



TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**Análise de Risco da Tarifa de Energia Elétrica
Frente à Integração da Geração Distribuída
Fotovoltaica em toda uma Distribuidora**

IZABELLE MOUR GOMES RIVAS

Orientador Prof. Dr. Anésio de Leles Ferreira Filho, UnB

Coorientador Prof. Dr. Elder Geraldo Domingues, IFG

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA

Brasília

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
Faculdade de Tecnologia

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**Análise de Risco da Tarifa de Energia Elétrica
Frente à Integração da Geração Distribuída
Fotovoltaica em toda uma Distribuidora**

IZABELLE MOUR GOMES RIVAS

Orientador Prof. Dr. Anésio de Leles Ferreira Filho, UnB

Coorientador Prof. Dr. Elder Geraldo Domingues, IFG

*Relatório submetido ao Departamento de Engenharia
Elétrica como requisito parcial para obtenção do
grau de Título de Bacharel em Engenharia Elétrica*

Banca Examinadora

Prof. Dr. Anésio de Leles Ferreira Filho, ENE/UnB _____
Orientador

João Gabriel Martin Del Solar, *Copperleaf Technologies* (Copperleaf) _____
Examinador Externo

Letícia Maria Amaral de Brito, Operador Nacional do Sistema (ONS) _____
Examinador externo

Lívia Maria de Rezende Raggi, Agência Nacional de Energia Elétrica/ANEEL _____
Examinador externo

FICHA CATALOGRÁFICA

RIVAS, IZABELLE MOUR GOMES

Análise de Risco da Tarifa de Energia Elétrica Frente à Integração da Geração Distribuída Fotovoltaica em toda uma Distribuidora [Distrito Federal] 2024.

xvi, 79 p., 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Bacharel, Engenharia Elétrica, 2024).

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO - Universidade de Brasília, Faculdade de Tecnologia.

Departamento de Engenharia Elétrica

1. Geração Distribuída Fotovoltaica

3. Análise de Risco

I. ENE/FT/UnB

2. Regulação Tarifária

4. Viabilidade Econômica

II. Título (série)

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

RIVAS, I. M. G. (2024). *Análise de Risco da Tarifa de Energia Elétrica Frente à Integração da Geração Distribuída Fotovoltaica em toda uma Distribuidora*. TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 79 p.

CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: IZABELLE MOUR GOMES RIVAS

TÍTULO: Análise de Risco da Tarifa de Energia Elétrica Frente à Integração da Geração Distribuída Fotovoltaica em toda uma Distribuidora.

GRAU: Bacharel em Engenharia Elétrica ANO: 2024

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias deste Trabalho de Conclusão de Curso e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. Do mesmo modo, a Universidade de Brasília tem permissão para divulgar este documento em biblioteca virtual, em formato que permita o acesso via redes de comunicação e a reprodução de cópias, desde que protegida a integridade do conteúdo dessas cópias e proibido o acesso a partes isoladas desse conteúdo. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte deste documento pode ser reproduzida sem a autorização por escrito do autor.

IZABELLE MOUR GOMES RIVAS

Depto. de Engenharia Elétrica (ENE) - FT

Universidade de Brasília (UnB)

Campus Darcy Ribeiro

CEP 70919-970 - Brasília - DF - Brasil

*Dedico esse trabalho ao meu Senhor
Jesus, que é digno de toda honra e glória.*

Izabelle Mour Gomes Rivas

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, que não escolhe os capacitados, mas capacita aos seus escolhidos. Obrigada por me guiar nos momentos difíceis, pela paciência e pelo amor incondicional.

Aos meus pais, que sempre me cercaram de cuidado e de amor, me incentivando a alcançar todos os meus sonhos.

Aos meus irmãos Marcela e Luis Guilherme, pelo carinho e por sempre torcerem por mim.

À minha avó, meus tios e primos, em especial a Cibele, Michelle e Larissa que, mesmo de longe, sempre me apoiaram.

Aos meus amigos da Trabalhe Essa Ideia por serem como uma segunda família para mim e que sempre entenderam a minha ausência.

Aos meus amigos do Dom Pedro e da UnB que tornaram essa jornada mais leve.

Ao meu orientador Prof. Dr Anésio de Leles Ferreira Filho pela oportunidade, pelos puxões de orelha, pelo suporte e ensinamentos ao longo dos anos.

Aos co-orientadores Prof. Dr Elder Geraldo Domingues e a Letícia Maria Amaral de Brito por todas as reuniões, discussões e pelo apoio durante a elaboração do trabalho.

Izabelle Mour Gomes Rivas

Diante do contexto e das discussões relacionados aos impactos e subsídios cruzados resultantes de políticas *Net Metering* associadas a tarifas volumétricas, este estudo tem como objetivo o desenvolvimento de uma metodologia estocástica para a quantificação do impacto decorrente da inserção da geração distribuída fotovoltaica (GDFV) na tarifa de energia elétrica brasileira considerando o período de transição previsto na Lei n.º 14.300 de 2022. Inicialmente, elabora-se um método estocástico para prever o crescimento da GDFV. Realiza-se a modelagem das variáveis aleatórias envolvidas, a saber, a potência instalada e o custo do sistema fotovoltaico (SFV) e estas são estimadas pelo Método de Monte Carlo. Na sequência, aplica-se uma análise de custo e benefício para se obter o valor presente do fluxo de caixa acumulado e o tempo de retorno do investimento. Por meio do Modelo de Difusão de Bass, é realizada a estimativa do número de adotantes. Os consumidores com real potencial de adotar à GDFV são identificados com base em análises socioeconômicas e ajustados conforme estimativas de crescimento do mercado. Nesta etapa, são contempladas estimativas de migração ao mercado livre de energia por meio de regressão linear. Os impactos nas perdas técnicas, decorrentes da inserção de SFVs, são estimados por meio da execução do fluxo de potência levando-se em consideração a realização de sorteios aleatórios dos posicionamentos desses sistemas nos alimentadores da distribuidora. Nesta etapa, a seleção da irradiância solar, temperatura e curva de carga foram feitas com base no Método de Monte Carlo. Além dos efeitos nas perdas técnicas, considera-se também a diminuição da energia contratada pela distribuidora. Em seguida, simula-se o processo de reajuste tarifário empregando-se a metodologia de cálculo da tarifa utilizada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) obtendo-se a tarifa esperada para o ano seguinte. A nova tarifa realimenta o cálculo do fluxo de caixa do consumidor, e o procedimento é repetido até que sejam simulados 5 anos. Uma projeção de 5 anos com potências, preços e posicionamentos sorteados configura um cenário. São sorteados novos cenários até verificação de convergência dos resultados. A metodologia proposta é aplicada a distribuidora responsável por atender o Município Poços de Caldas em Minas Gerais. Os resultados mostraram que a atual regulação brasileira não inviabiliza os investimentos em GDFV, com crescimentos expressivos do número de consumidores e da potência instalada. Em contrapartida, a inserção de geração próxima à carga piora os percentuais de perdas técnicas em mais de 75% dos cenários. Apesar da redução do montante de energia contratada pela distribuidora decorrente da exportação de energia da GDFV para a rede, observou-se aumento da tarifa para todos os grupos de tensão e modalidades de tarifação. Vale destacar que, mesmo com as baixas proporções da distribuidora analisada, o impacto foi significativo e o fenômeno da "espiral da morte" associado ao aumento das tarifas e à crescente adesão à GDFV, mostrou-se preocupante. Os efeitos em distribuidoras de maior porte podem ser ainda mais expressivos.

Palavras-chave: Geração Distribuída Fotovoltaica, Regulação Tarifária, Impactos, Análise de Risco, Viabilidade Econômica

ABSTRACT

In view of the context and discussions related to the impacts and cross-subsidies resulting from *Net Metering* policies associated with volumetric tariffs, this study aims to develop a stochastic methodology for quantifying the impact resulting from the insertion of photovoltaic distributed generation (GDFV) in Brazilian electricity tariffs considering the transition period established in Law 14.300 of 2022. Initially, a stochastic method is developed to predict the growth of GDFV. The random variables involved, which are installed power and system cost, are modeled and estimated using the Monte Carlo method. A cost-benefit analysis is then applied to obtain the present value of the accumulated cash flow and the payback time. The number of adopters is estimated using the Bass Diffusion Model. Consumers with real potential to adopt GDFV are identified based on socio-economic analysis and adjusted according to market growth estimates. At this stage, the migration of consumers to the free energy market is considered using linear regression. The impacts on technical losses resulting from the insertion of SFVs are estimated by running the power flow, taking into account random draws for the positioning of these systems on the distributor's feeders. At this stage, the solar irradiance, temperature, and load curve were selected using the Monte Carlo method. In addition to the effects on technical losses, the reduction in the energy contracted by the distributor is also considered. Next, the tariff adjustment process is simulated using the tariff calculation methodology used by the regulatory agent, obtaining the expected tariff for the following year. The new tariff feeds back into the consumer's cash flow calculation, and the procedure is repeated until 5 years have been simulated. A 5-year projection with powers, prices and positions drawn by lot configures a scenario. Scenarios are drawn until convergence of the results is verified. The proposed methodology was applied to the distributor responsible for serving the municipality of Poços de Caldas in Minas Gerais. The results showed that current Brazilian regulations do not make investments in GDFV unviable, with significant growth in the number of consumers and installed power. On the other hand, the insertion of generation close to the load led to an increase in the percentage of technical losses in more than 75% of the scenarios. Despite the reduction in the amount of energy contracted by the distributor as a result of exporting GDFV energy to the grid, there was an increase in tariffs for all voltage groups and tariff types. It is worth noting that, even with the low proportions of the distributor analyzed, the impact was significant and the phenomenon of the "death spiral" associated with the increase in tariffs and the growing adherence to GDFV was worrying. The effects on larger distributors could be even more significant.

