utilizando o Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), tendo o ano 2021 como referência.

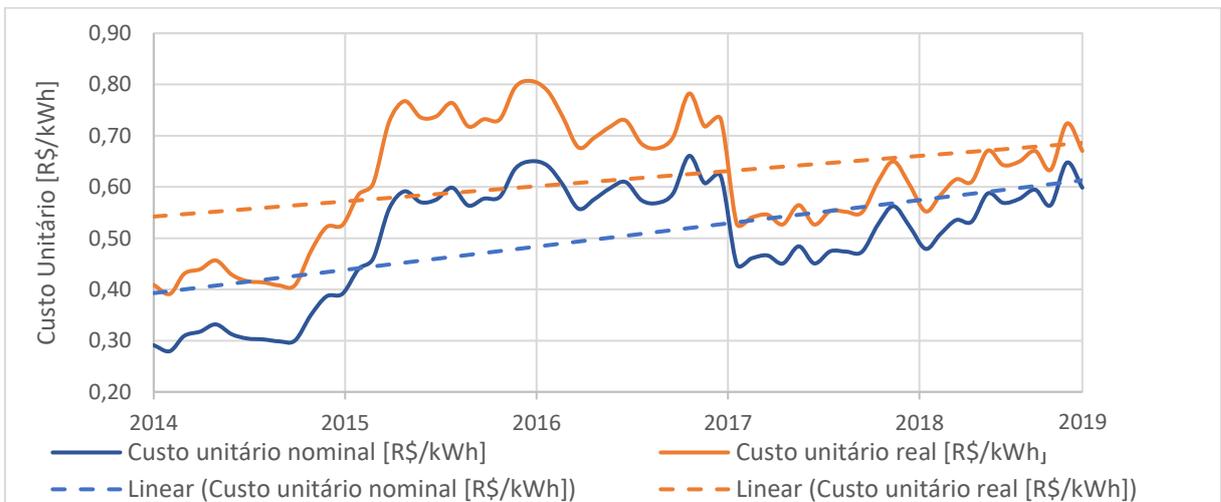


Figura 5.2 - Histórico mensal dos custos unitários da energia elétrica para os últimos cinco anos de registro do GE

A Tabela 5.1 apresenta os valores extremos e médios dos últimos cinco anos de registro do GE para os dados da Figura 5.1 e da Figura 5.2. Ela contém os valores mínimo, máximo e médio para consumo (kWh), valor da conta (R\$) e custo da energia elétrica (R\$/kWh). Estas informações são importantes para o dimensionamento do sistema fotovoltaico e para a análise da viabilidade.

Tabela 5.1 - Valores extremos e médios para consumo, valor da conta e custo da energia nos últimos cinco anos de registro do GE

Dados	Mínimo	Máximo	Médio
Consumo (kWh)	41.804,00	145.400,00	111.464,30
Valor da conta (R\$)	25.486,82	78.201,74	55.143,21
Custo da energia (R\$/kWh)	0,2795	0,6607	0,5023

A Tabela 5.2 mostra os valores extremos do custo da energia (R\$/kWh), ou seja, valores mínimos e máximos anuais, considerando os últimos cinco anos de registro do GE:

Tabela 5.2 - Valores mínimos e máximos do custo da energia para cada ano de registro do GE

Ano	Mínimo	Máximo
2014	0,2795	0,3864
2015	0,3916	0,6359
2016	0,5575	0,6607
2017	0,4489	0,6212
2018	0,4792	0,6474

5.3 Dados relacionados aos sistemas fotovoltaicos

Dados técnicos e de custo

Os indicadores de viabilidade econômica e financeira da geração de energia solar são calculados para três configurações de sistemas fotovoltaicos: A, B e C. Estas configurações foram propostas em 2019 por empresas especializadas em serviços, equipamentos, mão-de-obra e materiais para instalação destes sistemas. As três propostas consideram um sistema fotovoltaico *on-grid*, placas instaladas com orientação para a face norte e inclinação de 20°.

Com relação ao tipo de instalação, as opções são telhado, solo e *carport*. Em geral, as instalações em telhados são mais baratas, pois necessitam apenas da estrutura para a fixação das placas. As instalações no solo são utilizadas quando o telhado não suporta a carga das placas ou não tem espaço suficiente para a quantidade de placas do sistema. As instalações do tipo *carport* são mais caras porque compreendem toda a estrutura de cobertura onde as placas são

fixadas. As estruturas *carpot*, em geral, são utilizadas em estacionamentos de veículos. Para o GE apenas as opções solo e *carpot* são viáveis.

A Tabela 5.3 apresenta os dados técnicos e de custo aquisição dos sistemas fotovoltaicos descritos pelas empresas. Com relação aos dados técnicos, os valores estimados de geração média mensal para os projetos A, B e C correspondem a 25,74%; 36,63% e 38,37%, respectivamente, do consumo médio do GE apresentado na Tabela 5.1 (111.464,30 kWh). Estes valores foram propostos pelas empresas para uma boa relação custo-benefício para os sistemas, considerando o valor de demanda contratada do GE e os SCEEs. A partir da Equação (2.7), considerando as informações fornecidas pelas empresas (geração média mensal e área) e uma insolação média 5.000 Wh/m² (Seção 2.1) é possível estimar a eficiência dos projetos A, B e C em 14%, 12% e 10%; respectivamente.

Tabela 5.3 - Dados técnicos e de custo dos projetos A, B e C

Dados técnicos e de custo	Projetos		
	A	B	C
Marca	BYD	Amerisolar	Canadian
Tipo de instalação	<i>Carpot</i>	Solo	Solo
Potência nominal [kWp]	216,15	319,60	334,80
Quantidade de módulos	655	940	837
Área estimada [m ²]	1.376	2.289	2.720
Geração média mensal estimada [kWh]	28.688,00	40.829,00	42.770,00
Custo total do sistema [R\$]	1.042.510,00	1.177.011,00	1.298.340,00
Custo / Potência [R\$/Wp]	4,82	3,68	3,88

Quanto ao custo total do sistema, ele contempla serviços, equipamentos, mão-de-obra e materiais, como segue:

- **Serviços:** em geral, os serviços oferecidos estão relacionados com o projeto e instalação do sistema, emissão da Anotação de Responsabilidade Técnica (ART), homologação e ativação do sistema junto à distribuidora de energia elétrica. Neste processo a Companhia Piratininga de Força e Luz (CPFL) é responsável pela vistoria e troca do medidor de energia.
- **Equipamentos:** os equipamentos que compõem o sistema são os módulos fotovoltaicos e os inversores para conexão com a rede pública. A maioria dos módulos fotovoltaicos tem garantia de dez anos para defeitos de fabricação e 25 anos para desempenho. Para os inversores são oferecidos 5 anos de garantia.

- **Mão-de-obra e materiais:** a mão-de-obra é utilizada para fazer a fundação, montagem das estruturas de fixação, instalação do sistema e a sua ligação com o quadro de distribuição, com garantia de 12 meses. Os materiais necessários são as estruturas de fixação, conectores, cabos elétricos, disjuntores, conversores, eletrodutos e acessórios.

A relação entre dados técnicos e de custo para cada projeto é apresentada na última linha da Tabela 5.3. Os projetos A, B e C têm valor de custo/potência [R\$/Wp] iguais a 4,82; 3,68 e 3,88 respectivamente. Os dados técnicos e de custo são a base para os estudos de viabilidade.

Perda anual de eficiência dos módulos

Outra variável que impacta o cálculo dos indicadores de viabilidade é a energia gerada pelo sistema fotovoltaico [kWh]. A geração média mensal de cada proposta é apresentada na Tabela 5.3. No entanto, ao longo do tempo há uma redução na produção de energia por módulos solares. Portanto, a taxa de perda anual de eficiência do sistema, α , é um parâmetro a ser definido.

A queda no desempenho do sistema depende de fatores como clima, tipo de módulo e de instalação. Ruviaro *et al.* (2018) ressaltam estas questões, recomendando espaçamento entre os módulos e a superfície de instalação, para que ocorra a ventilação do conjunto.

De acordo com Canadian Solar (2019), no primeiro ano pode haver uma perda na produção de energia dos módulos solares de no máximo 2,5-3,0%. A partir do segundo ano em operação, a eficiência do sistema diminuirá de 0,5-0,7% ao ano, devido à degradação natural das células.

NREL (2018) mostrou que os painéis solares têm uma taxa média de redução de desempenho de cerca de 0,5% ao ano, podendo ser mais alta em climas quentes ou sistemas pouco ventilados. Isso significa que no vigésimo ano o sistema estará produzindo aproximadamente 90% da eletricidade produzida no primeiro ano. Em geral, o declínio da produção de energia solar ao longo dos anos é linear.

Rocha *et al.* (2017), Vale *et al.* (2017), Rabuske *et al.* (2018) e Giovanini *et al.* (2020) adotam o valor entre 0,7% e 0,8% para perda anual de eficiência dos módulos. Considerando estes trabalhos e as referências apresentadas nos dois parágrafos anteriores, nesta dissertação, o parâmetro 0,7% é utilizado como taxa de degradação do sistema.

Manutenção ao longo do tempo

Com relação aos custos de *O&M*, sistemas fotovoltaicos demandam uma manutenção mínima e de baixo custo que não deve ser negligenciada. A inclinação de 20° dos módulos é

suficiente para que sujeiras e partículas indesejadas sejam naturalmente removidas pela chuva. Caso o sistema apresente diminuição significativa de desempenho, recomenda-se uma limpeza específica dos módulos.

A vida útil da grande maioria dos inversores fotovoltaicos comerciais é de cerca de 10 anos. Dependendo das condições do ambiente e da ocorrência de descargas atmosféricas a vida útil dos inversores pode chegar a 15 anos. Após este período, o inverso deve ser substituído, pois ele regula a qualidade da energia na saída, evitando perda de potência.

Portanto, os custos de *O&M* de sistemas fotovoltaicos referem-se às visitas para manutenção preditiva e corretiva, substituição de componentes e infraestrutura para realizar o monitoramento do sistema. Estima-se que os custos de *O&M* com sistemas fotovoltaicos não ultrapassa 1% ao ano do custo total investido. Assim como em Holdermann *et al.* (2013) e Rocha *et al.* (2017), nesta pesquisa, 0,5% do investimento inicial é utilizado como valor para *O&M*. Para a taxa de reajuste dos custos de *O&M*, γ , adota-se o valor de 0,1%.

5.4 Dados relacionados à tarifa de energia elétrica

Tarifas de energia

Os *FCs* dependem das tarifas de energia [R\$/kWh]. Dois tipos de tarifa são cobrados pela companhia de energia elétrica: Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e Tarifa de Energia (TE). As tarifas são diferentes no horário de ponta (das 18h às 21h) e fora ponta (demais horas).

É importante destacar que as tarifas mensais de energia podem sofrer acréscimos em função do sistema de bandeiras tarifárias, aplicado desde 2015. Uma vez que a geração de energia no Brasil é predominantemente hidrelétrica, os níveis dos reservatórios e as previsões de chuva influenciam o custo da energia. Previsões de baixas afluências implicam em aumento do custo da energia, repassado aos consumidores por meio das bandeiras tarifárias, devido à necessidade de acionamento das termelétricas.

A Tabela 5.4 apresenta as bandeiras tarifárias aplicadas em 09/2021, condições de geração e acréscimos em R\$ a cada kWh consumido. Mensalmente a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) divulga a bandeira tarifária em vigor para cada região do país, a partir das informações do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). O calendário previsto de divulgação de bandeiras tarifárias pode ser consultado em ANEEL (2021d).

Tabela 5.4 - Bandeiras tarifárias

Bandeira	Condições de geração	Acréscimo em R\$/kWh
Verde	Favoráveis	Sem acréscimo
Amarela	Menos favoráveis	0,01874
Vermelha (patamar 1)	Custosas	0,03971
Vermelha (patamar 2)	Ainda mais custosas	0,09492

Fonte: ANEEL (2021d)

A Tabela 5.5 apresenta os valores das tarifas de energia, para o Grupo A e modalidade verde da CPFL Piratininga, vigentes em 01/04/2021. Os valores estão divididos de acordo com o tipo de tarifa (TUSD e TE), a classificação do horário (ponta e fora ponta) e a bandeira tarifária (verde, amarela e vermelha).

Tabela 5.5 - Tarifas de energia - Grupo A - CPFL Piratininga

	Tarifa	Valor [R\$/kWh]	
TUSD	para demanda contratada de 320 kW	11,82	
	ponta	0,7655	
	fora ponta	0,0806	
TE	ponta	bandeira verde	0,4097
		bandeira amarela	0,4231
		bandeira vermelha	0,4721
	fora ponta	bandeira verde	0,2483
		bandeira amarela	0,2617
		bandeira vermelha	0,3107

Fonte: CPFL (2021)

Os tributos municipais, estaduais e federais são adicionados mensalmente à conta de energia. O Programa de Integração Social (PIS) - instituído pela Lei Complementar 07/1970 - e a Contribuição para Financiamento da Seguridade Social (COFINS) - instituída pela Lei Complementar 70/1991 são tributos federais. O Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços (ICMS) - instituído pela Lei 6.374/89 é um tributo estadual. A Contribuição de Iluminação Pública (CIP) é um tributo municipal.

PIS, COFINS e ICMS incidem sobre o valor da tarifa de energia definida pela ANEEL. A CIP é adicionada ao valor a ser cobrado do consumidor, ou seja, após multiplicar a energia consumida (no caso desta dissertação, gerada pelo sistema fotovoltaico) pela tarifa incluindo os tributos. A Equação (5.4) mostra a forma como os tributos são cobrados na conta de energia, conforme ANEEL (2016).

$$Valor\ da\ conta = \left[Consumo \cdot \left(\frac{Tarifa}{1 - (PIS + COFINS + ICMS)} \right) \right] + CIP \quad (5.4)$$

De acordo com a Lei 13.169 de 06/10/2015 (Planalto, 2015) não há incidência de PIS/COFINS sobre a energia solar injetada na rede. Segue a transcrição do Art. 8º desta lei.

“Art. 8º: Ficam reduzidas a zero as alíquotas da Contribuição para o PIS/Pasep e da Contribuição para Financiamento da Seguridade Social - COFINS incidentes sobre a energia elétrica ativa fornecida pela distribuidora à unidade consumidora, na quantidade correspondente à soma da energia elétrica ativa injetada na rede de distribuição pela mesma unidade consumidora com os créditos de energia ativa originados na própria unidade consumidora no mesmo mês, em meses anteriores ou em outra unidade consumidora do mesmo titular, nos termos do Sistema de Compensação de Energia Elétrica para microgeração e minigeração distribuída, conforme regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.”