Keywords: Photovoltaic Distributed Generation, Tariff Regulation, Impacts, Risk Analysis, Economic Viability

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	MOTIVAÇÃO	1
1.2	ESTADO DA ARTE	2
1.3	OBJETIVOS E CONTRIBUIÇÕES.....	4
1.4	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO.....	5
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	7
2.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	7
2.2	REGULAÇÃO TARIFÁRIA BRASILEIRA	7
2.2.1	REVISÃO E REAJUSTE TARIFÁRIO	7
2.2.2	ESTRUTURA TARIFÁRIA	8
2.3	AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE E REGULADA	11
2.4	COMPONENTES DA TARIFA DE ENERGIA ELÉTRICA	12
2.4.1	PARCELA A	12
2.4.2	PARCELA B	14
2.4.3	COMPONENTES FINANCEIROS	14
2.5	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA	14
2.5.1	SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	14
2.5.2	MODELAGEM DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA.....	16
2.6	IMPACTOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA	18
2.6.1	NÍVEIS DE TENSÃO	18
2.6.2	DEMANDA DE PICO	19
2.6.3	PERDAS TÉCNICAS	19
2.6.4	DEMAIS IMPACTOS	20
2.7	MÉTODO DE MONTE CARLO	20
2.8	MODELO DE DIFUSÃO DE BASS	21
2.9	CONSIDERAÇÕES FINAIS	22
3	METODOLOGIA.....	23
3.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	23
3.2	VISÃO GERAL	23
3.3	PREVISÃO DA POTÊNCIA INSTALADA	25
3.3.1	VARIÁVEIS ALEATÓRIAS	25
3.3.2	ENERGIA MÉDIA GERADA POR UM SISTEMA FOTOVOLTAICO	26
3.3.3	CÁLCULO DO PAYBACK	27
3.3.4	ESTIMATIVA DO MERCADO POTENCIAL	29
3.3.5	ESTIMATIVA DO NÚMERO DE ADOTANTES	31

3.3.6	ESTIMATIVA DA POTÊNCIA INSTALADA POR CLASSE E ENERGIA PROVENIENTE DA GD	31
3.3.7	ALGORITMO DESENVOLVIDO PARA PREVISÃO DA POTÊNCIA INSTALADA.....	32
3.4	CÁLCULO DAS PERDAS TÉCNICAS	33
3.4.1	SORTEIO E DIMENSIONAMENTO DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	33
3.4.2	SIMULAÇÕES INDIVIDUAIS DOS ALIMENTADORES.....	35
3.4.3	PERCENTUAL DE PERDAS TÉCNICAS	38
3.4.4	ALGORITMO DESENVOLVIDO PARA CÁLCULO DAS PERDAS TÉCNICAS	39
3.5	CÁLCULO DA TARIFA DE ENERGIA ELÉTRICA	40
3.6	COEFICIENTE DE VARIAÇÃO DO CENÁRIO	42
3.7	ALGORITMO COMPLETO DESENVOLVIDO.....	43
3.8	CONSIDERAÇÕES FINAIS	44
4	MATERIAIS.....	45
4.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	45
4.2	DADOS DA DISTRIBUIDORA ANALISADA	45
4.3	HISTÓRICO DAS VARIÁVEIS ALEATÓRIAS	47
4.3.1	CRESCIMENTO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA	47
4.3.2	PREÇO UNITÁRIO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO	48
4.3.3	TARIFA DE ENERGIA ELÉTRICA	49
4.3.4	CONSUMO DO MERCADO LIVRE DE ENERGIA.....	50
4.4	DADOS METEOROLÓGICOS	51
4.5	PREVISÃO E HISTÓRICO DO PIB.....	52
4.6	MODELAGEM DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	53
4.7	PARÂMETROS UTILIZADOS NO ALGORITMO	54
4.8	FERRAMENTAS COMPUTACIONAIS	55
4.9	CONSIDERAÇÕES FINAIS	56
5	RESULTADOS E DISCUSSÕES	57
5.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	57
5.2	PREÇO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO	57
5.3	TEMPO DE RETORNO DO INVESTIMENTO	58
5.4	COMPORTAMENTO DO MERCADO LIVRE	60
5.5	MERCADO POTENCIAL FINAL.....	61
5.6	EXPECTATIVA DE NÚMERO DE ADOTANTES	63
5.7	EXPECTATIVA DE POTÊNCIA INSTALADA	65
5.8	PERCENTUAL DE PERDAS TÉCNICAS	65
5.9	ANÁLISE DA TARIFA.....	66
5.9.1	ENERGIA REQUERIDA	66
5.9.2	MONTANTE DE PERDAS TÉCNICAS	67
5.9.3	TARIFA DE ENERGIA ELÉTRICA PARA A BAIXA TENSÃO	67
5.9.4	TARIFA DE ENERGIA ELÉTRICA PARA A ALTA TENSÃO	68
5.10	CONSIDERAÇÕES FINAIS	70

6 CONCLUSÕES.....	71
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	74

LISTA DE FIGURAS

2.1	Componentes da tarifa de energia. Fonte: adaptado de (ANEEL, 2024b).....	9
2.2	Componentes da tarifa de uso do sistema de distribuição. Fonte: adaptado de (ANEEL, 2024b).....	9
2.3	Esquemático da comercialização de energia no ACR e no ACL. Fonte: adaptado de (AMARAL, 2016).	12
2.4	Síntese da cobrança aplicada aos prosumidores do novo modelo do SCEE. Fonte: (ANEEL, 2022a)	16
2.5	Ilustração do modelo do SFV. Fonte: (RADATZ; SUNDERMAN; ROCHA, 2020)	17
2.6	Faixas de tensões estabelecidas pela ANEEL. Fonte: (ANEEL, 2024c).	19
2.7	Curva S típica de um processo de difusão bem-sucedido. Fonte: adaptado de (ROGERS, 1962).....	21
3.1	Diagrama geral da metodologia desenvolvida.	24
3.2	Procedimento adotado para cálculo da Potência Instalada.....	34
3.3	Procedimento adotado para cálculo do percentual de Perdas Técnicas.....	39
3.4	Procedimento completo adotado.	43
4.1	Relação de empreendimentos de MMD em Poços de Caldas. Fonte: (ANEEL, 2023c)	48
4.2	Histórico de preço dos SFV por classe. Fonte: adaptado de (GREENER, 2023).....	49
4.3	Histórico dos componentes da tarifa por subgrupo de tensão. Fonte: (ANEEL, 2023e).	50
4.4	Histórico da tarifa de demanda para o subgrupo A4. Fonte: (ANEEL, 2023e).....	50
4.5	Histórico do consumo mercado livre e no mercado cativo do subgrupo A4. Fonte: (ANEEL, 2023e).	51
4.6	Comportamento da temperatura e da irradiância registrado pelo INMET em 2023. Fonte: adaptado de (TOGO, 2023).	52
4.7	Velocidade do vento registrada pelo INMET em 2023. Fonte: adaptado de (TOGO, 2023). ..	52
4.8	Histórico e previsão de comportamento do PIB. Fonte: (EPE, 2022)	53
4.9	Curvas utilizadas na modelagem dos SFVs. Fonte: (EPRI, 2011)	53
5.1	Preço dos SFVs por classe.....	57
5.2	Payback de consumidores residenciais.	58
5.3	Payback consumidores comerciais.	59
5.4	Comparação do valor esperado do payback por classe de consumidor.	60
5.5	Porcentagem do mercado A4 referente ao mercado livre.	60
5.6	Mercado potencial final das classes residenciais.....	61
5.7	Mercado potencial final das classes comerciais.	62
5.8	Número acumulado de adotantes classes residenciais.	63
5.9	Número acumulado de adotantes classes comerciais.	64
5.10	Potência instalada referente a GDFV prevista na distribuidora.....	65
5.11	Porcentagem de perdas técnicas.....	65

5.12 Energia requerida pela distribuidora.	66
5.13 Montante de perdas técnicas de energia.	67
5.14 Resultado tarifa convencional BT.	68
5.15 Tarifa de energia elétrica nas modalidades verde e azul.	68
5.16 Tarifa de demanda nas modalidades verde e azul.	69
5.17 Tarifa de demanda aplicada a UCs de geração A4.	69

LISTA DE TABELAS

3.1	Tabela de Mercado Potencial. Fonte: adaptado de (EPE, 2022)	30
3.2	Relação entre classe de consumidor e UCs aptas para instalação de SFV	35
4.1	Classes de consumidores atendidas pela distribuidora. Fonte: adaptado de (ANEEL, 2023e)	46
4.2	Quantidade de UCs por grupo e subgrupo de tensão. Fonte: (ANEEL, 2023e).....	46
4.3	Dados de energia do último processo tarifário. Fonte: adaptado de (ANEEL, 2023e).	47
4.4	Quantidade de UCs por grupo e subgrupo de tensão. Fonte: (ANEEL, 2023c).....	48
4.5	Potência utilizada como referência para obtenção dos preços dos SFV. Fonte: adaptado de (EPE, 2022)	49
4.6	Parâmetros utilizados nas análises. Fonte: adaptado de (EPE, 2022).....	54

LISTA DE SÍMBOLOS

Siglas

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
CA	Corrente alternada
CC	Corrente contínua
CCEAR	Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia
COM	<i>Component Object Model</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GD	Geração Distribuída
GDFV	Geração Distribuída Fotovoltaica
GW	Gigawatt
GWh	Gigawatthora
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
kW	Kilowatt
kWh	Kilowatthora
LCOE	Levelized cost of electricity
MCSD	Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits
MMGD	Micro e Minigeração Distribuída
MW	Megawatt
MWh	Megawatthora
NEM	<i>Net Metering</i>

OpenDSS	<i>Open Distribution System Simulator</i>
PCAT	Planilha de Cálculo da Abertura Tarifária
PRODIST	Regras e Procedimentos de Distribuição
PRORET	Procedimentos de Regulação Tarifária
RED	Recurso Energético Distribuído
REN	Resolução Normativa
SCEE	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
SFV	Sistema Fotovoltaico
SPARTA	Sistema para Processos Automatizados de Revisão/ Reajuste Tarifário
TE	Tarifa de Energia
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
UC	Unidade Consumidora
UnB	Universidade de Brasília
W	Watt
Wp	Watt-pico

Variáveis

$\$f$	Constante obtidas por regressão não linear	
$\$0$	Constante obtidas por regressão não linear	
$\$_{2023}$	Preço unitário do SFV observado em 2023	[R\$/kWp]
$\$_{PV}(t)$	Preço unitário do sistema para o ano t	[R\$/kWp]
ϵ	Valor máximo para o coeficiente de variação	
$\eta_{Inversor}(P_{CC}(t))$	Rendimento da conversão CC-CA do inversor para dada $P_{CC}(t)$ no instante de tempo t	
$\eta_T(T_{SFV}(t))$	Rendimento do módulo fotovoltaico para dada temperatura do SFV para o instante de tempo t	
μ_x	Média da variável em análise x	
Ω	Conjunto dos resultados obtidos	
Φ_i	Total de fases existentes na conexão da UC i ao barramento	
σ_x	Desvio padrão da variável em análise x	
τ	Taxa de degradação do sistema em %	

θ	Taxa média observada de redução anual do preço	
ano	Ano analisado	
$B_{energia}(t)$	Benefício associado ao consumo de energia	[R\$]
$B_{tributo}(t)$	Benefício associado à isenção tributária	[R\$]
$C_D(t)$	custo associado à demanda contratada no ano t	[R\$]
$C_T(t)$	custo total do investimento associado ao ano t	[R\$]
C_{cons}	Identificador da classe de consumidores	
C_{inv}	Custo de troca do inversor	[R\$]
$C_{O\&M}$	Custo com operação e manutenção associado ao ano t	[R\$]
C_{PV}	Custo de instalação do SFV	[R\$]
cc	Custo de capital	
CE	Custo de compra de energia elétrica e geração própria	[R\$]
CT	Custo com conexão e uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição	[R\$]
CV	Coefficiente de Variação	
CV_{cen}	Coefficiente de variação dos cenários simulados	
CV_{D_S}	Coefficiente de variação da demanda	
$CV_i(t)$	Coefficiente de variação associado ao ano t , e referente à variável i pertencente ao conjunto Ω	
CV_{L_S}	Coefficiente de variação da média das perdas técnicas	
CV_S	Coefficiente de variação da simulação	
CV_{V_S}	Coefficiente de variação da tensão	
D_d	Demanda de pico do dia d simulado com probabilidade de 95% de não ser excedida	[kW]
D_h	Demanda de todas as UCs do alimentador para a hora h do dia d simulado	[kW]
D_i	Demanda da UC i para a hora h	[kW]
D_S	Demanda de pico da simulação	[kW]
E	Consumo médio diário da UC	[kWh]
$e(t)$	Oscilações aleatórias no preço unitário do SFV no ano t	[R\$/kWp]
$E_g(t)$	Energia mérida gerada por um SFV no ano t	[MWh]
$E_{A1_{2023}}$	Mercado de energia referente aos consumidores conectados no nível A1 em 2023	[MWh]

E_{A1}	Mercado de energia referente aos consumidores conectados no nível A1	[MWh]
$E_{g,c}(\tau)$	Energia gerada pelo SFV no ano τ instalada no ano t para a classe de consumidores c	[MWh]
$E_{GD,c}(t)$	Energia gerada agregada da classe de consumidores c no ano t	[MWh]
$E_{GD}(t)$	Energia gerada pela GD no ano t	[MWh]
$E_{h,j}$	Energia consumida na hora h do alimentador j	[MWh]
$E_{ML,A1,A2,A3_{2023}}$	Energia demandada pelos consumidores livres A1, A2 e A3 em 2023	[MWh]
$E_{ML,A4}$	Energia do mercado livre do grupo de tensão A4 em 2023	[MWh]
E_{ML}	Mercado de energia registrado pelos consumidores do mercado livre	[MWh]
$E_{ML}(t)$	Energia demandada pelo mercado livre no ano t	[MWh]
E_{MWh}	Somatório da energia consumida observada em todos os alimentadores	[MWh]
$E_{PROINFA}$	Energia subsidiada pelo Programa de Incentivo às Fontes Alternativas	[MWh]
$EF'_{BT_{2023}}$	Energia de fornecimento para o mercado BT em 2023 excluindo consumo UCs baixa renda	[MWh]
$EF_{A1,A2,A3_{2023}}$	Energia de fornecimento para o mercado cativo A1, A2 e A3 em 2023	[MWh]
EF_{A4}	Energia de fornecimento para o mercado cativo A4 em 2023	[MWh]
$EF_{AT}(t)$	Energia de fornecimento para o mercado cativo AT no ano t	[MWh]
$EF_{BT}(t)$	Energia de fornecimento para o mercado BT no ano t	[MWh]
$EF_{bx\ renda_{2023}}$	Energia de fornecimento para os consumidores classificados como baixa renda em 2023	[MWh]
EN	Encargos setoriais definidos em legislação específica	[R\$]
ER	Energia requerida	[MWh]
$ER(t)$	Energia requerida no ano t	[MWh]
ES_{2023}	Energia destinada para consumo próprio e suprimento às concessionárias e permissionárias acessantes	[MWh]
EV	Energia vendida pela distribuidora para atendimento aos consumidores	[MWh]
$EV(t)$	Energia vendida pela distribuidora para atendimento aos consumidores para o ano t	[MWh]
$F(t)$	é a distribuição acumulada	
$f(t)$	probabilidade de adoção no tempo t	
$f_{comercial}$	Fator comercial	