Com relação ao ICMS, segundo o Convênio 16/2015 de 22/04/2015 (CONFAZ, 2015), formado por secretários da Fazenda de todos os estados brasileiros, os estados têm autorização para conceder isenção de ICMS na compensação de energia solar. Na sequência está a transcrição da cláusula primeira do convênio.

“Cláusula primeira: Ficam os Estados do Acre, Alagoas, Amapá, Amazonas, Bahia, Ceará, Espírito Santo, Goiás, Maranhão, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Minas Gerais, Pará, Paraíba, Paraná, Pernambuco, Piauí, Rio de Janeiro, Rio Grande do Norte, Rio Grande do Sul, Rondônia, Roraima, Santa Catarina, São Paulo, Sergipe, Tocantins e o Distrito Federal autorizados a conceder isenção do ICMS incidente sobre a energia elétrica fornecida pela distribuidora à unidade consumidora, na quantidade correspondente à soma da energia elétrica injetada na rede de distribuição pela mesma unidade consumidora com os créditos de energia ativa originados na própria unidade consumidora no mesmo mês, em meses anteriores ou em outra unidade consumidora do mesmo titular, nos termos do Sistema de Compensação de Energia Elétrica, estabelecido pela Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012.”

Atualmente, os 26 estados do Distrito Federal aderiam à isenção do ICMS sobre a energia solar injetada na rede. A isenção em São Paulo ocorreu por meio do Decreto 61.439 de 19/08/2015 (Governo, 2015).

Quanto ao tributo CIP, o mesmo é facultativo aos municípios. A cidade onde a sede do GE está instalada, Salto/SP, não aplica a CIP às contas de energia elétrica. Portanto, a CIP não incide sobre as instalações residenciais e comerciais da cidade. Assim, as alíquotas para os tributos PIS, COFINS, ICMS e CIP nesta dissertação têm valor nulo.

Reajuste das tarifas de energia

As tarifas de energia são reajustadas anualmente pela ANEEL. Para o cálculo dos reajustes, a ANEEL considera a atualização de custos com a compra de energia, atualização monetária com base no Índice Geral de Preços do Mercado (IGP-M) ou Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), sistema de transmissão/distribuição da energia elétrica e encargos setoriais, conforme regras estabelecidas para o setor. Então, a alta do dólar (compra de energia de Itaipu), risco hidrológico, incorporação de novas instalações no Sistema Interligado Nacional (SIN) e remuneração dos ativos de transmissão impactam as tarifas de energia. Portanto, a taxa de reajuste anual da tarifa de energia, β , é um parâmetro do modelo a ser definido.

A Tabela 5.6 apresenta o reajuste anual das tarifas de energia pela ANEEL para os consumidores do Grupo A da CPFL Piratininga de 2017 a 2020. Considerando estes quatro anos, o reajuste médio anual foi de 12,80%.

Tabela 5.6 - Reajuste das tarifas de energia - Grupo A - CPFL Piratininga

Ano	Valor do reajuste
2017	21,51%
2018	20,18%
2019	-1,77%
2020	11,27%
Média	12,80%

Fonte: CPFL (2021)

5.5 Cenários e parâmetros do modelo

A análise de sensibilidade relaciona-se com incertezas nas variáveis de entrada ou parâmetros de um modelo utilizado para tomada de decisão. Para verificar a sensibilidade de um modelo, variáveis ou parâmetros que influenciam significativamente os resultados são escolhidos para que o efeito das suas alterações nos resultados seja observado (Park, 2019).

Nesta dissertação, o estudo de viabilidade econômica e financeira é avaliado para as sete alternativas de compensação de crédito de energia apresentadas no Capítulo 3. Para cada uma delas, os três projetos de sistemas fotovoltaicos (A, B e C) são considerados, variando a TD em

5%, 10%, 15% e 20%, conforme o menor e o maior índice econômico em 2020 (SELIC < 5% e IGP-M > 20% - Figura 4.1). No total, a combinação de sete alternativas de compensação de crédito, três projetos e quatro TDs, resulta em 84 cenários analisados, apresentados na Tabela 5.7.

Tabela 5.7 - Cenários para estudo da viabilidade econômica e financeira ($7 \cdot 3 \cdot 4$ combinações = 84 cenários)

Compensação de Crédito	Projeto	Taxa de Desconto
Atual (SCEE = 100%)	A	5%, 10%, 15% e 20%
	B	
	C	
PL (SCEE = 94-72%)	A	5%, 10%, 15% e 20%
	B	
	C	
ANEEL-I (SCEE = 72%)	A	5%, 10%, 15% e 20%
	B	
	C	
ANEEL-II (SCEE = 66%)	A	5%, 10%, 15% e 20%
	B	
	C	
ANEEL-III (SCEE = 58%)	A	5%, 10%, 15% e 20%
	B	
	C	
ANEEL-IV (SCEE = 50%)	A	5%, 10%, 15% e 20%
	B	
	C	
ANEEL-V (SCEE = 38%)	A	5%, 10%, 15% e 20%
	B	
	C	

Analisando as variáveis a serem sensibilizadas (Tabela 5.7) em relação à Equação (5.2), nota-se que as alternativas de compensação de crédito impactam no produto $Ger \cdot Tar$. Cada projeto apresenta um valor para I_0 e Ger . A variação na TD refere-se à variável r .

Portanto, com exceção do número de anos considerado para a análise, N , dos parâmetros de reajuste (α, β e γ) e dos custos com $O\&M$ os demais elementos da Equação (5.2) são sensibilizados. Os parâmetros fixos para os 84 cenários avaliados são listados na Tabela 5.8. A partir dos dados da Tabela 5.1 e da Tabela 5.5 o valor de 0,5 R\$/kWh foi adotado como tarifa de energia inicial.

Tabela 5.8 - Parâmetros para o cálculo dos *FCDs*

Descrição	Variável	Valor
Número de anos considerado para a análise	N	25 anos
Taxa de degradação do sistema fotovoltaico	α	0,7%
Taxa de reajuste da tarifa de energia	β	12%
Custo anual com manutenção do sistema em relação ao I_0	$O\&M$	0,5%
Taxa de reajuste dos custos de $O\&M$	γ	0,1%
PIS, COFINS, ICMS e CIP	-	0

6. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Os resultados do estudo de casos estão organizados em três seções. A Seção 6.1 apresenta em forma de tabela a Taxa Interna de Retorno (*TIR*), Custo Nivelado de Energia (*CNE*) médio, *Payback* Descontado (*PD*) e Valor Presente Líquido (*VPL*) para as diferentes alternativas do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE). Nesta seção, a relação entre as características dos projetos A, B e C e os resultados dos indicadores de desempenho é avaliada (foco nos projetos). Na Seção 6.2, o efeito das quatro Taxas de Desconto (TDs) adotadas 5%, 10%, 15% e 20% sobre o *PD* e o *VPL* de cada projeto é analisado, considerando cenários extremos (foco nas taxas). Na Seção 6.3, as alternativas de SCEE destacadas ao longo do texto são comparadas, examinando o impacto de cada uma delas sobre a *TIR*, *CNE* médio, *PD* e *VPL* dos projetos (foco nas alternativas). Por fim, a Seção 6.4 e Seção 6.5 possibilitam a comparação entre instalações tipo *carpot*, solo e telhado; e sem e com custo de terreno para o sistema; respectivamente.

6.1 Projetos A, B e C

Tabela 6.1 a Tabela 6.7 apresentam os resultados da pesquisa para as alternativas de compensação de crédito Atual (SCEE=100%), PL (SCEE=94-72%), ANEEL-I (SCEE=72%), ANEEL-II (SCEE=66%), ANEEL-III (SCEE=58%), ANEEL-IV (SCEE=50%) e ANEEL-V (SCEE=38%); respectivamente. Estas tabelas listam a *TIR*, *CNE* médio, *PD* e *VPL* dos projetos A, B e C. Para *PD* e *VPL* as quatro TDs adotadas nesta dissertação; 5%, 10%, 15% e 20%; são consideradas.

A interpretação dos resultados está associada aos dados técnicos e de custo dos projetos A, B e C apresentados na Tabela 5.3. Esta tabela mostra que a relação custo/potência [R\$/Wp] é menor para o projeto B, seguido do projeto C, sendo o projeto A o de maior custo por Wp. Portanto, conforme esperado, na Tabela 6.1 até a Tabela 6.7 a *TIR* decresce na ordem projetos B-C-A; o *CNE* médio e o *PD* crescem na mesma ordem.

A Tabela 5.3 mostra também que o custo total do sistema [R\$] é menor para o projeto A, seguido do projeto B, sendo o projeto C o de maior custo total de instalação. Como explicado na Seção 4.4.2, o *VPL* é definido em termos de valor absoluto, ou seja, este método possui viés para apresentar um *VPL* superior para projetos com grande investimento inicial, mesmo que eles não sejam melhores em termos relativos. Assim, de forma geral, na Tabela 6.1 até a Tabela

6.7, o *VPL* cresce na ordem projetos A-B-C. Vale destacar, que ao comparar projetos com investimentos diferentes nem sempre o menor *PD* corresponde ao maior *VPL*, como pode ser observado na última linha da Tabela 6.1 a Tabela 6.7, ou seja para $TD = 20\%$.

Tabela 6.1 - Resultados para alternativa Atual (SCEE = 100%)

Projetos		A	B	C
TIR [%]		28	32	31
CNE médio [R\$/kWh]		0,14	0,11	0,12
TD = 5%	PD [anos]	5,58	4,56	4,78
	VPL [R\$]	8.782.774,77	12.828.236,10	13.368.061,81
TD = 10%	PD [anos]	6,48	5,18	5,45
	VPL [R\$]	3.813.074,48	5.747.521,15	5.952.393,32
TD = 15%	PD [anos]	7,77	6,01	6,36
	VPL [R\$]	1.700.916,32	2.737.427,46	2.800.064,41
TD = 20%	PD [anos]	9,89	7,20	7,71
	VPL [R\$]	701.161,72	1.312.220,23	1.307.603,72

Tabela 6.2 - Resultados para alternativa PL (SCEE = 94-72%)

Projetos		A	B	C
TIR [%]		27	31	30
CNE médio [R\$/kWh]		0,15	0,12	0,13
TD = 5%	PD [anos]	5,72	4,66	4,89
	VPL [R\$]	8.144.255,35	11.919.489,95	12.416.114,11
TD = 10%	PD [anos]	6,68	5,32	5,60
	VPL [R\$]	3.515.722,72	5.324.327,66	5.509.081,33
TD = 15%	PD [anos]	8,08	6,20	6,58
	VPL [R\$]	1.545.799,77	2.516.664,29	2.568.806,21
TD = 20%	PD [anos]	10,49	7,51	8,06
	VPL [R\$]	611.432,43	1.184.516,77	1.173.829,27

Tabela 6.3 - Resultados para alternativa ANEEL-I (SCEE = 72%)

Projetos		A	B	C
TIR [%]		26	31	30
CNE médio [R\$/kWh]		0,15	0,12	0,13
TD = 5%	PD [anos]	5,94	4,87	5,09
	VPL [R\$]	8.089.812,95	11.842.007,07	12.334.947,71
TD = 10%	PD [anos]	6,95	5,56	5,85
	VPL [R\$]	3.469.846,70	5.259.036,52	5.440.686,26
TD = 15%	PD [anos]	8,44	6,51	6,89
	VPL [R\$]	1.506.503,90	2.460.738,09	2.510.221,30
TD = 20%	PD [anos]	11,01	7,93	8,51
	VPL [R\$]	577.290,84	1.135.926,17	1.122.928,69

Tabela 6.4 - Resultados para alternativa ANEEL-II (SCEE = 66%)

Projetos		A	B	C
TIR [%]		26	30	29
CNE médio [R\$/kWh]		0,15	0,12	0,13
TD = 5%	PD [anos]	6,02	4,94	5,16
	VPL [R\$]	7.941.321,13	11.630.672,28	12.113.566,12
TD = 10%	PD [anos]	7,06	5,65	5,94
	VPL [R\$]	3.396.297,89	5.154.361,25	5.331.034,75
TD = 15%	PD [anos]	8,59	6,63	7,02
	VPL [R\$]	1.464.844,10	2.401.447,51	2.448.112,06
TD = 20%	PD [anos]	11,29	8,10	8,70
	VPL [R\$]	550.747,08	1.098.148,88	1.083.355,47

Tabela 6.5 - Resultados para alternativa ANEEL-III (SCEE = 58%)

Projetos		A	B	C
TIR [%]		26	30	29
CNE médio [R\$/kWh]		0,15	0,12	0,13
TD = 5%	PD [anos]	6,13	5,03	5,26
	VPL [R\$]	7.743.332,04	11.348.892,56	11.818.390,67
TD = 10%	PD [anos]	7,21	5,77	6,07
	VPL [R\$]	3.298.232,81	5.014.794,21	5.184.832,73
TD = 15%	PD [anos]	8,81	6,79	7,19
	VPL [R\$]	1.409.297,69	2.322.393,41	2.365.299,74
TD = 20%	PD [anos]	11,68	8,35	8,96
	VPL [R\$]	515.355,40	1.047.779,15	1.030.591,17

Tabela 6.6 - Resultados para alternativa ANEEL-IV (SCEE = 50%)

Projetos		A	B	C
TIR [%]		25	29	28
CNE médio [R\$/kWh]		0,16	0,12	0,13
TD = 5%	PD [anos]	6,25	5,13	5,36
	VPL [R\$]	7.545.342,95	11.067.112,84	11.523.215,21
TD = 10%	PD [anos]	7,36	5,90	6,20
	VPL [R\$]	3.200.167,73	4.875.227,17	5.038.630,72
TD = 15%	PD [anos]	9,04	6,96	7,38
	VPL [R\$]	1.353.751,29	2.243.339,30	2.282.487,42
TD = 20%	PD [anos]	12,10	8,62	9,26
	VPL [R\$]	479.963,73	997.409,41	977.826,88

Tabela 6.7 - Resultados para alternativa ANEEL-V (SCEE = 38%)

Projetos		A	B	C
TIR [%]		25	29	28
CNE médio [R\$/kWh]		0,16	0,13	0,14
TD = 5%	PD [anos]	6,43	5,28	5,52
	VPL [R\$]	7.248.359,31	10.644.443,26	11.080.452,03

TD = 10%	PD [anos]	7,61	6,10	6,41
	VPL [R\$]	3.053.070,11	4.665.876,62	4.819.327,69
TD = 15%	PD [anos]	9,41	7,24	7,67
	VPL [R\$]	1.270.431,68	2.124.758,14	2.158.268,95
TD = 20%	PD [anos]	12,79	9,04	9,73
	VPL [R\$]	426.876,21	921.854,82	898.680,44

6.2 Taxas de Desconto 5%, 10%, 15% e 20%

A Figura 6.1 e a Figura 6.2 ilustram a variação do *PD*, considerando as quatro TDs agrupadas por projeto, para compensação de crédito de 100% (Atual) e 38% (ANEEL-V); respectivamente. O objetivo é avaliar o impacto das TDs para o *PD*, considerando os cenários extremos (Tabela 6.1 e Tabela 6.7).

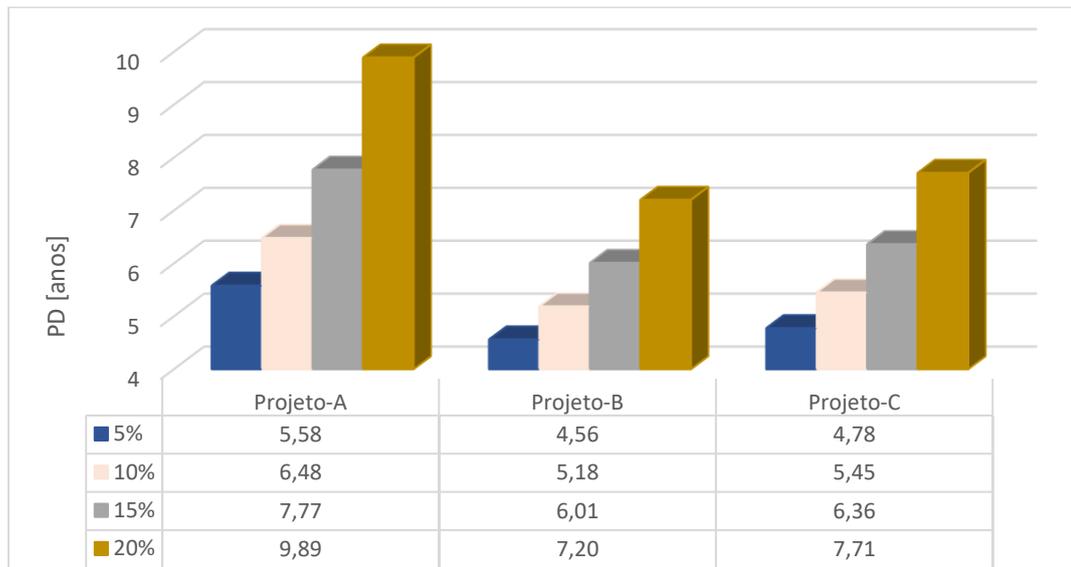


Figura 6.1 - *PD* para as quatro taxas de desconto agrupadas por projeto (SCEE = 100%)

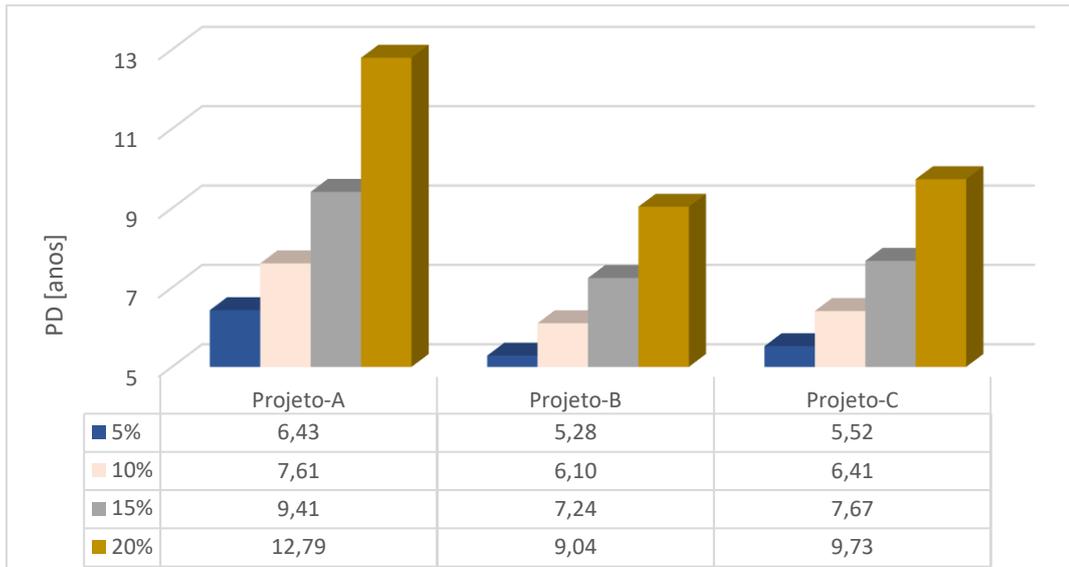


Figura 6.2 - *PD* para as quatro taxas de desconto agrupadas por projeto (SCEE = 38%)

Para os dados da Figura 6.1 e da Figura 6.2, a Tabela 6.8 apresenta o acréscimo percentual no valor do *PD* de cada projeto, considerando as variações na TD. Nota-se que para o sistema com maior compensação de crédito (SCEE = 100%) os aumentos percentuais do *PD* são menores do que para o sistema cuja compensação de crédito é limitada (SCEE = 38%). Em média, a variação da TD de 5% para 10%, 15% e 20% impacta o valor do *PD* em 15,64%, 37,78% e 73,82%; respectivamente.

Tabela 6.8 - Acréscimo percentual no valor do *PD* para aumentos da TD de 5% para 10%, 15% e 20%

TD [%]	SCEE = 100%			SCEE = 38%			Média [%]
	A [%]	B [%]	C [%]	A [%]	B [%]	C [%]	
5→10	16,19	13,67	14,11	18,35	15,45	16,05	15,64
5→15	39,35	31,72	33,23	46,38	37,04	38,94	37,78
5→20	77,35	57,87	61,47	98,95	71,05	76,23	73,82

A Figura 6.3 e a Figura 6.4 ilustram a variação do *VPL*, considerando as quatro TD agrupadas por projeto, para compensação de crédito de 100% (Atual) e 38% (ANEEL-V); respectivamente. De forma semelhante ao que foi feito anteriormente, o objetivo é avaliar o impacto das TD para o *VPL*, considerando os cenários extremos (Tabela 6.1 e Tabela 6.7).

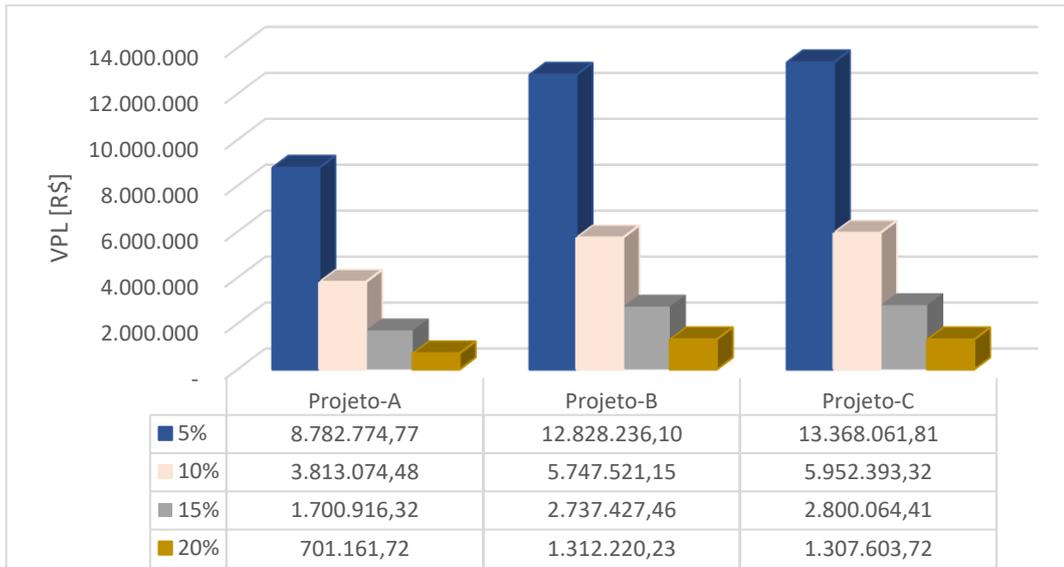


Figura 6.3 - *VPL* para as quatro taxas de desconto agrupadas por projeto (SCEE = 100%)

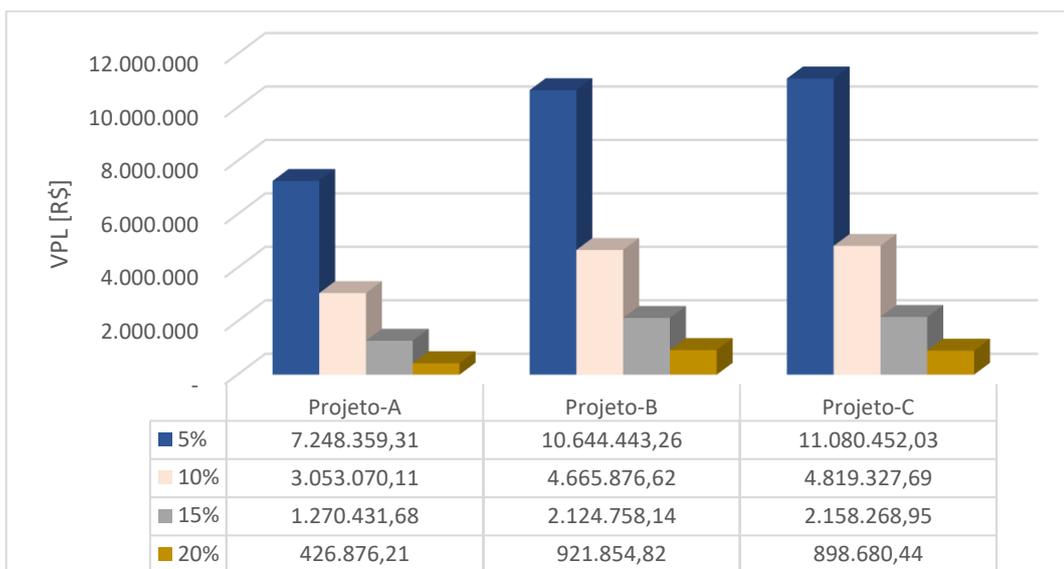


Figura 6.4 - *VPL* para as quatro taxas de desconto agrupadas por projeto (SCEE = 38%)

Para os dados da Figura 6.3 e da Figura 6.4, a Tabela 6.9 apresenta o decréscimo percentual no valor do *VPL* de cada projeto, considerando as variações nas TD. Destaca-se que para o sistema com maior compensação de crédito (SCEE = 100%) as reduções percentuais do *VPL* são menores do que para o sistema cuja compensação de crédito é limitada (SCEE = 38%). Em média, a variação da TD de 5% para 10%, 15% e 20% impacta o valor do *VPL* em 56,30%, 80,23% e 91,56%; respectivamente.

Tabela 6.9 - Decréscimo percentual no valor do VPL para aumentos da TD de 5% para 10%, 15% e 20%

TD [%]	SCEE = 100%			SCEE = 38%			Média [%]
	A [%]	B [%]	C [%]	A [%]	B [%]	C [%]	
5→10	56,58	55,20	55,47	57,88	56,17	56,51	56,30
5→15	80,63	78,66	79,05	82,47	80,04	80,52	80,23
5→20	92,02	89,77	90,22	94,11	91,34	91,89	91,56

As Figuras 6.5 a 6.11 ilustram a variação do VPL acumulado, para os projetos A, B e C; agrupada por TD, para todos os cenários de compensação de crédito. O objetivo é possibilitar uma análise visual do impacto das TDs para os três projetos de investimentos. Para isso, foi mantida a mesma escala nos eixos x e y em todas as figuras.

Nota-se uma proximidade do VPL acumulado dos projetos B e C em todos os gráficos. Para o projeto A, esta variável é sempre significativamente mais baixa do que para os projetos B e C. Considerando uma TD = 5%, o VPL supera R\$ 13.000.000. Para TD = 10% ele quase atinge R\$ 6.000.000. No caso de uma TD = 15% o VPL ultrapassa o valor de R\$ 2.800.000. Para TD = 20%, ele aproxima-se de R\$ 1.400.000.

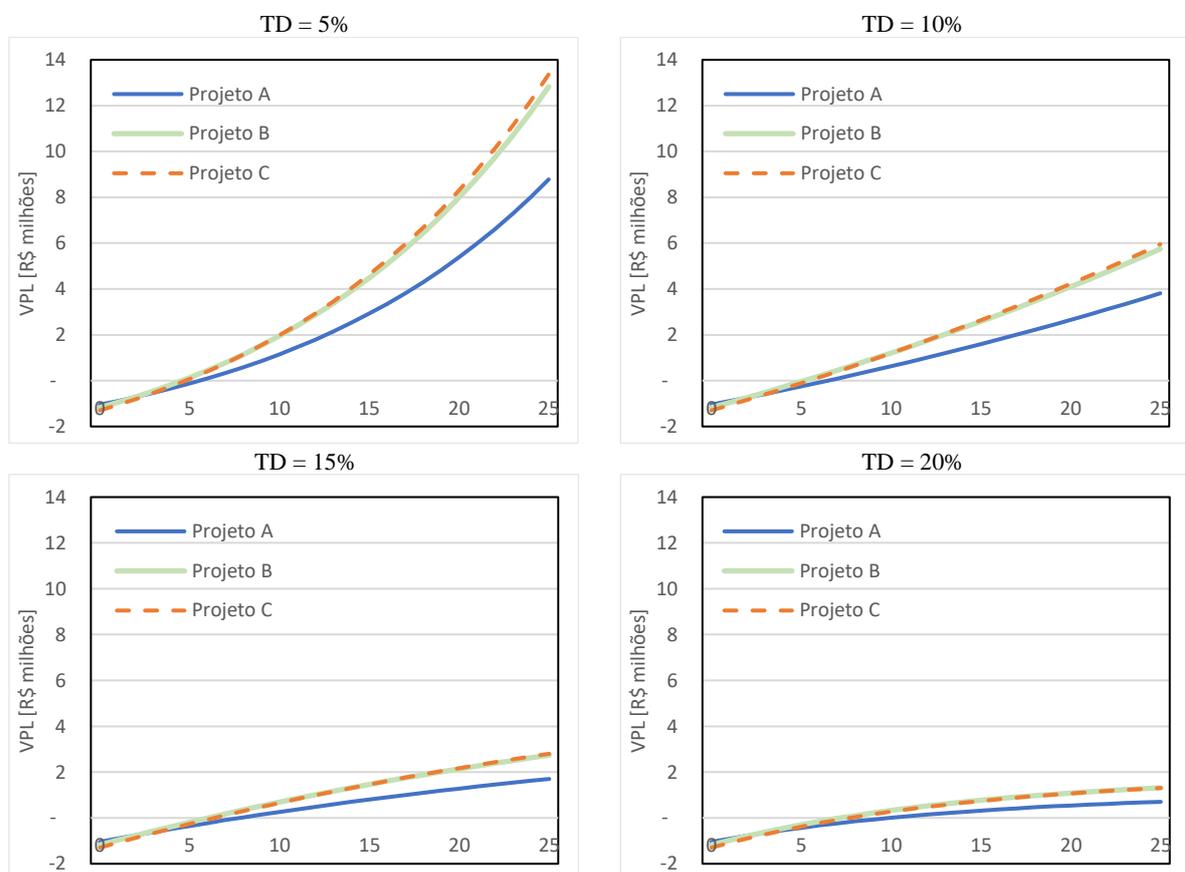


Figura 6.5 - VPL acumulado, para os três projetos, agrupado por TD (SCEE = 100%)