$FC(t)$	Fluxo de caixa associado ao ano t	[R\$]
FP	Fator de potência do inversor	
G_{SC}	Irradiância nas condições padrões de teste	[kWp/m ²]
h	Hora simulada	
HSP	Quantidade de horas de sol pleno	[h]
I	Irradiância solar média anual da região	[kWh/m ² .dia]
$I_T(t)$	Irradiância incidente no módulo fotovoltaico relativa ao valor típico de pico da irradiância na superfície para o instante t	[p.u.]
$icms$	Alíquota aplicada à energia	
$Irr(t)$	Irradiância no instante t	[W/m ²]
k	Pico da irradiância típico na superfície terrestre	[kW/m ²]
L_d	Média das perdas técnicas do dia d simulado	[kWh]
L_h	Perdas técnicas para a hora h do dia simulado	[MWh]
L_S	Média das perdas técnicas da simulação	[kWh]
$L_{h,j}$	Perdas técnicas da hora h do alimentador j	[MWh]
L_{MWh}	Somatório das perdas técnicas observadas em todos os alimentadores	[MWh]
m	mercado potencial final	
$M(t)$	Mercado potencial final para o ano t	
$M_0(t)$	Mercado potencial inicial para o ano t	
n	Número de simulações realizadas	
$N(t)$	número acumulado de adotantes	
$N_c(t)$	Número acumulado de prosumidores no ano t para a classe c	
N_d	Número de dias simulados	
N_ϕ	Total de fases presentes no alimentador	
N_{alim}	Identificador do alimentador a ser analisado	
N_{cen}	Número do cenário analisado	
N_{UC_ϕ}	Total de UCs presentes no alimentador	
p	coeficiente de inovação	
P_a	Potência do SFV associada ao ano de instalação	[kWp]
$P_a(t)$	Potência do sistema instalado no ano t	[kWp]

$P_{a,c}(\tau)$	Potência unitária do SFV para a classe de consumidores c instalada no ano τ	[kWp]
$P_{CA}(t)$	Potência ativa de saída do inversor para o instante de tempo t	[kW]
$P_{CC}(t)$	Potência gerada pelo SFV, em CC, para o instante t	[kW]
$P_{SFV,c}(t)$	Potência instalada para a classe de consumidores c no ano t	[kWp]
P_{SFV}	Potência máxima instalada do SFV da UC	[kW]
P_{SFV}	Potência máxima instalada do SFV na UC	[kW]
$Pb(t)$	Payback observado para um SFV instalado no ano t	
$perc_{inv}$	Percentual referente à troca do inversor	
$perc_{ML}(t)$	Percentual do mercado livre em relação ao mercado AT associado ao ano t	
$perc_{O\&M}$	Percentual de operação e manutenção do sistema definido conforme a classe de consumidor	
$percFioB(t)$	Variável adimensional referente ao percentual de cobrança do Fio B associado ao ano t	
$PIB(t)$	Previsão do Produto Interno Bruto para o ano t	
$pis, cofins$	Alíquota associada ao PIS e ao COFINS	
PNT	Perdas de energia não técnicas	[MWh]
PNT_{2023}	Perdas de energia não técnicas identificadas em 2023	[MWh]
PR	<i>Performance Ratio</i> , descreve a eficiência do SFV	
PRB	Perdas da Rede Básica em 2023	[MWh]
PRT	Perdas de energia, inclui perdas técnicas, não técnicas e no sistema de transmissão	[MWh]
$PT_{\%}$	Percentual de perdas técnicas	[MWh]
$PT_{\%}(t)$	Percentual de perdas técnicas observadas associada ao ano t	[MWh]
PT_{MWh}	Perda técnica de energia	[MWh]
q	coeficiente de imitação	
$Q_{CA}(t)$	Potência reativa de saída do inversor para o instante de tempo t	[kVAr]
RI	Receitas irre recuperáveis	[R\$]
s	Sensibilidade ao payback	
sim	Percentual de simultaneidade entre a geração e o consumo da respectiva classe	
t	Ano analisado	
t_0	Ano inicial do histórico dos dados	

t_d	Ano anterior à projeção	
T_{alim}	Total de alimentadores simulados da distribuidora	
$T_{ambiente}(t)$	Temperatura ambiente no instante t	[°C]
T_{ano}	Tarifa associada a ano	
$T_{cons}(t)$	Tarifa de consumo de energia	[R\$/kWh]
$T_{DC}(t)$	Tarifa da demanda associada ao ano t	[R\$/kW]
$T_{fioB}(t)$	Parcela da tarifa que corresponde ao Fio B associada ao ano t	[R\$/kWh]
$T_{inj}(t)$	Tarifa que precifica a energia injetada na rede associada ao ano t	[R\$/kWh]
$T_{SFV}(t)$	Temperatura do SFV no instante t	[°C]
$T_{TE}(t)$	Parcela da tarifa que corresponde à tarifa de energia associada ao ano t	[R\$/kWh]
$T_{TUSD,sfioB}(t)$	Parcela da tarifa que corresponde à tarifa de uso do sistema de distribuição excluindo a componente associada ao Fio B associada ao ano t	[R\$/kWh]
TM	Tarifa média de repasse dos contratos da distribuidora	[R\$/MWh]
V_d	Quantidade relativa média de violações de tensão do alimentador para o dia d simulado	
V_h	Quantidade relativa média de violações de tensão do alimentador para a hora h do dia simulado	
V_S	Quantidade relativa média de violações de tensão do alimentador	
$V_{i,\phi}$	Violação de tensão em regime permanente da fase ϕ do barramento de conexão da UC i	
$v_{vento}(t)$	Velocidade do vento no instante t	[m/s]
VPA	Valor da parcela A	[R\$]
<i>mercado nicho residencial</i>	total de domicílios cuja renda do responsável seja maior que 3 salários mínimos	
<i>FAL</i>	Fator de aptidão local	
<i>total de domicílios</i>	total de domicílios próprios declarados no Censo IBGE	

1 INTRODUÇÃO

1.1 MOTIVAÇÃO

Visando-se a geração, transmissão, distribuição e consumo da energia de forma eficiente e mais inteligente, o setor elétrico tem enfrentado uma série de transformações nos últimos anos impulsionadas por diversos fatores. Dentre eles destaca-se a expansão da utilização de fontes renováveis, a descarbonização do sistema energético, como parte dos esforços globais de mitigação das mudanças climáticas, a descentralização da geração de energia e a proliferação da informação e de tecnologias de comunicação. Neste cenário, a estrutura do setor elétrico, as regulamentações e subsídios apresentam papel fundamental para viabilizar e impulsionar essas mudanças (PÉREZ-ARRIAGA; KNITTER, 2016)

No Brasil, tem-se observado um expressivo crescimento da geração distribuída (GD), caracterizada pela produção de energia elétrica em proximidade ao ponto de consumo. A depender de sua potência, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) a define como micro ou minigeração distribuída (MMGD). A primeira UC a aderir a GD o fez em 2009. Desde então, nota-se um crescimento acelerado de modo que se atingiu em julho de 2024 uma potência instalada de mais de 31 GW. Nos dados de empreendimentos de MMGD da ANEEL, (ANEEL, 2023c), identifica-se a predominância da geração distribuída fotovoltaica (GDFV), a qual corresponde a 99% do volume total. Este fenômeno está relacionado ao declínio dos custos dos painéis fotovoltaicos, aos incentivos governamentais e a uma crescente conscientização sobre a relevância das questões ambientais. Além disso, o Brasil apresenta grande potencial para a GDFV devido à sua vasta extensão territorial e condições climáticas favoráveis.

Dentre as formas de incentivo à GDFV, destaca-se o *Net Metering* (NEM). Nesta modalidade de tarifação, a energia injetada na rede pela GD é valorada da mesma maneira que a consumida. Contudo, esta metodologia de tarifação não contempla todos os custos da rede, gerando desequilíbrios econômicos e financeiros. A combinação do NEM com tarifas puramente volumétricas (baseadas exclusivamente no consumo em kWh, no caso da baixa tensão) resulta em subsídios cruzados entre consumidores que não possuem a GD e aqueles que possuem, também chamados de prosumidores (PICCIARIELLO et al., 2015). Isto se deve ao fato de tarifas volumétricas, sem granularidade temporal e sem o devido sinal locacional, não permitirem a sinalização econômica para que a inserção da GD seja adequadamente valorada e revertida em benefícios sistêmicos, de acordo com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) (EPE, 2018).

O NEM, chamado de Sistema de Compensação de Energia (SCEE), foi instituído no Brasil em 2012, por meio da Resolução Normativa (REN) 482/2012. Em 2022, com a Lei n.º 14.300 (BRASIL, 2022), o SCEE brasileiro foi alterado de modo que os novos prosumidores arquem gradualmente com os custos vinculados ao uso da infraestrutura de distribuição da concessionária. Apesar das melhoras nas perdas de receita, o novo modelo não impede o aumento da tarifa de energia elétrica. À medida que o custo da energia elétrica aumenta, o investimento em GDFV torna-se mais atrativo. Por consequência, o número de consumidores-geradores aumenta, de modo a causar novos aumentos na tarifa de energia elétrica. Este fenômeno é conhecido como "Espiral da Morte" (IGLESIAS; VILAÇA, 2022).

Além dos efeitos econômicos da GDFV, a instalação de geração próxima ao consumo traz impactos técnicos na rede associados à qualidade do fornecimento de energia elétrica. A presença da GDFV pode ocasionar a melhora do perfil de tensão dos alimentadores, redução das perdas de energia associado ao transporte da mesma, além de redução da demanda de energia em horários de incidência solar (STECANELLA, 2020). Estes benefícios interferem no faturamento de energia, porém dependem da potência instalada e da localização da GDFV na rede. A depender destas variáveis, os efeitos podem ser contrários e levar ao aumento da cobrança de energia (BRITO, 2017).

A seção seguinte apresenta uma revisão bibliográfica de estudos relacionados ao impacto do crescimento da GDFV na tarifa de energia e na receita da distribuidora. Além disso, os trabalhos analisam a relação entre a atratividade do investimento e o modelo de tarifação aplicado.

1.2 ESTADO DA ARTE

Em (KOMENO et al., 2022), os autores realizaram uma análise da viabilidade econômica considerando a REN 482. Para tanto, eles analisaram o fluxo de caixa do prosumidor e da distribuidora. Eles utilizaram o modelo de Bass para realizar a projeção da adesão ao SFV. A imprevisibilidade das variáveis é contemplada por meio do Método de Monte Carlo. Contudo, não é realizada análise dos impactos na tarifa de energia elétrica. Outros especialistas também empregaram o Modelo de Bass para projetar a expansão da GDFV, tais como (SIGRIN et al., 2016), (EPE, 2022), (DONG; SIGRIN; BRINKMAN, 2017), (KURDGELASHVILI et al., 2019), (TRACHUK; LINDER, 2019) e (KONZEN, 2014). Em (KONZEN, 2014), é realizada uma estimativa da difusão de sistemas fotovoltaicos residenciais no Brasil. Neste caso, o autor utilizou dados financeiros e considerou possíveis limitações físicas nos domicílios para a determinação do mercado com potencial adesão à GDFV.

Em (COELHO et al., 2021), os autores conduziram uma análise de risco financeiro do prosumidor de GDFV para 15 cidades atendidas por sete distribuidoras de energia que operam em diferentes regiões de São Paulo, Brasil. Eles aplicaram o Método de Monte Carlo para estimar a tarifa de energia e a irradiação solar. Além disso, os autores contemplaram as 6 alternativas regulatórias propostas pela ANEEL na Análise de Impacto Regulatório (ANEEL, 2019). O estudo concluiu que i) os impactos das alternativas da NEM podem diferir significativamente, a depender do local onde esta política é implantada, e ii) os incentivos financeiros podem mitigar o risco financeiro para alguns consumidores. Contudo, a análise foi realizada sob a perspectiva do investidor e não considerou os efeitos da GDFV na tarifa de energia.

No tocante ao novo SCEE brasileiro, em (IGLESIAS; VILAÇA, 2022), os autores apresentam uma análise do investimento e impacto da GDFV no Brasil com a REN 482 e com a REN 1.059. Para tanto, eles analisam o *Levelized cost of electricity* (LCOE), a receita da distribuidora para aplicação do Modelo de Bass, e a obtenção de estimativas do número de adotantes da GDFV. Por meio de análises determinísticas, os autores calcularam a perda de receita das distribuidoras. A tarifa foi recalculada dividindo a perda de receita pela receita total da distribuidora. Dessa forma, eles observaram que a Lei 14.300 diminui a atratividade do investimento, reduzindo o número de adotantes esperado. Por outro lado, com a Lei n.º 14.300, o aumento da tarifa devido aos subsídios cruzados da GD é reduzido em 48%. Contudo, o novo

sistema de compensação não impede cenários da chamada "espiral da morte", apesar de diminuir a sua probabilidade. Ressalta-se que a análise desenvolvida não contempla a estocasticidade das variáveis, os impactos técnicos da GDFV e as particularidades do processo de recálculo da tarifa.

Em (PICCIARIELLO et al., 2015) é realizada uma quantificação dos subsídios cruzados entre consumidores e prossumidores oriundos da aplicação do NEM associado com tarifas puramente volumétricas. Para tanto, 12 cenários são simulados baseados em simulações de redes de distribuição de proporções reais. Além disso, neste trabalho, é proposta uma nova estrutura tarifária baseada em causalidade de custos. Observou-se que a combinação do NEM com tarifas volumétricas não rateia propriamente os custos na rede oriundos da GDFV. Notou-se que a proporção do subsídio cruzado varia de acordo com o nível de penetração da tecnologia e as características próprias da rede. Todavia, não foram realizadas análises temporais da expansão da GDFV, e sim cenários fixos. Além disso, a metodologia de cálculo da tarifa não contempla a complexidade envolvida na definição da mesma.

Outros estudos apresentam análises determinísticas dos subsídios cruzados entre consumidores e prossumidores oriundos da aplicação do NEM. Dentre eles, destacam-se os trabalhos de (ANSARIN et al., 2020), (BLANK; GEGAX, 2019), (CLASTRES et al., 2019), (VIEIRA; CARPIO, 2020), (LONDO et al., 2020) e (SERGICI et al., 2019), (PICCIARIELLO et al., 2015). Contudo, todos efetuam suas análises de acordo com a regulação e metodologia de tarifação vigentes em seus respectivos países.

Em (VIEIRA; CARPIO, 2020), os autores analisaram o comportamento da tarifa devido à inserção de GDFV no contexto do NEM. Eles observaram que o período entre 2023 e 2030 é crucial para a transição do mercado brasileiro. Adicionalmente, o NEM aplicado ao Brasil pode resultar em um aumento na tarifa residencial de 22% a 47% até 2035. Todavia, o estudo apresenta análises determinísticas, e não contempla consumidores não residenciais.

Vale ressaltar que muitos países que começaram utilizando o NEM, atualmente, estão migrando para outras maneiras de tarifação, tais como *net billing* e *feed-in tariff*. Estudos dos impactos destas mudanças são observados em diversos países como Espanha, (PICCIARIELLO et al., 2015); Polônia, (KURZ; NOWAK, 2023); Argentina, (CORIA; PENIZZOTTO; PRINGLES, 2020); e Chile, (WATTS et al., 2015).

Para o caso do Chile, em (WATTS et al., 2015), os autores propuseram uma metodologia baseada em microrredes locais e otimizadas, combinadas com curvas de aprendizado, para estimar potencial penetração de REDs em consumidores residenciais. Para tanto, os autores presumiram a presença de consumidores economicamente racionais que adotam a tecnologia simultaneamente no instante de paridade de rede. Desta forma, eles são capazes de prever o cenário mais extremo na visão da distribuidora. A metodologia foi aplicada para a cidade chilena Diego de Almagro, e considera o modelo de tarifação *net billing*, em que o custo da energia injetada na rede difere do custo da energia absorvida. Os autores observaram que as tarifas volumétricas possibilitam altos níveis de penetração de SFV. Porém, elas podem levar a distribuidora à falência e aumentar os subsídios cruzados. Por outro lado, as tarifas binômia e trinômia evitam a espiral da morte e apresentam maior eficiência econômica. Contudo, elas retardam o crescimento de RED. Destaca-se que os resultados superestimam a taxa de adesão dos REDs e desconsideram encargos externos no cálculo tarifário.

A Califórnia recentemente sofreu uma reforma no modelo de NEM com a implementação do Solar Billing Plan. Com um mecanismo semelhante ao *net billing*, a compensação da energia injetada reflete

o valor dessa produção para a rede. Este valor é definido conforme os custos evitados com expansão da capacidade de geração, transmissão e distribuição, perdas elétricas, geração de energia, serviços ancilares, acréscimo de gases de efeito estufa e vazamento de metano, limite de emissões e comércio de créditos de carbono (CPUC, 2022).

O cenário de Nova Iorque é analisado em (MUÑOZ-ÁLVAREZ; GARCÍA-FRANCO; TONG, 2018). Neste estudo, os autores analisaram o impacto da inserção de SFVs e sistemas de armazenamento de energia (SAE) nos sistemas de compensação de energia e na eficiência econômica a curto prazo. Dois modelos de integração foram considerados: o descentralizado, que depende dos próprios consumidores; e o centralizado, em que a distribuidora executa a sua implementação. Visando estimar os subsídios cruzados oriundos do sistema de compensação, eles calcularam a diferença na contribuição dos prosumidores com e sem NEM para a maior distribuidora de Nova Iorque. Por fim, eles realizaram uma análise empírica para estimar o impacto na satisfação do consumidor e nos subsídios cruzados. Os autores observaram que, por mais que políticas NEM associada a tarifas flat incentivem a adesão de RED, elas induzem a altos valores de subsídios cruzados e ineficiências de consumo capazes de superar os benefícios. Sistemas de compensação associados a tarifas binômias com altos encargos de conexão apresentam o retorno adequado sem comprometer a eficiência econômica. Entretanto, eles apresentam baixo incentivo de adesão. Porém, os autores não consideraram os demais efeitos da inserção de REDs, tais como melhora do nível de tensão, diminuição das perdas e inversão do fluxo.