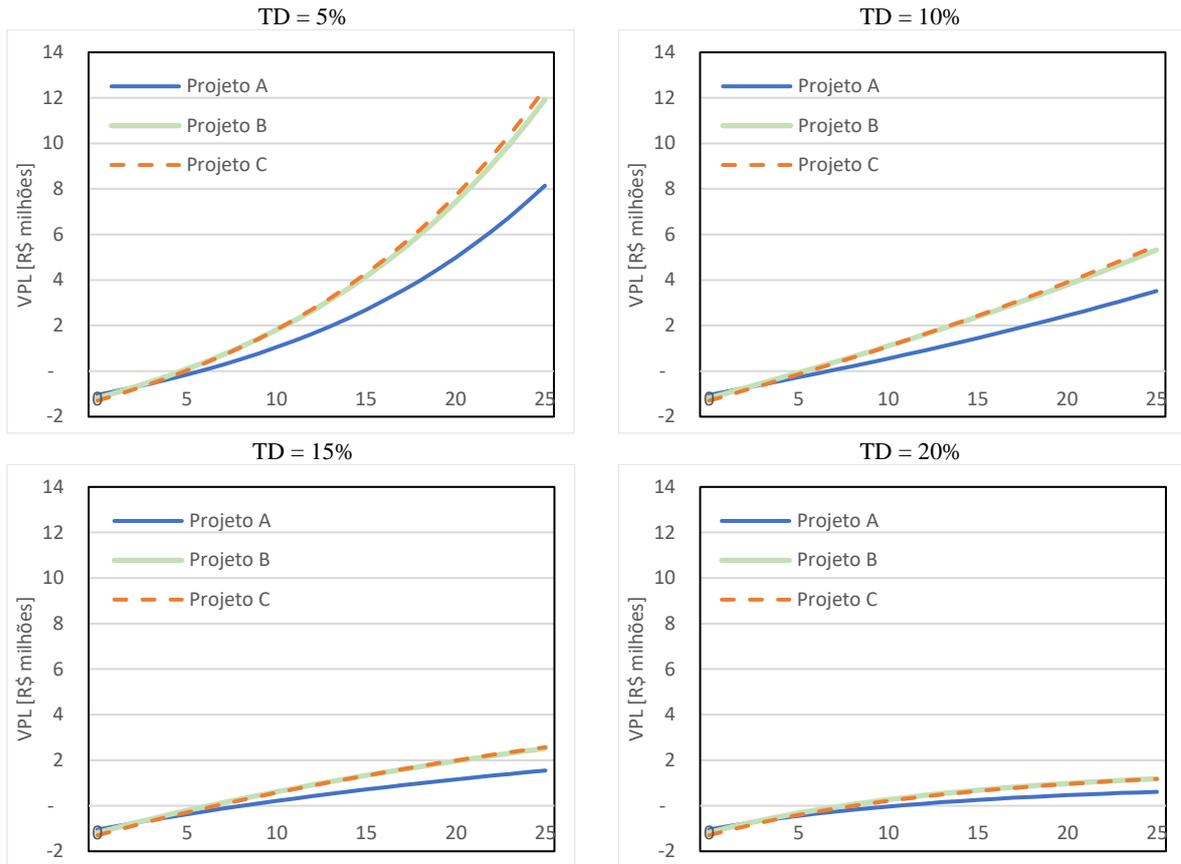


Figura 6.6 - VPL acumulado, para os três projetos, agrupado por TD (SCEE = 94-72%)

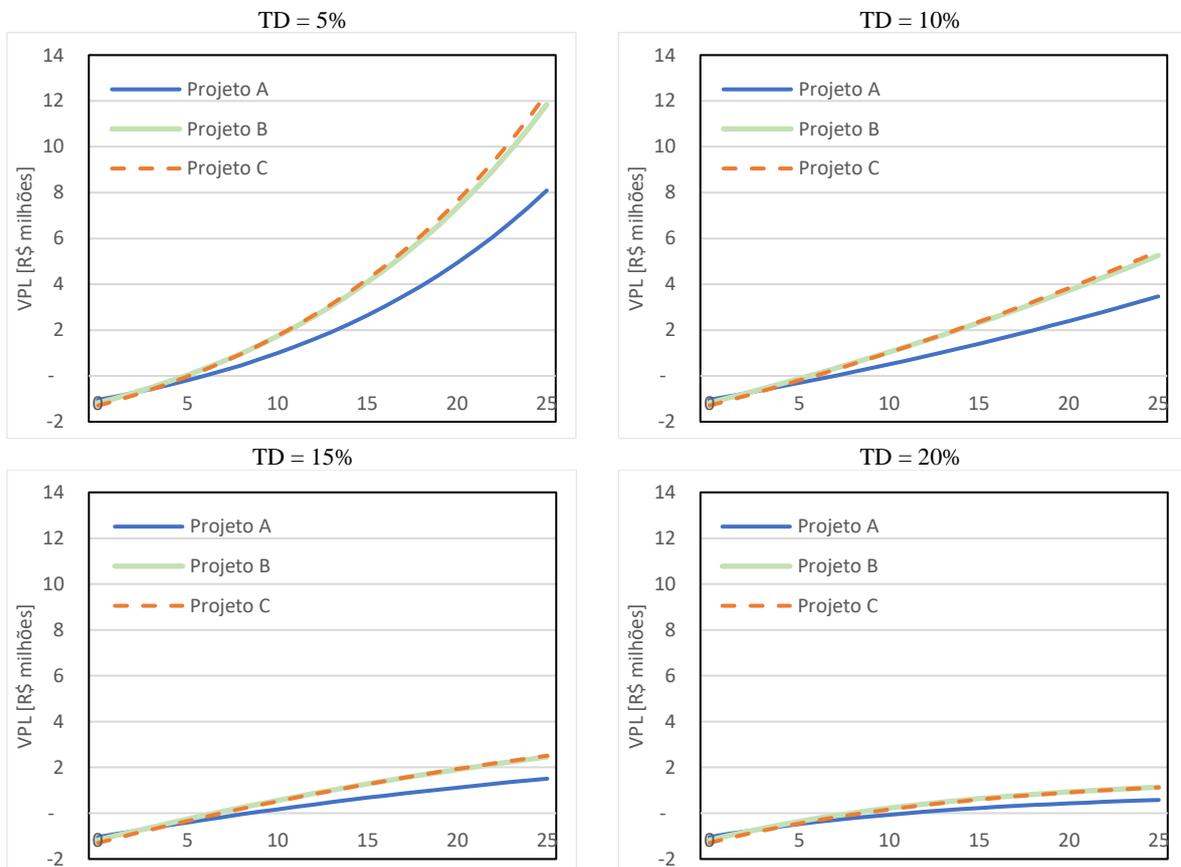


Figura 6.7 - VPL acumulado, para os três projetos, agrupado por TD (SCEE = 72%)

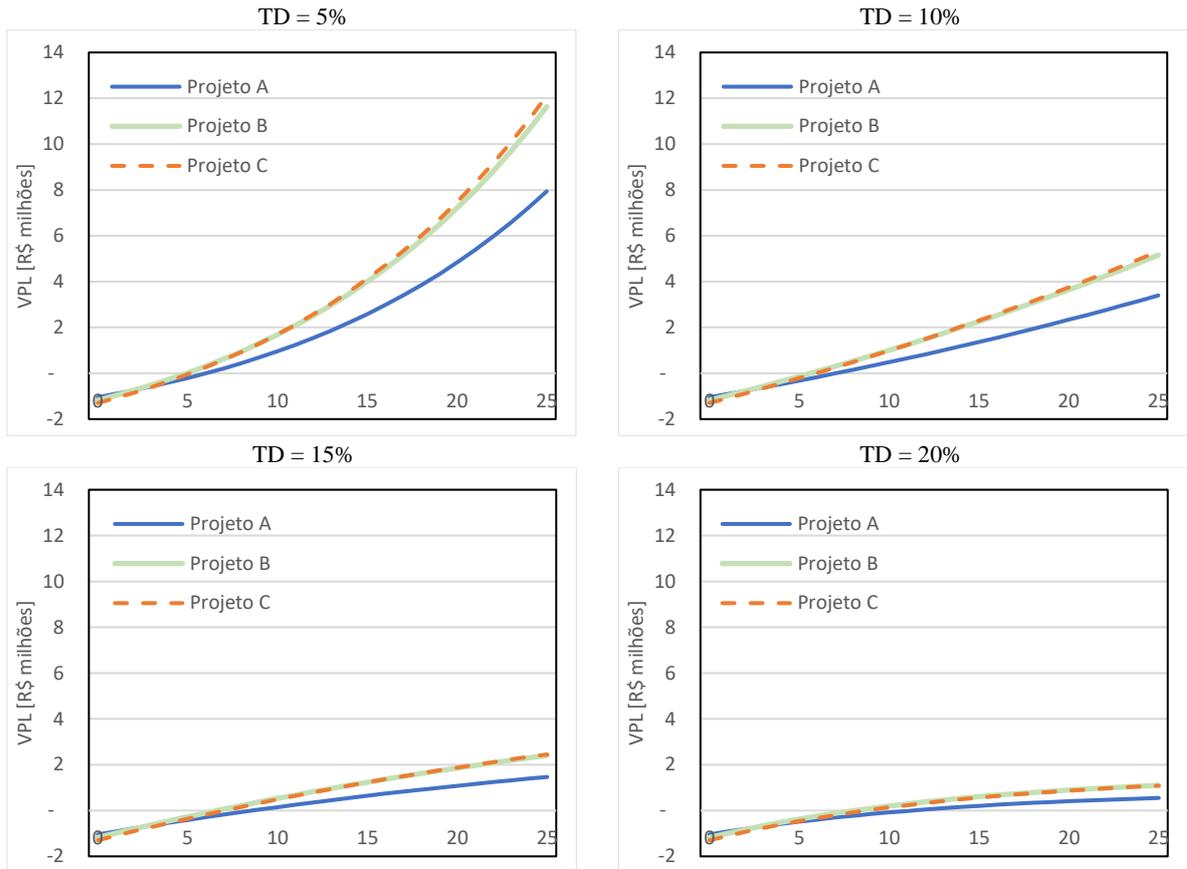


Figura 6.8 - VPL acumulado, para os três projetos, agrupado por TD (SCEE = 66%)

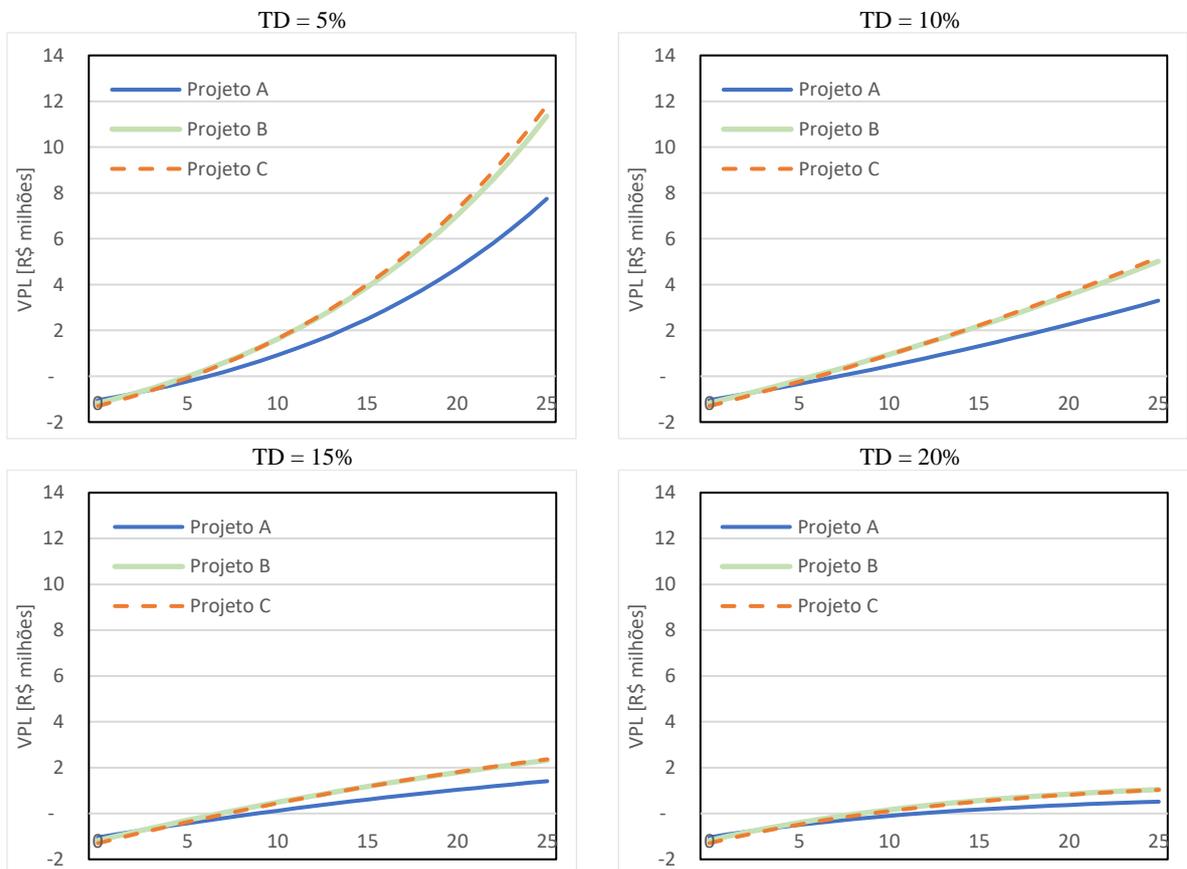


Figura 6.9 - VPL acumulado, para os três projetos, agrupado por TD (SCEE = 58%)