Posto isto, observa-se que poucos estudos contemplam as particularidades envolvidas no processo de definição da tarifa de energia elétrica. Ademais, grande parte das análises desenvolvidas não consideram a relação entre a atratividade do investimento e como as alterações na tarifa de energia elétrica interagem com o mesmo. Além disso, muitos não contemplam a estocasticidade das variáveis e análises do fluxo de potência da rede.

1.3 OBJETIVOS E CONTRIBUIÇÕES

Este trabalho tem como objetivo elaborar e aplicar uma metodologia estocástica que visa prever os impactos na tarifa de energia elétrica da introdução de GDFV nos próximos 5 anos. A integração da GDFV contempla a atratividade do investimento e escolha de adoção da tecnologia pelo consumidor.

São objetivos específicos deste trabalho:

- Modelar as variáveis aleatórias envolvidas no processo de cálculo da tarifa de energia elétrica e da projeção de inserção da GDFV;
- Identificar o mercado com potencial de aderir a GDFV para as diferentes modalidades de geração;
- Aplicar um método de projeção da inserção da GDFV;
- Calcular o impacto da GDFV nas perdas técnicas de energia elétrica da distribuidora por meio da execução do fluxo da potência;

- Recalcular a tarifa de energia elétrica contemplando a projeção de GDFV realizada com base na Lei 14.300;
- Contemplar a relação entre a atratividade do investimento em SFV e a tarifa de energia por meio de um método iterativo.
- Identificar o crescimento da GDFV e da tarifa de energia elétrica associada.

Em síntese, este trabalho caracteriza-se como uma contribuição para a literatura atinente, ao desenvolver e aplicar uma metodologia estocástica para prever os impactos da introdução da GDFV nas tarifas de energia elétrica, considerando a atratividade do investimento e a adoção dessa tecnologia pelo consumidor. A modelagem das variáveis aleatórias envolvidas no cálculo tarifário e na projeção da GDFV permite uma análise robusta das incertezas inerentes ao processo. Além disso, a identificação de mercados potenciais para diferentes modalidades de geração, bem como a aplicação de um método de projeção da inserção da GDFV, oferece *insights* sobre o crescimento dessa tecnologia. O estudo também quantifica os impactos da GDFV nas perdas técnicas das distribuidoras de energia por meio da execução do fluxo de potência e recalcula a tarifa considerando as projeções realizadas. Cabe ainda destacar que, ao estabelecer uma relação iterativa entre a atratividade do investimento em sistemas fotovoltaicos e a tarifa de energia, o trabalho propicia uma compreensão abrangente sobre o crescimento da GDFV e suas implicações tarifárias, oferecendo uma base sólida para a tomada de decisões no setor elétrico.

1.4 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

O presente trabalho está organizado da seguinte forma:

O capítulo 2 expõe a fundamentação teórica da tarifa de energia elétrica e do sistema de compensação de energia brasileiro. Além disso, os impactos da GDFV e demais conceitos necessários a aplicação da metodologia são definidos.

O capítulo 3 descreve a metodologia proposta para realização da análise de risco da tarifa de energia.

No capítulo 4 são apresentados os dados empregados quando da aplicação da metodologia proposta.

O capítulo 5 discorre acerca dos resultados decorrentes da aplicação da metodologia proposta a uma distribuidora.

Por fim, o capítulo 6 sintetiza as conclusões obtidas e aponta sugestões de trabalhos futuros associados ao tema.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Neste capítulo, são apresentados os conceitos referente a definição da tarifa de energia elétrica brasileira e a sua relação com a GDFV. Além disso, o SCEE é caracterizado, além de serem apresentadas a modelagem do SFV e os seus impactos técnicos e na tarifa de energia. Também são exibidas as ferramentas necessárias para análise de risco proposta por este trabalho. O capítulo está apresentado da seguinte maneira:

A seção 2.2 expõe sobre a regulação tarifária brasileira, incluindo os processos de definição da tarifa e a estrutura tarifária.

A seção 2.3 apresenta os conceitos de mercado cativo e mercado livre de energia.

Em seguida, a seção 2.4 expõe as componentes utilizadas no cálculo da tarifa.

A seção 2.5 define o sistema de compensação de energia e apresenta a modelagem de SFVs empregada neste estudo.

A seção 2.6 apresenta os impactos da GDFV na qualidade e na tarifa de energia.

As seções 2.7 e 2.8 definem o Método de Monte Carlo e Modelo de Difusão de Bass, aplicados neste trabalho.

Por fim, a seção 2.9 sintetiza as principais informações apresentadas.

2.2 REGULAÇÃO TARIFÁRIA BRASILEIRA

A tarifa de energia é composta pelos valores necessários para cobrir os investimentos e as operações técnicas realizados pelos agentes da cadeia produtiva do setor de elétrico, além dos custos associados à viabilização da produção e entrega para o consumidor final (MME, 2024). Para tanto, ela é definida pela ANEEL em dois momentos, a saber, a revisão tarifária periódica, realizada a cada quatro anos; e o reajuste tarifário anual.

A seções seguintes explicam e caracterizam a revisão e o reajuste tarifário, além de discorrerem sobre a estrutura tarifária e as definições de grupos e subgrupos de tensão. Por fim, o mercado livre de energia e sua regulação são detalhados.

2.2.1 Revisão e Reajuste Tarifário

A revisão tarifária ocorre, em média, a cada quatro anos, conforme estabelecido no contrato de concessão. Neste processo, as tarifas são reposicionadas considerando-se os novos padrões de produtividade

exigidos para a concessionária e as alterações na estrutura de custos. Nele são definidos a Parcela A: corresponde aos custos pelos quais a distribuidora não tem gestão completa; a Parcela B: referente aos custos necessários para a empresa prover o serviço de distribuição de energia; as metas de qualidade e de perdas regulatórias de energia; e os componentes do Fator X para o ciclo tarifário. Este último visa repassar aos consumidores os ganhos de produtividade obtidos pela concessionária e os resultados da aplicação dos mecanismos de incentivos estabelecidos pela ANEEL nos processos tarifários (ANEEL, 2020). O processo de definição das Parcelas A e B estão detalhados na seção 2.4.

As perdas de energia, conforme disposto em (ANEEL, 2024a), se referem à energia elétrica gerada que passa pelas linhas de transmissão e redes da distribuição, mas não comercializada por motivos técnicos ou comerciais. Estas são classificadas em perdas técnicas e não técnicas. A primeira consiste em perdas inevitáveis e resultantes do fluxo de potência na rede elétrica. As perdas não técnicas estão associadas principalmente a furtos de energia, erros de leitura, medição e faturamento.

O reajuste tarifário, por sua vez, é realizado anualmente e visa manter o equilíbrio econômico-financeiro entre as revisões tarifárias. Em síntese, os custos associados à Parcela A são repassados aos consumidores, enquanto os custos referentes à Parcela B são corrigidos pelo índice de inflação constante no contrato de concessão (IGPM ou IPCA), deduzido o Fator X, conforme disposto em (ANEEL, 2021a) e (BRITO, 2017).

2.2.2 Estrutura Tarifária

É necessário definir como a receita requerida para a distribuidora atender ao seu mercado será repassada aos consumidores por meio da tarifa de energia elétrica. Esse procedimento é chamado de abertura ou estrutura tarifária. A tarifa final é composta por duas parcelas, a saber, a tarifa de energia (TE), disposta na Figura 2.1; e a tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD), apresentada na Figura 2.2.

Conforme apresentado na Figura 2.1, a TE inclui essencialmente os gastos de compra de energia pela distribuidora; encargos, calculados proporcionalmente à energia; as perdas na rede básica; as perdas de energia na rede básica; e os custos referentes ao transporte de energia proveniente de Itaipu até o ponto de conexão à rede básica.

Por outro lado, a TUSD, apresentada na Figura 2.2, inclui os encargos diretamente relacionados com o funcionamento do sistema elétrico: a tarifa Fio A, que engloba custos no serviço de transmissão da energia das geradoras às distribuidoras; Fio B, que inclui os custos vinculados ao uso da infraestrutura de distribuição da concessionária; as perdas, que consistem na energia despendida no serviço de transmissão e distribuição, além de possíveis furtos de energia e consumidores inadimplentes. Mais detalhes sobre os componentes e o procedimento de cálculo podem ser encontrados nos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET) (ANEEL, 2024b).

Tanto a TUSD quanto a TE se diferenciam segundo o grupo e subgrupo do consumidor, o posto e a modalidade tarifária. Tais definições estão dispostas a seguir.