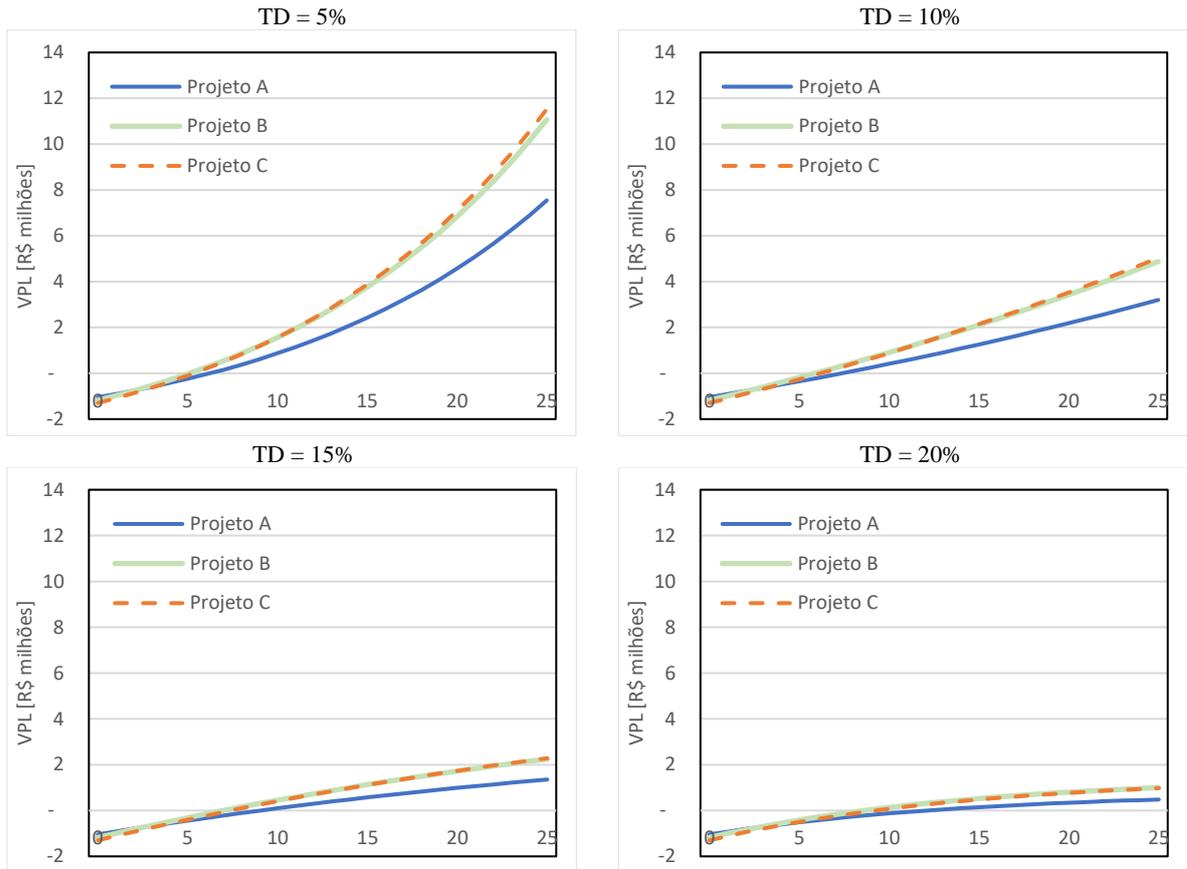


Figura 6.10 - VPL acumulado, para os três projetos, agrupado por TD (SCEE = 50%)

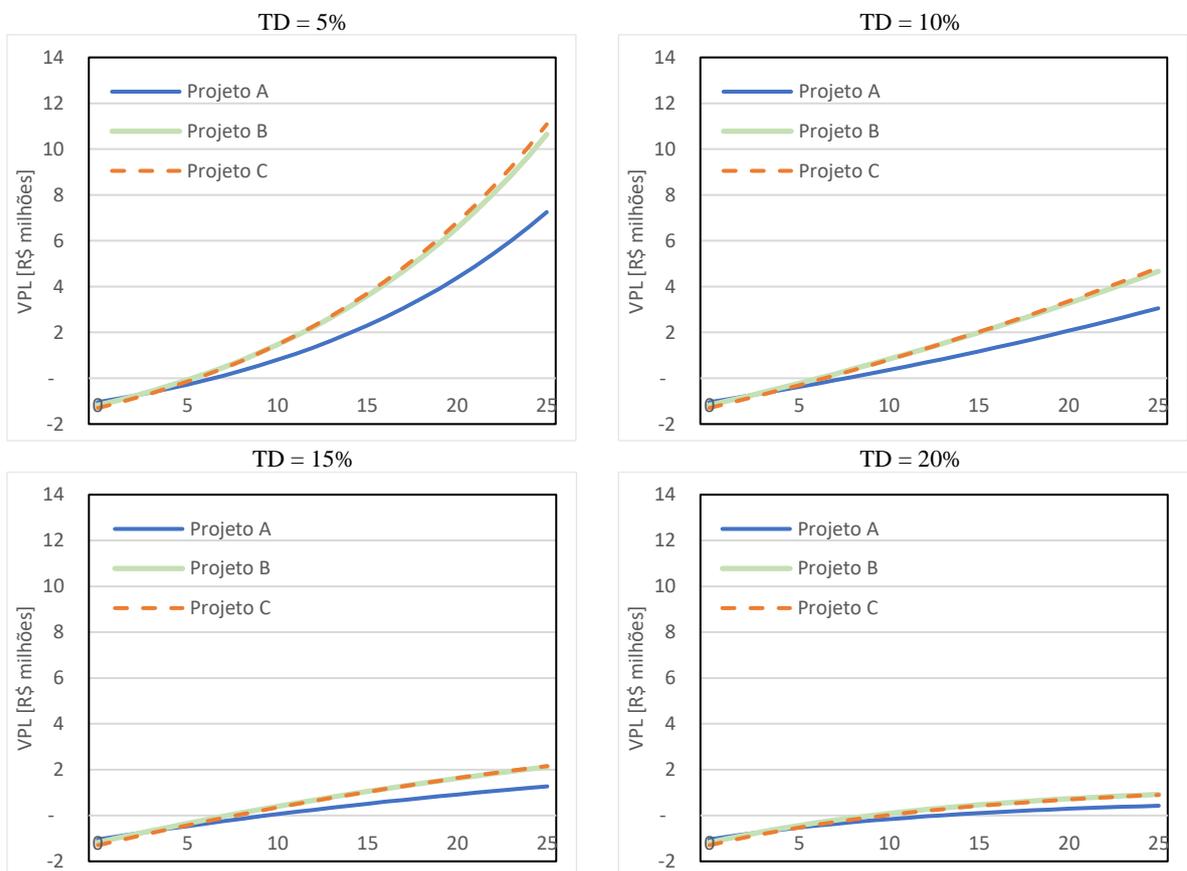


Figura 6.11 - VPL acumulado, para os três projetos, agrupado por TD (SCEE = 38%)

6.3 Comparação entre as alternativas de SCEE

A partir deste ponto, as discussões concentram-se nos resultados apresentados na Tabela 6.1, Tabela 6.2, Tabela 6.3 e Tabela 6.7 pelas seguintes razões. A Tabela 6.1 contém os dados para o cenário atual. A Tabela 6.3 e a Tabela 6.7 incorporam os cenários destacados pela ANEEL ao longo das discussões relacionadas ao SCEE, conforme Seção 3.2. A Tabela 6.2 refere-se ao cenário do PL 5829/19.

O *PD* e o *VPL* variam de acordo com a TD adotada. Nesta seção, as comparações são apresentadas para TD de 10%, considerando a perspectiva da SELIC para o final de 2021 (até 8,25%) e o IPCA nos últimos 12 meses em 09/2021 (9,68%).

Para os projetos A, B e C e considerando as compensações de crédito de 100% (Atual), 94-72% (PL), 72% (ANEEL-I) e 38% (ANEEL-V), Figura 6.12 a Figura 6.15 ilustram a variação da *TIR*, *CNE* médio, *PD* e *VPL*; respectivamente. O objetivo é avaliar o impacto das alternativas de compensação de crédito para a *TIR*, *CNE* médio, *PD* e *VPL* dos projetos, considerando os cenários com mais alta probabilidade de consolidação (Tabela 6.1, Tabela 6.2, Tabela 6.3 e Tabela 6.7).

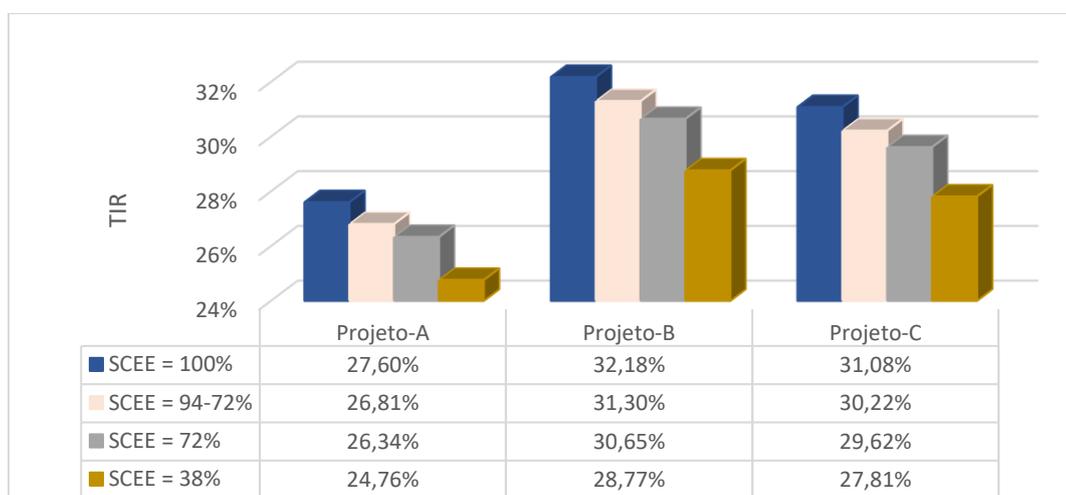


Figura 6.12 - *TIR* para as quatro alternativas mais relevantes de SCEE agrupadas por projeto

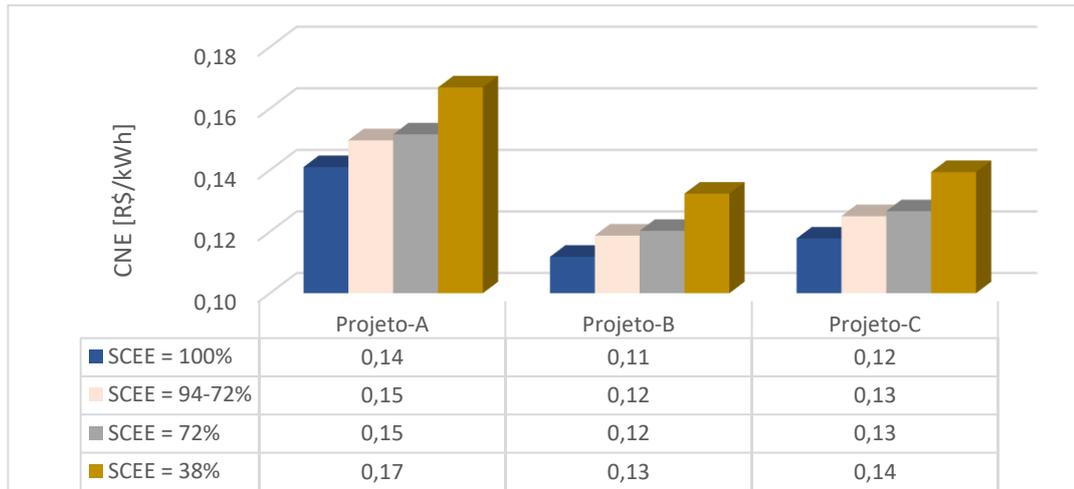


Figura 6.13 - *CNE* para as quatro alternativas mais relevantes de SCEE agrupadas por projeto

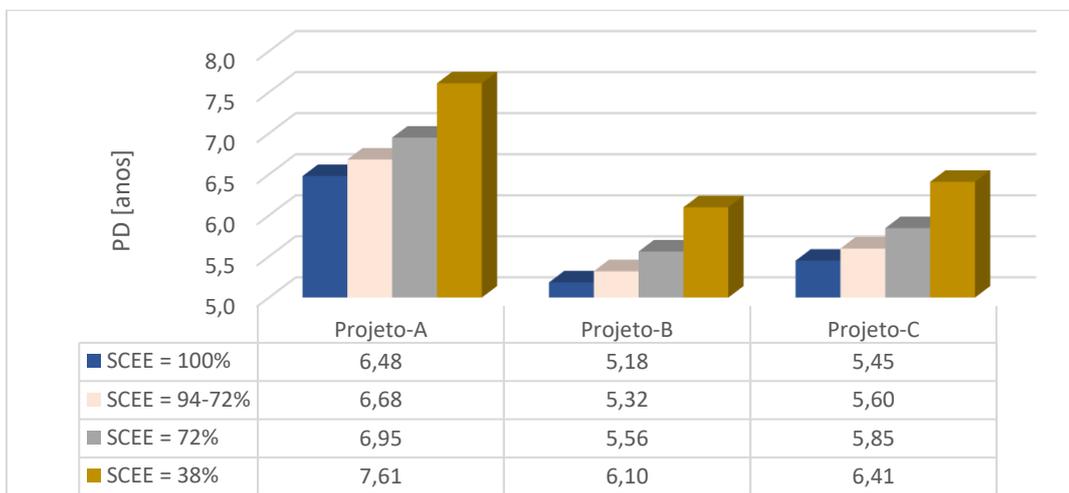


Figura 6.14 - *PD* para as quatro alternativas mais relevantes de SCEE agrupadas por projeto

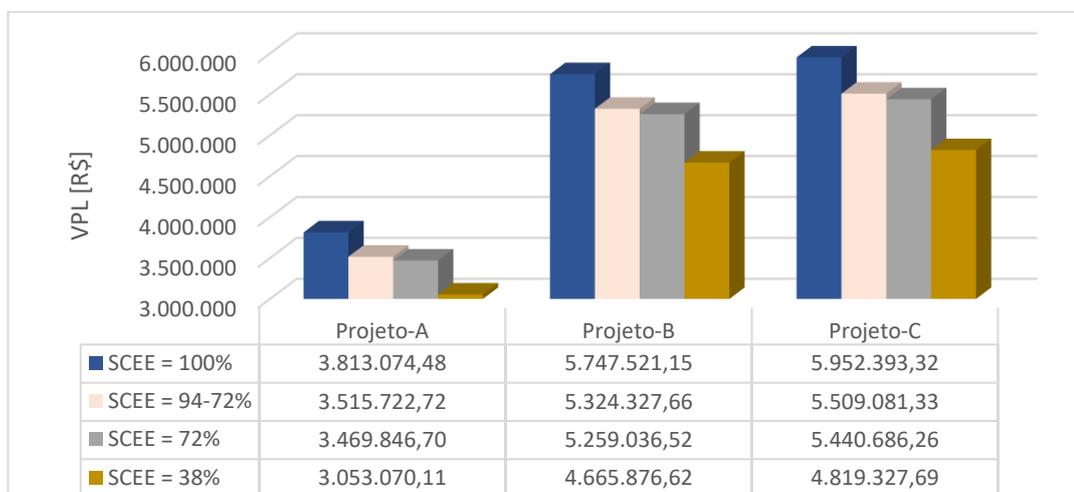


Figura 6.15 - *VPL* para as quatro alternativas mais relevantes de SCEE agrupadas por projeto

Para os dados da Figura 6.12 a da Figura 6.15, a Tabela 6.10 apresenta a variação percentual média no valor da *TIR*, *CNE* médio, *PD* e *VPL* dos projetos², considerando as alternativas de SCEE e utilizando como referência o cenário atual (SCEE = 100%). Para cada indicador de viabilidade, a direção das setas verticais especifica se a variação corresponde a um aumento ou diminuição do valor em função do SCEE adotado.

Tabela 6.10 - Variação percentual média no valor da *TIR*, *CNE*, *PD* e *VPL* dos projetos para alternativas de SCEE, utilizando como referência o cenário atual (SCEE = 100%)

SCEE [%]	TIR [%] ↓	CNE [%] ↑	PD [%] ↑	VPL [%] ↓
100 → 94-72	2,80	6,16	2,81	7,54
100 → 72	4,68	7,53	7,25	8,70
100 → 38	10,47	18,34	17,57	19,26

De forma geral, nota-se que quanto maior a compensação de crédito menor a variação percentual do indicador de viabilidade (colunas da Tabela 6.10). Isto é esperado uma vez que o cenário de referência corresponde ao SCEE = 100%. Percebe-se também que para cada cenário o impacto da alteração do SCEE é maior no *VPL*, seguido pelo *CNE*, *PD* e *TIR* (linhas da Tabela 6.10). Este padrão se repete em todos os cenários avaliados.

De acordo com a Tabela 6.10, considerando uma TD = 10% e tendo como referência o cenário atual (SCEE = 100%), a adoção do cenário mais pessimista para o investidor (SCEE = 38%) implica em uma redução da *TIR* e do *VPL* dos projetos em média em 10,47% e 19,26%; respectivamente. Neste caso, o *CNE* e o *PD* aumentam 18,34% e 17,57%; respectivamente.

A aprovação do cenário mais otimista (SCEE = 94-72%) reduz a *TIR* e o *VPL* dos projetos em média em 2,80% e 7,54%; respectivamente. Para este cenário, o *CNE* e o *PD* se elevam para 6,16% e 2,81%; respectivamente. As conclusões desta pesquisa são apresentadas no próximo capítulo.

6.4 Projeto A (*carpot*) x A (solo) x A (telhado)

Nesta seção, faz-se uma análise dos três tipos de instalação de sistemas fotovoltaicos: *carpot*, solo e telhado. Para isso, os dados do projeto A (*carpot*) são utilizados. A partir destes dados, os custos para instalação do projeto A (solo) e projeto A (telhado) são estimados. O

² Apenas a média da variação percentual no valor da *TIR*, *CNE*, *PD* e *VPL* dos projetos é apresentada na Tabela 6.10 porque não há uma alteração significativa destes valores para cada projeto.

projeto A foi escolhido para esta análise por ter sido proposto para instalação tipo *carpot* e por ter apresentado os piores valores em termos de indicadores de viabilidade.

De acordo com Power-Solar (2020), o custo por Watt para instalação tipo *carpot* foi igual a \$ 3.99, sendo este valor reduzido a \$ 3.86 para o tipo solo e \$ 3.58 para o tipo telhado. Portanto, existe uma redução de 3,26% da instalação *carpot* para solo e de 10,28% da *carpot* para telhado. Desta forma, o custo de R\$ 1.042.510,00 proposto para o projeto A (*carpot*) seria reduzido para R\$ 1.007.898,24 para o projeto A (solo) e R\$ 934.786,45 para o projeto A (telhado).

A Tabela 6.11 e a Tabela 6.12 apresentam os valores de *TIR*, *CNE*, *PD* e *VPL* dos projetos A (*carpot*), A (solo) e A (telhado), considerando SCEE extremos e uma TD = 10%. Conforme esperado, os indicadores de viabilidade melhoram na ordem *carpot*, solo e telhado, ou seja, *TIR* e *VPL* crescem enquanto *CNE* e *PD* decrescem.

Tabela 6.11 - Viabilidade do projeto A, considerando as instalações *carpot*, solo e telhado para SCEE = 100% e TD = 10%

Projetos	A (<i>carpot</i>)	A (solo)	A (telhado)
TIR [%]	27,60	28,22	30,00
CNE médio [R\$/kWh]	0,1373	0,1328	0,1232
PD [anos]	6,48	6,27	5,84
VPL [R\$]	3.813.074,48	3.849.268,88	3.925.723,76

Tabela 6.12 - Viabilidade do projeto A, considerando as instalações *carpot*, solo e telhado para SCEE = 38% e TD = 10%

Projetos	A (<i>carpot</i>)	A (solo)	A (telhado)
TIR [%]	24,76	25,30	26,56
CNE médio [R\$/kWh]	0,1625	0,1571	0,1457
PD [anos]	7,61	7,37	6,86
VPL [R\$]	3.053.070,11	3.089.264,52	3.165.719,39

Adotando como referência o projeto A (*carpot*), a Tabela 6.13 mostra a variação percentual dos indicadores de viabilidade para os projetos A (solo) e A (telhado). Para cada indicador de viabilidade, a direção das setas verticais especifica se a variação corresponde a um aumento ou diminuição do valor.

Tabela 6.13 - Variação percentual no valor da *TIR*, *CNE*, *PD* e *VPL* dos projetos A (*carpot*), A (solo) e A (telhado).

Linha	Instalação	TIR [%] ↑	CNE [%] ↓	PD [%] ↓	VPL [%] ↑
SCEE = 100%					
1	A (<i>carpot</i>) → A (solo)	2,25	3,28	3,24	0,95
2	A (<i>carpot</i>) → A (telhado)	8,70	10,27	9,88	2,95
SCEE = 38%					
3	A (<i>carpot</i>) → A (solo)	2,18	3,32	3,15	1,19
4	A (<i>carpot</i>) → A (telhado)	7,27	10,34	9,86	3,69

Observando a Tabela 6.13, nota-se que as melhorias dos indicadores de desempenho são maiores para SCEE = 100% (linhas 1 e 2) do que para SCEE = 38% (linhas 3 e 4). Isto é esperado uma vez que o cenário mais otimista (SCEE = 100%) possibilita uma compensação integral dos créditos de energia.

Ainda com relação à Tabela 6.13, percebe-se que o impacto da alteração do tipo de instalação é menor para o *VPL* do que para o *CNE*, *PD* e *TIR*. No entanto, para variações de SCEE, ou seja, comparando as linhas 1 e 3 ou 2 e 4, o impacto mantém-se maior para o *VPL*. Isto é coerente com as conclusões obtidas a partir da Tabela 6.10.

Por fim, a Tabela 6.13 mostra que as reduções de 3,26% da instalação *carpot* para solo e de 10,28% da *carpot* para telhado, apresentadas em Power-Solar (2020), estão refletidas especialmente no indicador de viabilidade *CNE*. Isto é justificado pelo fato dos custos estimados serem calculados com base na relação custo/potência do projeto A. Considerando o projeto A, cenários extremos e TD = 10%, da instalação *carpot* para solo e telhado a *TIR* sobe em média 2,21% e 7,98%; respectivamente.

6.5 Projeto B (R\$ 0/m²) x Projeto B (R\$ 250/m²) x Projeto B (R\$ 500/m²)

Nesta seção, o impacto para os indicadores de viabilidade com a compra de terreno para a instalação de sistema fotovoltaico no solo é analisado. O projeto B foi escolhido para esta análise por ter sido proposto para instalação tipo solo e por ter apresentado os melhores valores em termos de indicadores de viabilidade.

Inicialmente, o índice Fipe-Zap foi consultado (<https://www.fipe.org.br/pt-br/indices/fipezap/#>). Este índice acompanha os preços médios de venda e locação de imóveis residenciais e comerciais em algumas cidades brasileiras. Ele é calculado pela Fundação Instituto de Pesquisas Econômicas (FIPE) com base nos anúncios de imóveis publicados em

portais da internet. A metodologia utilizada para o cálculo do índice está disponível em www.fipe.org.br.

A cidade mais próxima do Grupo Empresarial (GE), contemplada pelo índice Fipe-ZAP, é Campinas. No entanto, o valor do preço médio de venda de terreno apresentado na série histórica é muito acima do praticado na região de instalação do GE, inviabilizando os investimentos com custo para aquisição do terreno. Portanto, a partir de consultas específicas nos portais da internet para a região do GE foram adotados os valores de R\$ 250/m² e R\$ 500/m². Estes valores correspondem aos limites mínimo e máximo encontrados. Desta forma, o custo de R\$ 1.177.011,00 proposto para o projeto B (R\$ 0/m²) seria aumentado para R\$ R\$ 1.749.261,00 para o projeto B (R\$ 250/m²) e R\$ 2.321.511,00 para o projeto B (R\$ 500/m²).

A Tabela 6.14 e a Tabela 6.15 apresentam os valores de *TIR*, *CNE*, *PD* e *VPL* dos projetos B (R\$ 0/m²), B (R\$ 250/m²) e B (R\$ 500/m²), considerando SCEE extremos e uma TD = 10%. Conforme esperado, os indicadores de viabilidade pioram conforme os custos para aquisição do terreno crescem, ou seja, *TIR* e *VPL* diminuem enquanto *CNE* e *PD* aumentam.

Tabela 6.14 - Viabilidade do projeto B, considerando três custos de aquisição do terreno para SCEE = 100% e TD = 10%

Projetos	B (R\$ 0/m ²)	B (R\$ 250/m ²)	B (R\$ 500/m ²)
TIR [%]	32,18	24,82	20,74
CNE médio [R\$/kWh]	0,1090	0,1619	0,2149
PD [anos]	5,18	7,58	9,90
VPL [R\$]	5.747.521,15	5.149.104,62	4.550.688,09

Tabela 6.15 - Viabilidade do projeto B, considerando três custos de aquisição do terreno para SCEE = 38% e TD = 10%

Projetos	B (R\$ 0/m ²)	B (R\$ 250/m ²)	B (R\$ 500/m ²)
TIR [%]	28,77	22,30	18,63
CNE médio [R\$/kWh]	0,1289	0,1916	0,2543
PD [anos]	6,10	8,89	11,56
VPL [R\$]	4.665.876,62	4.067.460,09	3.469.043,57

Adotando como referência o projeto B (R\$ 0/m²), a Tabela 6.16 mostra a variação percentual dos indicadores de viabilidade para os projetos B (R\$ 250/m²) e B (R\$ 500/m²). Para cada indicador de viabilidade, a direção das setas verticais especifica se a variação corresponde a um aumento ou diminuição do valor.

Tabela 6.16 - Variação percentual no valor da *TIR*, *CNE*, *PD* e *VPL* dos projetos B (R\$ 0/m²), B (R\$ 250/m²) e B (R\$ 500/m²)

Linha	Custo do terreno	TIR [%] ↓	CNE [%] ↑	PD [%] ↑	VPL [%] ↓
SCEE = 100%					
1	B (R\$ 0/m ²) → B (R\$ 250/m ²)	22,87	48,53	46,33	10,41
2	B (R\$ 0/m ²) → B (R\$ 500/m ²)	35,55	97,16	91,12	20,82
SCEE = 38%					
3	B (R\$ 0/m ²) → B (R\$ 250/m ²)	22,49	48,64	45,74	12,83
4	B (R\$ 0/m ²) → B (R\$ 500/m ²)	35,25	97,28	89,51	25,65

Observando a Tabela 6.16, percebe-se que o impacto da alteração do custo do terreno é menor para o *VPL* do que para o *CNE*, *PD* e *TIR*. No entanto, para variações de SCEE, ou seja, comparando as linhas 1 e 3 ou 2 e 4, o impacto mantém-se maior para o *VPL*. Isto é coerente com as conclusões obtidas a partir da Tabela 6.10 e da Tabela 6.13.

Por fim, considerando o projeto B, cenários extremos e TD = 10%, para variações do custo de terreno de R\$ 0/m² para R\$ 250/m² e R\$ 500/m² a *TIR* reduz em média 22,68% e 35,40%; respectivamente.

7. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo apresenta as seções finais da dissertação. A Seção 7.1 sintetiza o trabalho realizado. A Seção 7.2 aponta as conclusões obtidas a partir dos resultados encontrados, principalmente com relação à Taxa Interna de Retorno (*TIR*), Custo Nivelado de Energia (*CNE*), *Payback* Descontado (*PD*) e Valor Presente Líquido (*VPL*), considerando as variações na Taxa de Desconto (*TD*). As diversas alternativas de Sistema de Compensação de Créditos (*SCEE*) apresentadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (*ANEEL*) e pelo Projeto de Lei (*PL*) são comparadas. A Seção 7.3 aborda sugestões de trabalhos futuros.

7.1 Síntese do trabalho

Esta dissertação avalia a viabilidade econômica e financeira da geração solar fotovoltaica frente às regras de compensação de créditos em discussão no setor. Das sete alternativas analisadas, a em vigência atualmente (*SCEE* = 100%), a proposta pelo *PL* 5829/19 (*SCEE* = 94-72%), a mais otimista da *ANEEL* (*SCEE* = 72%) e a mais pessimista da *ANEEL* (*SCEE* = 38%) são consideradas as mais relevantes. O objetivo principal é analisar o impacto das alternativas de compensação de crédito de energia, apresentadas na *AIR* nº 04/2018 e no *PL* 5829/19, para a viabilidade do investimento em geração solar sob o ponto de vista do investidor.

A metodologia baseia-se em quatro indicadores de desempenho: *TIR*, *CNE* médio, *PD* e *VPL*; variando a *TD* em 5%, 10%, 15% e 20%. Três projetos identificados como A, B e C são considerados. O custo de instalação do sistema [R\$] é menor para o projeto A, seguido do projeto B, sendo o projeto C o de maior investimento inicial. A relação custo/potência [R\$/Wp] é menor para o projeto B, seguido do projeto C, sendo o projeto A o de maior custo por Wp.