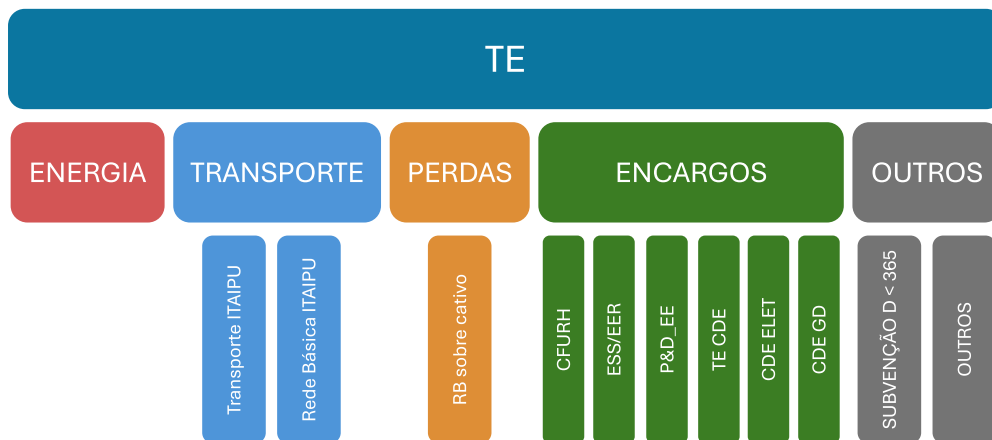


Figura 2.1: Componentes da tarifa de energia. Fonte: adaptado de (ANEEL, 2024b).

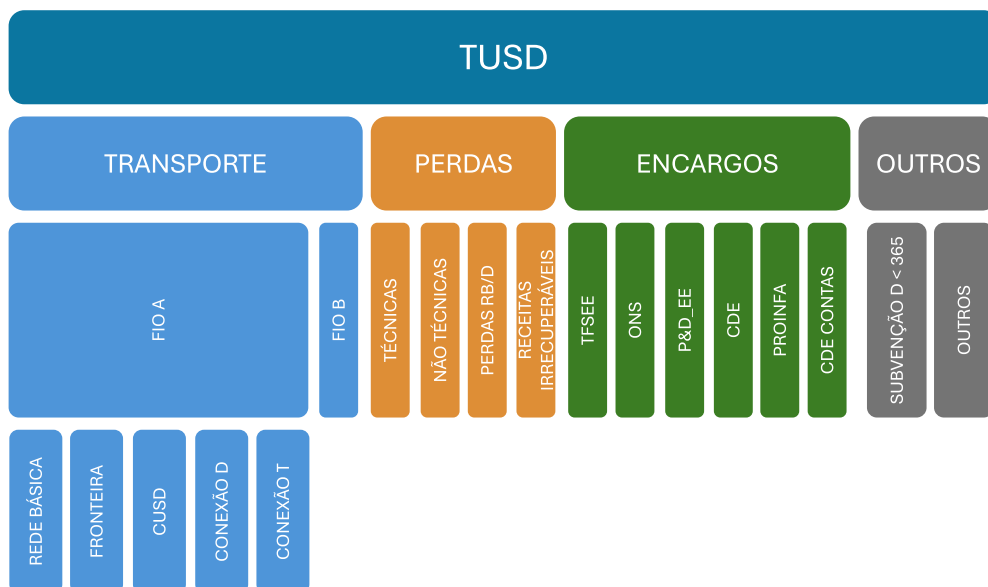


Figura 2.2: Componentes da tarifa de uso do sistema de distribuição. Fonte: adaptado de (ANEEL, 2024b)

2.2.2.1 Grupos e Subgrupos de Tensão

Conforme disposto em (ANEEL, 2021b), os consumidores são separados em dois grupos, a saber: alta tensão (AT), acima de 2,3kV ou unidade consumidora (UC) atendida a via sistema subterrâneo de distribuição; baixa tensão (BT), contemplando as demais UCs. Cada grupo é subdividido em subgrupos, conforme disposto abaixo.

1. Grupo A: Tensão $\geq 2,3$ kV

- (a) Subgrupo A1: tensão ≥ 230 kV;
- (b) Subgrupo A2: $88 \text{ kV} \leq \text{tensão} \leq 138 \text{ kV}$;
- (c) Subgrupo A3: tensão = 69 kV;
- (d) Subgrupo A3a: $30 \text{ kV} \leq \text{tensão} \leq 44 \text{ kV}$;
- (e) Subgrupo A4: $2,3 \text{ kV} \leq \text{tensão} \leq 25 \text{ kV}$;
- (f) Subgrupo AS: tensão $\leq 2,3$ kV, a partir de sistema subterrâneo de distribuição.

2. Grupo B: tensão $\leq 2,3$ kV

- (a) Subgrupo B1: classe residencial e subclasse residencial baixa renda;
- (b) Subgrupo B2: classe rural
- (c) Subgrupo B3: outras classes: industrial, comercial, serviços e outras atividades, poder público, serviço público e consumo próprio;
- (d) Subgrupo B4: classe iluminação pública

2.2.2.2 Posto Tarifário

Segundo o PRORET, disposto em (ANEEL, 2024b), posto tarifário compreende ao período em horas para aplicação das tarifas de forma diferenciada ao longo do dia. Ele é dividido em ponta, intermediário e fora de ponta.

- (i) Posto tarifário ponta: o período de ponta é composto por três horas diárias consecutivas de maior carga do sistema da distribuidora, salvo fins de semana e feriados. Ele é definido pela distribuidora e aprovado pela ANEEL para toda a área de concessão;
- (ii) Posto tarifário intermediário: consiste em uma hora antes e uma hora depois do posto de ponta
- (iii) Posto tarifário fora de ponta: o período fora de ponta contempla as demais horas diárias não classificadas em ponta e posto tarifário intermediário.

2.2.2.3 Modalidades Tarifárias

Por sua vez, as modalidades tarifárias que atendem aos consumidores são:

- (i) Modalidade tarifária horária azul: aplicada às UCs do grupo A. Ela apresenta tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, segundo o posto tarifário;
- (ii) Modalidade tarifária horária verde: análoga a azul, porém, ela apresenta uma única tarifa de demanda de potência;
- (iii) Modalidade tarifária convencional binômia: voltada para UCs do grupo A, ela é caracterizada por apresentar tarifas de consumo de energia elétrica e demanda de potência, independentemente do posto;
- (iv) Modalidade tarifária convencional monômia: aplicável às UCs do grupo B, ela é composta por tarifas de consumo de energia elétrica independentes do posto. Consiste na modalidade comumente utilizada na Baixa Tensão (BT);
- (v) Modalidade tarifária horária branca: disponível para UCs do grupo B mediante solicitação das mesmas, ela apresenta diferentes tarifas de consumo de energia elétrica conforme o posto;
- (vi) Modalidade tarifária pré-pagamento: sistema de faturamento pré-pago aplicado às UCs por meio de solicitação.

2.3 AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE E REGULADA

Os consumidores podem ser classificados em cativos, livres e especiais. Cativos são aqueles que estão limitados a adquirir energia elétrica exclusivamente da distribuidora de energia cuja rede estão conectados. As UCs são geralmente classificadas como cativas devido ao tipo de fornecimento e consumo de energia elétrica das mesmas (ABRACEEL, 2020). Elas estão sujeitas às modalidades tarifárias supracitadas.

Por outro lado, os consumidores livres e especiais podem realizar a compra de sua energia diretamente no chamado Ambiente de Contratação Livre (ACL). Conforme disposto na Portaria Normativa n.º 50/GM/MME, de 27 de setembro de 2022, todos os consumidores com demanda de energia superior a 2.500 kW ou pertencentes ao grupo A, chamados de consumidores da Alta Tensão (AT), podem optar para a migração ao mercado livre de energia. Os consumidores especiais, por sua vez, devem possuir demanda de energia maior ou igual a 500 kW e devem contratar de fontes incentivadas de energia, como eólica e solar. As definições de consumidor livre, especial e cativo estão dispostas em (ANEEL, 2021b).

A comercialização de energia no ACL é realizada mediante operações de compra e venda de energia entre agentes concessionários, permissionários e autorizados de geração, comercializadores, importadores de energia elétrica e consumidores livres ou especiais, que atendam as condições previstas na regulamentação (CCEE, 2023).

Em contrapartida, a comercialização de energia no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) é destinada à contratação por concessionárias, permissionárias e autorizadas de serviço público de distribuição, realizada, principalmente, por meio de leilões de compra ou leilões de ajustes, onde participam como vendedores os agentes permissionários ou autorizados de geração, os autorizados de comercialização ou importação de energia (CCEE, 2023). A figura 2.3 sumariza os processos de venda e contratação de energia no ACR e no ACL.

Da figura 2.3, observa-se que, no ACR, a distribuidora adquire a energia por meio de Contratos de

Compra de Energia no Ambiente Regulado (CCEARs). A interação entre as unidades geradoras e as distribuidoras é intermediada pela ANEEL e pela CCEE mediante leilões de energia. Existem ainda os Leilões de Ajustes e o Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD) que permitem que as distribuidoras ajustem suas posições contratuais para manter o seu equilíbrio econômico. Por fim, os custos são repassados aos consumidores cativos por meio da tarifa de energia elétrica. Já no ACL, a compra de energia pelos consumidores livres e especiais é realizada diretamente com as unidades geradoras ou são intermediadas pelas comercializadoras. Vale ressaltar que apenas consumidores cativos podem fazer parte do SCEE, dessa forma a atratividade do mercado livre impacta no crescimento da minigeração distribuída.