Os resultados apresentam o impacto das características dos sistemas fotovoltaicos (Seção 6.1), das *TDs* empregadas (Seção 0) e das alternativas de compensação de créditos (Seção 6.3) sobre os indicadores de viabilidade dos projetos. No total, 84 cenários são examinados.

7.2 Conclusões

A partir dos estudos realizados, as seguintes conclusões podem ser listadas:

1. Considerando a *TIR*, variável mais adequada para comparar cenários em investimentos de geração solar fotovoltaica, o projeto B apresenta-se como o mais viável

em todas as alternativas de SCEE. Isto é esperado uma vez que o projeto B oferece a menor relação custo/potência [R\$/Wp]. Para o cenário de referência (SCEE = 100%), a *TIR* do projeto B é de 32,18%, sendo reduzida a 28,77% no cenário mais pessimista do ponto de vista do investidor (SCEE = 38%). Vale ressaltar que este valor de *TIR* do projeto B no cenário mais pessimista (*TIR* = 28,77%) é superior à *TIR* do projeto A mesmo no cenário mais otimista (27,60%). Portanto, embora a viabilidade dos investimentos seja impactada pelo SCEE adotado, a avaliação das características técnicas e de custos dos projetos avaliados continua sendo importante (Figura 6.12).

2. A *TIR* variou de 32,18% para o projeto mais viável (projeto B) no melhor cenário (SCEE = 100%) a 24,76% para o projeto menos viável (projeto A) no pior cenário (SCEE = 38%). A aprovação do PL 5829/19 reduziria a *TIR* do projeto mais viável de 32,18% para 31,30% (Figura 6.12).

3. Quanto ao *CNE*, não houve alteração significativa no valor desta variável para diferentes TD. Por esta razão, as análises foram feitas adotando-se o valor médio de cada projeto. O *CNE* é menor para projeto B, independente do SCEE adotado, pela mesma justificativa apresentada na segunda frase do item 1. Para o cenário de referência (SCEE = 100%), o *CNE* do projeto B é de 0,11 R\$/kWh, aumentando para 0,13 R\$/kWh no cenário mais pessimista do ponto de vista do investidor (SCEE = 38%). O valor do *CNE* do projeto B no cenário mais pessimista (0,13 R\$/kWh) é inferior ao *CNE* do projeto A mesmo no cenário mais otimista (0,14 R\$/kWh), reforçando o conteúdo apresentado na última frase do item 1 (Figura 6.13).

4. O *CNE* variou de 0,11 R\$/kWh a 0,17 R\$/kWh, considerando todos os projetos e todas as alternativas de SCEE. A aprovação do PL 5829/19 aumentaria o *CNE* do projeto mais viável de 0,11 R\$/kWh para 0,12 R\$/kWh (Figura 6.13).

5. De forma análoga à apresentada no item 3 e considerando a TD = 10%, o *PD* é menor para o projeto B. Para o cenário de referência (SCEE = 100%), o *PD* do projeto B é de 5,18 anos, aumentando para 6,10 anos no cenário mais pessimista do ponto de vista do investidor (SCEE = 38%). Destaca-se que este valor do *PD* do projeto B no cenário mais pessimista (6,10 anos) é inferior ao *PD* do projeto A mesmo no cenário mais otimista (6,48 anos), novamente reforçando o conteúdo apresentado na última frase do item 1 (Figura 6.14).

6. O *PD* variou de 4,56 anos (para $TD = 5\%$) a 12,79 anos (para $TD = 20\%$), considerando todos os projetos, *TD* e alternativas de *SCEE* (Tabela 6.1 e Tabela 6.7). A aprovação do PL 5829/19 aumentaria o *PD* do projeto mais viável de 5,18 anos para 5,32 anos (Figura 6.14).
7. Com relação ao *VPL*, de forma geral, o projeto C apresenta o maior valor para esta variável em todas as alternativas de *SCEE*. Isto é justificado pelo fato do projeto C estar associado ao maior investimento inicial (justificativa na Seção 4.4.2). Para o cenário de referência ($SCEE = 100\%$) e considerando a $TD = 10\%$, o *VPL* do projeto C é de R\$ 5.952.393,32, sendo reduzido a R\$ 4.819.327,69 no cenário mais pessimista do ponto de vista do investidor ($SCEE = 38\%$). O *VPL* do projeto C no cenário mais pessimista ($VPL = R\$ 4.819.327,69$) é superior ao *VPL* do projeto A mesmo no cenário mais otimista (R\$ 3.813.074,48), mais uma vez reforçando o conteúdo apresentado na última frase do item 1 (Figura 6.15).
8. O *VPL* variou de R\$ 13.368.061,81 (para $TD = 5\%$) a R\$ 426.876,21 (para $TD = 20\%$), considerando todos os projetos, *TD* e alternativas de *SCEE* (Tabela 6.1 e Tabela 6.7). A aprovação do PL 5829/19 reduziria o *VPL* do projeto mais viável de R\$ 5.952.393,32 para R\$ 5.509.081,33 (Figura 6.15).

A partir das considerações apresentadas nos itens 1 a 8 e tendo como foco os projetos, conclui-se que o projeto B é o mais viável (melhor *TIR*, *CNE* e *PD*), seguido pelo projeto C (melhor *VPL*), sendo o projeto A o menos rentável. Destaca-se que os três projetos avaliados apresentaram resultados positivos para as quatro *TD* e os sete *SCEE*, embora a *TIR* tenha variado de 32,18% para 24,76%, o *CNE* de 0,11 R\$/kWh para 0,17 R\$/kWh, o *PD* de 4,56 anos para 12,79 anos e o *VPL* de R\$ 13.368.061,81 para R\$ 426.876,21. Para o $SCEE = 94-72\%$, o Custo de Oportunidade (*CO*) equivale a 30% e para o $SCEE = 38\%$, o *CO* corresponde a 28% (Tabela 6.2 e Tabela 6.7).

Quanto às *TDs*, a variação de 5% para 10%, 15% e 20% impactou significativamente dois indicadores de viabilidade, *PD* e *VPL*. Para os estudos realizados e considerando os cenários extremos ($SCEE = 100\%$ e $SCEE = 38\%$), em média, a variação da *TD* aumentou o valor do *PD* dos projetos em 15,64%, 37,78% e 73,82% e reduziu o valor do *VPL* em 56,30%, 80,23% e 91,56%; respectivamente.

Tendo como foco a comparação entre as alternativas de *SCEE*, observa-se que não houve uma alteração significativa da variação percentual da *TIR*, *CNE*, *PD* e *VPL* para cada projeto

em um mesmo SCEE. O *VPL* foi o indicador mais impactado pelo SCEE em termos percentuais, seguido pelo *CNE*, *PD* e *TIR*. Assumindo como referência o cenário atual (SCEE = 100%), a aprovação do PL 5829/19 (SCEE = 94-72%) reduz a *TIR* em 2,80%; aumenta a *CNE* em 6,16%; aumenta o *PD* em 2,81%; e reduz o *VPL* em 7,54%. Adotando o mesmo cenário de referência (SCEE = 100%), a aprovação do cenário ANEEL-V (SCEE = 38%) reduz a *TIR* em 10,47%; aumenta a *CNE* em 18,34%; aumenta o *PD* em 17,57%; e reduz o *VPL* em 19,26%.

De modo geral, a criação de um Marco Legal para regulação da GD solar fotovoltaica contribui com a consolidação do setor, aumentando a sua previsibilidade e trazendo segurança jurídica aos envolvidos. É importante ressaltar, que o crescimento da geração de energia solar está em consonância com as metas estabelecidas nos ODS, em relação ao uso de fontes renováveis e limpas. Ela apresenta-se como uma rota alternativa para a evolução do SEB, na atualidade composto predominantemente por usinas hidrelétricas, considerando que uma maior parcela de GD poderá reduzir: (1) os riscos relacionados ao não atendimento da demanda de energia, devido à crise hídrica; (2) a necessidade de acionamento das termelétricas, que elevam os custos de geração no país; (3) as perdas elétricas nos sistemas de transmissão e distribuição da energia e (4) a sobrecarga do sistema, especialmente em horário de pico.

Vale destacar, que nos últimos 10 anos o custo dos sistemas de geração solar caiu cerca de 90%. Este fato se deve principalmente à evolução da tecnologia para fabricação de equipamentos e isenção de impostos, encargos e tarifas no Brasil. Contudo, uma vez que grande parte dos equipamentos é importada, em 2021 houve uma alta nos preços, devido ao aumento do dólar e à pandemia de COVID-19 que afetou a produção no mundo todo.

Por fim, considerando os cenários extremos, os resultados mostram que a alternativa ANEEL-V (SCEE = 38%) impacta significativamente a rentabilidade do investimento, com uma redução da *TIR* de mais de 10%. Por outro lado, o cenário atual (SCEE = 100%), no qual o prosumidor não paga pelo uso da rede, pode prejudicar concessionárias e consumidores que não investiram em geração solar própria, evidenciando a importância da regulação da MMDG e a definição dos aspectos legais envolvidos com o tema.

7.3 Trabalhos futuros

Como sugestões de trabalhos futuros são listados três itens. O primeiro, refere-se a uma avaliação mais detalhada dos projetos, aplicando a técnica do *oversizing*. O segundo item visa ampliar o estudo de Geração Distribuída (GD), incluindo a microgeração. O terceiro, propõe um estudo que integra a adoção de veículos elétricos com o avanço dos sistemas fotovoltaicos.

- A técnica de *oversizing* consiste em superdimensionar os módulos solares em relação à potência do inversor. Desta forma, é possível reduzir o custo do sistema, pois utiliza-se um inversor de menor potência, e produzir mais energia ao longo do dia, uma vez que o sistema opera no limite da potência a maior parte do tempo. Uma análise de sensibilidade com relação à técnica de *oversizing* possibilitaria extrair maiores benefícios do sistema.
- Esta dissertação estuda a viabilidade econômica e financeira de sistemas fotovoltaicos frente as regras de compensação de créditos, contemplando projetos com potência instalada $> 75 \text{ kW}$ e $\leq 5 \text{ MW}$ (minigeração). Uma análise similar para projetos com potência instalada de até 75 kW (microgeração) permitiria avaliar o impacto das mudanças regulatórias para GD de forma mais abrangente.
- Uma forma de reduzir a emissão de gases poluentes é por meio da adoção de veículos elétricos. No entanto, esta estratégia é interessante quando aliada à geração solar fotovoltaica para que tal emissão não seja transferida às termelétricas. Portanto, um estudo sobre a viabilidade dos veículos elétricos, contemplando a geração solar fotovoltaica para a recarga dos mesmos, poderia auxiliar o governo com relação às metas de sustentabilidade.

8. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AIR (2018). Agência Nacional de Energia Elétrica - Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 0004/2018. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/documents/656877/18485189/6+Modelo+de+AIR+-+SRD+-+Gera%C3%A7%C3%A3o+Distribuida.pdf/769daa1c-51af-65e8-e4cf-24eba4f965c1#:~:text=1.,Em%202012%2C%20foi%20publicada%20a%20Resolu%C3%A7%C3%A3o%20Normativa%20E2%80%93%20REN%20n%C2%BA%20482,utilizada%20nesse%20tipo%20de%20mercado>. Acesso em: 04/2021.

AIR (2019). Agência Nacional de Energia Elétrica - Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 003/2019. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/consultas-publicas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideDocumento=38566&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFaseReuniao=fase&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_jspPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp. Acesso em: 04/2021.

Alves, L. F. S. (2018). Inversor trifásico sem barramento CC aplicado ao bombeamento fotovoltaico. *Dissertação de mestrado*, Universidade Federal de Campina Grande (UFCG) – Paraíba. DOI:10.13140/RG.2.2.20078.66881.

ANEEL (2011). Chamada de Projeto de P&D Estratégico (D.O.U. de 09 de agosto de 2011). Disponível em: https://www.aneel.gov.br/chamadas-de-projetos-de-p-d/-/asset_publisher/4f6nNc41iP9m/content/chamada-de-projeto-de-p-d-estrategico-referente-ao-aviso-publicado-no-d-o-u-de-09-de-agosto-de-2011-/656831?inheritRedirect=false. Acesso em: 04/2021.

ANEEL (2016). Informação de utilidade pública – Por dentro da conta de luz (7ª edição). Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/cartilhas-e-folders>. Acesso em: 04/2021.

ANEEL (2019a). Geração distribuída – regulamentação atual e processo de revisão. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/documents/655804/14752877/Gera%C3%A7%C3%A3o+Distribu%C3%ADa+%E2%80%93+regulamenta%C3%A7%C3%A3o+atual+e+processo+de+revis%C3%A3o.pdf/3def5a2e-baef-bb59-2ce1-4f69a9cb2d88>. Acesso em: 04/2021.

ANEEL (2019b). Revisão das regras de geração distribuída entra em consulta pública. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/consultas-publicas?p_auth=h89pUIFK&p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideParticipacaoPublica=3366&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_javax.portlet.action=visualizarParticipacaoPublica. Acesso em: 04/2021.

ANEEL (2020a). Agência Nacional de Energia Elétrica – Geração distribuída. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida>. Acesso em: 04/2021.

ANEEL-MMGD (2021a). Agência Nacional de Energia Elétrica – Geração distribuída por estado. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Estadual.asp. Acesso em: 09/2021.

ANEEL-MMGD (2021b). Agência Nacional de Energia Elétrica – Geração distribuída por modalidade. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Modalidade.asp. Acesso em: 09/2021.

ANEEL-MMGD (2021c). Agência Nacional de Energia Elétrica – Geração distribuída por classe de consumo. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Classe.asp. Acesso em: 09/2021.

ANEEL-MMGD (2021d). Agência Nacional de Energia Elétrica – Geração distribuída por fonte. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Fonte.asp. Acesso em: 09/2021.

ANEEL (2021a). Agência Nacional de Energia Elétrica. Sistema de Informação de Geração da ANEEL - SIGA. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiNjc4OGYyYjQ0YjYwM2ZC00YjllLWJlYmEtYzdkNTQ1MTc1NjM2IiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQOLWVhNGU5YzAxNzBlMSIsImMiOiR9>. Acesso em: 08/2021.

ANEEL (2021b). Agência Nacional de Energia Elétrica. Geração Distribuída. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Fonte.asp. Acesso em: 08/2021.

ANEEL (2021c). Agência Nacional de Energia Elétrica – Módulo 7: Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/documents/654800/14861179/PRORET+Subm%C3%B3dulo+7+1+V1+-+Procedimentos+Gerais_atualizado+em+22.8.2012.pdf/da96c049-842a-4a56-a150-2a37b4f1b5c9?version=1.0. Acesso em: 07/2021.

ANEEL (2021d). Agência Nacional de Energia Elétrica – Bandeiras tarifárias. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/bandeiras-tarifarias>. Acesso em: 03/2021.

ATLAS (2017). Atlas Solarimétrico – 2ª edição. Disponível em: http://labren.ccst.inpe.br/atlas_2017.html. Acesso em: 04/2021.

B3 (2021). Brasil, Bolsa, Balcão – Série histórica do DI. Disponível em: <https://ri.b3.com.br/pt-br/b3/historico/>. Acesso em 03/2021.

BCB (2021). Banco Central do Brasil – Históricos das taxas básicas de juros. Disponível em: <https://www.bcb.gov.br/controleinflacao/historicotaxasjuros>. Acesso em 03/2021.

Boletim Focus (2021). Relatório de Mercado – 09/04/2021. Disponível em: <https://www.bcb.gov.br/content/focus/focus/R20210401.pdf>. Acesso em: 03/2021.

Bright Strategies (2018). Para o setor, regulação, revisão 482. Disponível em <https://br-strategies.com/tudo-sobre-revisao-ren-482-parte-i/>. Acesso em: 04/2021.

Canadian Solar (2019). Limited warranty statement. Disponível em: https://www.canadian-solar.com/wp-content/uploads/2019/12/PV_Double_Glass_Module_Warranty_en.pdf. Acesso em: 03/2021.

Carneiro, J. (2010). Módulos fotovoltaicos - Características e associações. Universidade do Minho, Braga - Portugal. Disponível em: <https://repositorium.sdum.uminho.pt/handle/1822/16961>. Acesso em: 04/2021.

Cavenaghi, V. (2017). Análise e avaliação financeira de projetos. Disponível em: https://www.youtube.com/watch?v=YBPR_gLipEA. Acesso em: 08/2020.

CCEE (2021). Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/leiloes?_afLoop=809464700497637&_adf.ctrl-state=xb2z1okoq_242#!%40%40%3F_afLoop%3D809464700497637%26_adf.ctrl-state%3Dxb2z1okoq_246. Acesso em 07/2021.

CEMIG (2020). Geração distribuída. Disponível em: <https://www.cemig.com.br/usina-do-conhecimento/conheca-o-caminho-da-energia-da-geracao-ao-consumo/>. Acesso em: 04/2021.

CONFAZ (2015). Convênio nº 16/2015 de 22 de abril de 2015. Disponível em: https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2015/CV016_15. Acesso em: 04/2021.

Coutinho, C. R.; Nardoto A. F.; Proveti, J. R. C.; Coura, D. J. C. (2016). Efeito do sombreamento em módulos fotovoltaicos. VI Congresso Brasileiro de Energia Solar – Belo Horizonte/MG. Disponível em: <http://www.abens.org.br/CBENS2016/anais/anais/trabalhos/2594Pfinal.pdf>. Acesso em: 04/2021.

CPFL (2021). Companhia Piratininga de Força e Luz – Histórico de reajuste médio. Disponível em: <https://www.cpfempresas.com.br/institucional/tarifas.aspx?emp=PIRA>. Acesso em: 03/2021.

EIA (2021). U.S Energy Information Administration - Texas and Florida had large small-scale solar capacity increases in 2020. Disponível em: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=46996>. Acesso em 09/2021.

EPE (2021). Empresa de Pesquisa Energética. Estudos do PDE 2031. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-607/topico-591/Caderno_MMGD_Baterias_vfinal.pdf. Acesso em: 07/2021.

FGV (2021). Fundação Getúlio Vargas. Disponível em: <https://portal.fgv.br/noticias/igp-m-resultados%20Acesso%20em%2003/202>. Acesso em: 03/2021.

Giovanini, A.; Almeida, H. J. F.; Saath, K. C. O. (2020). Plataformas de financiamento P2P: análise da viabilidade econômica de sistemas distribuídos de energia solar fotovoltaica. TEC, v. 23, n. 2, p. 1-27. DOI: <https://doi.org/10.5007/2175-8085.2020.e66845>.

Gomes, P. V.; Neto, N. K.; Carvalho, L.; Sumaili, J.; Saraiva, J. T.; Dias, B. H.; Miranda, V.; Souza, S. M. (2018). Technical-economic analysis for the integration of PV systems in Brazil considering policy and regulatory issues Energy Policy, v. 115, p. 199-206. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.01.014>.

Governo (2015). Decreto nº 61.439 de 19 de agosto de 2015. Disponível em: <https://www.al.sp.gov.br/repositorio/legislacao/decreto/2015/decreto-61439-19.08.2015.html>. Acesso em: 04/2021.

Hishikawa, Y.; Doi, T.; Higa, M.; Yamagoe, K. Ohshima, H.; Takenouchi, T.; Yoshita. M. (2018). Voltage-Dependent Temperature Coefficient of the I–V Curves of Crystalline Silicon Photovoltaic Modules. *IEEE Journal of Photovoltaics*, v. 8, no. 1, pp. 48-53, DOI: [10.1109/JPHOTOV.2017.2766529](https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2017.2766529).

Holdermann, C.; Kissel, J.; Beigel, J. (2013). Distributed photovoltaic generation in Brazil: An economic viability analysis of small-scale photovoltaic systems in the residential and commercial sectors. *Energy Policy*. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.11.064>.

Horin, M. B.; Kroll, Y. (2017). A simple intuitive NPV-IRR consistent ranking. *The Quarterly Review of Economics and Finance*, v. 66, p. 108-114. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.qref.2017.01.004>.

IBGE (2021). Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – Séries históricas. Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/estatisticas/economicas/precos-e-custos/9256-indice-nacional-de-precos-ao-consumidor-amplo.html?=&t=series-historicas>. Acesso em: 03/2021.

IEA (2021). International Energy Agency - Photovoltaic Power Systems Programme. Disponível em: https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2021/04/IEA_PVPS_Snapshot_2021-V3.pdf. Acesso em: 09/2021.

IPEA (2018). Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada. AGENDA 2030 - ODS – Metas Nacionais dos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável. Disponível em: https://www.ipea.gov.br/portal/index.php?option=com_content&view=article&id=33895&Itemid=433. Acesso em: 08/2021.

Magni, C. A.; Marchioni, A. (2020). Average rates of return, working capital and NPV-consistency in project appraisal: A sensitivity analysis approach. *International Journal of Production Economics*, v. 229, DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijpe.2020.107769>.

Martins, J. M. C. (2010). Estudo dos principais mecanismos de incentivo às fontes renováveis alternativas de energia no setor elétrico. Dissertação de mestrado, Universidade Estadual de Campinas (Unicamp) – São Paulo. Disponível em: http://repositorio.unicamp.br/bitstream/REPOSIP/264131/1/Martins_JulianaMarinhoCavalcanti_M.pdf. Acesso em: 07/2021.

Mendieta, J. D. P. (2018). Operação integrada hidro-solar na bacia do Alto São Francisco. *Dissertação de mestrado*, Universidade Estadual de Campinas (Unicamp) – São Paulo. Disponível em http://repositorio.unicamp.br/bitstream/REPOSIP/331524/1/PaezMendieta_JorgeDaniel_M.pdf. Acesso em: 04/2021.

MMA (2016). Ministério do Meio Ambiente. Convenção das Nações Unidas - Acordo de Paris. Disponível em <https://antigo.mma.gov.br/clima/convencao-das-nacoes-unidas/acordo-de-paris.html>. Acesso em: 04/2021.

MME (2010). Ministério de Minas e Energia. Boletim de monitoramento do sistema elétrico – 06/2010. Disponível em: <http://antigo.mme.gov.br/web/guest/secretarias/energia-eletrica/publicacoes/boletim-de-monitoramento-do-sistema-eletrico/2010>. Acesso em: 04/2021.

MME (2016). Ministério de Minas e Energia. Relatório – Programa de desenvolvimento da geração distribuída de energia elétrica (ProGD). Disponível em: http://antigo.mme.gov.br/web/guest/todas-as-noticias/-/asset_publisher/pdAS9IcdBICN/content/progd-confira-o-relatorio-final-do-grupo-de-trabal-1/pop_up. Acesso em: 04/2021.

MME (2020). Ministério de Minas e Energia. Boletim de monitoramento do sistema elétrico – 06/2020. Disponível em: <http://antigo.mme.gov.br/web/guest/secretarias/energia-eletrica/publicacoes/boletim-de-monitoramento-do-sistema-eletrico/1004>. Acesso em: 04/2021.

Newman, D. G.; Eschenbach, T. G.; Lavelle, J. P.; Lewis, N. A. (2020). Engineering Economic Analysis. 14th edition. Oxford University Press, 720p.

NREL (2017). *National Renewable Energy Laboratory*. Solar photovoltaic technology basics. Disponível em: <https://www.nrel.gov/research/re-photovoltaics.html#:~:text=Solar%20cells%2C%20also%20called%20photovoltaic,is%20called%20the%20photovoltaic%20effect>. Acesso em: 04/2021.

NREL (2018). *National Renewable Energy Laboratory*. Lifetime of PV panels. Disponível em: <https://www.nrel.gov/state-local-tribal/blog/posts/stat-faqs-part2-lifetime-of-pv-panels.html#:~:text=NREL%20research%20has%20shown%20that,rate%20of%200.5%25%20per%20year>. Acesso em: 03/2021.

Park, C. S. (2019). Fundamentals of Engineering Economics. 4th edition (global edition). Pearson Higher Education & Professional Group, 728p.

PL (2019). Câmara dos Deputados PRLP 5 – PL 5829/2019. Disponível em: <https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=2284631>. Acesso em: 06/2021.

Planalto (2002). Lei nº 10.438 de 26 de abril de 2002. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/2002/110438.htm. Acesso em: 04/2021.

Planalto (2003). Lei nº 10.762 de 11 de novembro de 2003. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/2003/L10.762.htm. Acesso em: 04/2021.

Planalto (2015). Lei nº 13.169 de 06 de outubro de 2015. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2015-2018/2015/Lei/L13169.htm. Acesso em: 04/2021.

Power-Solar (2020). How much do solar carports cost? Disponível em: <https://powersolarphoenix.com/carport-solar-panels-cost/>. Acesso em: 09/2021.

PROD (2020). Agência Nacional de Energia Elétrica - Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional – Módulo 3 - Acesso ao sistema de distribuição. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/modulo-3>. Acesso em: 04/2021.

PRT (2015). Ministério de Minas e Energia - Portaria nº 538, de 15 de dezembro de 2015. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/prt2015538mme.pdf>. Acesso em: 04/2021.

PS (2021). Portal Solar - Tipos de painel solar fotovoltaico. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/tipos-de-painel-solar-fotovoltaico.html>. Acesso em: 04/2021.

Rabuske, R.; Friedrich, L. R.; Fontura, F. B. B. (2018). Análise da viabilidade para implantação de energia fotovoltaica com utilização para sombreamento de estacionamento. Revista do CEPE. Disponível em: <https://online.unisc.br/seer/index.php/cepe/article/view/9424>. Acesso em: 04/2021.

REN (2004). Agência Nacional de Energia Elétrica - Resolução Normativa no 77 de 18 de agosto de 2004. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2004077.pdf>. Acesso em: 07/2021.

REN (2010). Agência Nacional de Energia Elétrica - Resolução Normativa nº 414 de 9 de setembro de 2010. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2010414.pdf>. Acesso em: 04/2021.

REN (2012). Agência Nacional de Energia Elétrica - Resolução Normativa nº 482 de 17 de abril de 2012. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em: 04/2021.

REN (2015). Agência Nacional de Energia Elétrica - Resolução Normativa nº 687 de 24 de novembro de 2015. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>. Acesso em: 04/2021.

REN (2017). Agência Nacional de Energia Elétrica - Resolução Normativa nº 786 de 17 de outubro de 2017. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2017786.pdf>. Acesso em: 04/2021.

Rocha, L. C. S.; Aquila, G.; Pamplona, E. O.; Paiva, A. P.; Chierigatti, B. G.; Lima, J. S. B. (2017). Photovoltaic electricity production in Brazil: A stochastic economic viability analysis for small systems in the face of net metering and tax incentives. *Journal of Cleaner Production*, v. 168, p.1448-1462. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2017.09.018>.

Ruviaro, R. S.; Daltrozo, J. G.; Garlet, L.; Lourenço W. M.; Santos, I. P. (2018). Análise da variação da eficiência do módulo fotovoltaico em função da temperatura. VII Congresso Brasileiro de Energia Solar. Disponível em: <https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/29>. Acesso em: 03/2021.

Santos, L. P. G.; Duarte, F. R.; Santos, V. M. L. (2019). Viabilidade técnico-econômica da utilização de energia solar na UNIVASP – Campus Juazeiro (BA). *Revista em Agronegócio e Meio Ambiente*. v. 12. n .4, p. 1227-1249. DOI: <https://doi.org/10.17765/2176-9168.2019v12n4p1227-1249>.

Silva, E. P. (2014). Fontes renováveis de energia: produção de energia para um desenvolvimento sustentável. 1ª edição. São Paulo/SP: Editora Livraria da Física.

Silva, A. A. L.; Macagnan, D. C.; Lago, S. M. S.; Bertolini, G. R. F. (2020). Sustentabilidade energética: um estudo da viabilidade econômica e financeira do uso de energia solar na avicultura. FUMEC, v. 21, n. 4, p. 27-46. Disponível em: <http://revista.fumec.br/index.php/pretexto/article/view/6114>. Acesso em 03/2021.

Souza Jr, A. J.; Ghilardi, W. J.; Madruga, S. R.; Alvarenga, S. M. (2019). Energia solar em organizações militares: uma análise da viabilidade econômico-financeira. Revista de Gestão e Tecnologia, v. 9, n. 1, p. 63-73. DOI: <http://dx.doi.org/10.22279/navus.2019.v9n1.p63-73.762>

Souza, S. V. & Gimenes, R. M. T. (2018). Viabilidade econômica da utilização de energia solar em sistemas de produção hidropônica. IGepec, Toledo, v. 22, n. 2, p. 27-45.

Surichauqui, R. C. C. (2015). Avaliação teórica e experimental do uso de conversores CC-CC na eficiência da conversão fotovoltaica em condições adversas de operação. *Dissertação de mestrado*, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio) – Rio de Janeiro. DOI <https://doi.org/10.17771/PUCRio.acad.26425>.

Vale, A. M.; Felix, D. G.; Fortes, M. Z.; Borba, B. S. M. C.; Dias, B. H. Santelli, B. S. (2017). Analysis of the economic viability of a photovoltaic generation project applied to the Brazilian housing program “Minha Casa Minha Vida”. Energy Policy, v. 108, p. 292-298. DOI: [10.1016/j.enpol.2017.06.001](https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.06.001).

Villalva, M. G. (2016). Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações. 2ª edição (rev. e atual.). São Paulo/SP: Érica.