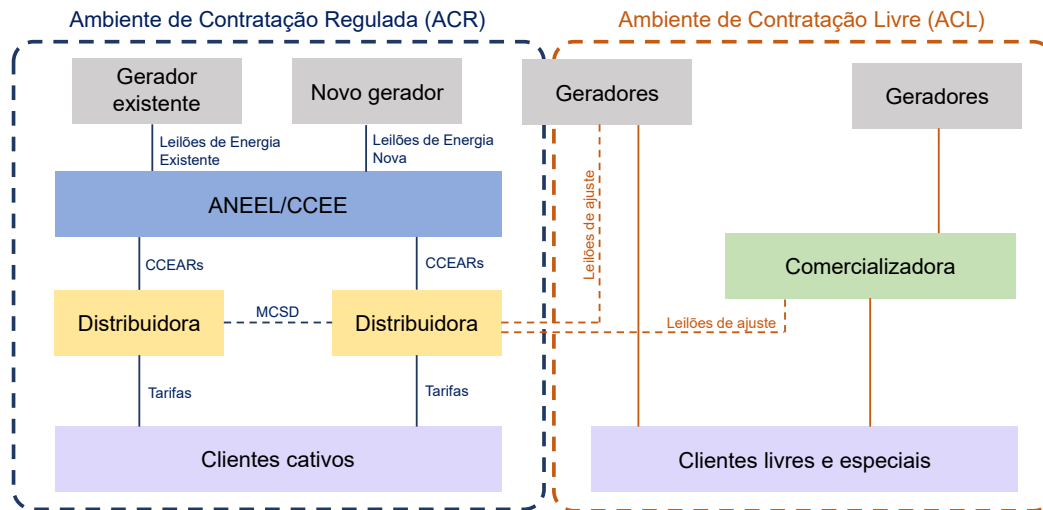


Figura 2.3: Esquemático da comercialização de energia no ACR e no ACL. Fonte: adaptado de (AMARAL, 2016).

2.4 COMPONENTES DA TARIFA DE ENERGIA ELÉTRICA

Conforme mencionado anteriormente, a tarifa é composta pelas Parcelas A e B e pelos componentes financeiros. Estes serão detalhados nas seções seguintes considerando o escopo do presente trabalho.

2.4.1 Parcela A

A parcela A atua agregando os custos não gerenciáveis da distribuidora. Ela engloba os custos de compra de energia elétrica, o custo com conexão e uso dos sistemas de transmissão e distribuição, encargos setoriais e as chamadas receitas irre recuperáveis. Esta última consiste na receita que tem baixa expectativa de arrecadação devido à inadimplência por parte dos consumidores. As Equações 2.1 e 2.2 apresentam o procedimento de cálculo da parcela A.

$$CE = TM \cdot (ER - E_{PROINFA}) \quad (2.1)$$

$$VPA = CE + CT + EN + RI \quad (2.2)$$

Em que:

CE : Custo de compra de energia elétrica e geração própria (em R\$);

ER : energia requerida (em MWh), composta pela energia necessária para atender aos consumidores da distribuidora adicionadas as perdas de energia;

$E_{PROINFA}$: energia subsidiada pelo Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (em MWh); e

TM : tarifa média de repasse dos contratos da distribuidora (R\$/MWh).

VPA : valor da parcela A (em R\$);

CT : custo com conexão e uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição (em R\$);

EN : encargos setoriais definidos em legislação específica (em R\$); e

RI : receitas irrecuperáveis (em R\$).

A energia requerida, por sua vez, é calculada por meio da Equação 2.3. Ela consiste na energia suficiente para suprir seus consumidores adicionadas as perdas de energia.

$$ER = EV + PRT \quad (2.3)$$

Em que:

EV : energia vendida pela distribuidora para atendimento aos consumidores (em MWh); e

PRT : perdas de energia (em MWh), inclui perdas técnicas, não técnicas e no sistema de transmissão.

O montante de perdas técnicas, por sua vez, é calculado por meio da Equação 2.4. Ele depende do percentual de perdas técnicas, que é definido por análises do fluxo de potência da distribuidora e medições realizadas pela mesma. O procedimento está detalhado no PRODIST (ANEEL, 2024c).

$$PT_{MWh} = PT_{\%} \cdot \frac{EV + E_{ML} + PNT - E_{A1_{2023}}}{1 - PT_{\%}} \quad (2.4)$$

Em que:

PT_{MWh} : a perda técnica de energia (em MWh);

$PT_{\%}$: o percentual de perdas técnicas;

EV : energia vendida pela concessionária para atendimento aos consumidores cativos, consumo próprio e suprimento às concessionárias e permissionárias acessantes (em MWh);

E_{ML} : o mercado de energia registrado pelos consumidores do mercado livre (em MWh);

PNT : perdas de energia não técnicas, oriundas de erros de medição, furtos de energia, entre outros; e

E_{A1} : mercado de energia referente aos consumidores, livres ou cativos, conectados no nível A1 (em

MWh).

Existem outros procedimentos aplicados no cálculo dos demais componentes da parcela A e disponíveis no PRORET. Contudo, eles não são objeto de estudo deste trabalho.

2.4.2 Parcela B

A parcela B, compreende as despesas associadas à prestação do serviço pela distribuidora. Ela engloba os custos referentes à atividade de distribuição, os quais estão sobre o controle e influência das práticas de gerenciamento da distribuidora.

Os custos associados são divididos em: os custos operacionais e os de capital. O primeiro são os valores necessários para a empresa prover o serviço de distribuição de energia, tais como gestão de pessoas, infraestrutura física e materiais e serviços. Já os custos de capital incluem os montantes investidos pela concessionária ainda não depreciados, conforme apresentado por (ANEEL, 2020).

2.4.3 Componentes Financeiros

Os componentes financeiros se referem a valores apurados pela ANEEL a serem pagos ou recebidos pelos consumidores, em função de obrigação legais e regulamentares impostas às distribuidoras (ANEEL, 2020). Eles são divididos em três grupos: (i) conta de compensação de variação de valores de itens da parcela A - CVA; (ii) sobrecontratação; e (iii) demais componentes financeiros.

Dentre os componentes financeiros, vale destacar o conceito de sobrecontratação de energia. Criado como forma de incentivo à boa gestão dos contratos de aquisição de energia pelas distribuidoras, consiste no montante de contratos que superam a demanda necessária para atendimento aos consumidores. Segundo (ANEEL, 2022b), ela pode ser definida como involuntária e voluntária. No primeiro caso, o valor é integralmente repassado para o consumidor. Por outro lado, caso haja sobrecontratação voluntária, o resultado da venda da energia excedente no mercado de curto prazo é repassado aos consumidores apenas até 5% da carga regulatória. Valores acima deste limite são arcados pela própria distribuidora.

2.5 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA

Nesta seção, são apresentados o histórico e os conceitos associados as políticas NEM no Brasil. Além disso, são expostas informações referentes à modelagem do SFV na rede de distribuição.

2.5.1 Sistema de Compensação de Energia Elétrica

Em 2012, a ANEEL publicou a REN 482 (ANEEL, 2012), que instaurou no Brasil o NEM, nomeado como SCEE. Ele possibilitou que o prosumidor exportasse o excedente de energia para a rede. Se ele

consumisse mais do que ele gerou ao longo do mês, ele pagaria apenas pela energia líquida consumida. Caso a geração fosse maior que o consumo, o prossumidor receberia créditos que poderiam ser abatidos nos próximos 36 meses na fatura do local com GD ou em outros edifícios que pertencessem à mesma pessoa física ou jurídica.

Esta resolução normativa também estabeleceu que o prossumidor arque com o custo de disponibilidade da rede, no caso dos consumidores BT, ou com a demanda contratada para consumidores AT. Definiu ainda os primeiros conceitos de microgeração e minigeração.

Em 2015, foi publicada a REN 687 (ANEEL, 2015), que alterou a resolução vigente. Ela modificou a microgeração para até 75 kW e a minigeração para até 3 MW, no caso da geração hidráulica, e 5 MW nas demais fontes. Ela estendeu o prazo de utilização dos créditos em até 60 meses. Esta resolução também criou os conceitos de geração compartilhada e empreendimento com múltiplas unidades consumidoras.

Em 2022, foi aprovado o Marco Legal da GD, Lei n.º 14.300 (BRASIL, 2022), fixando novas regras para os estabelecimentos da GD e cálculo da tarifa. Posteriormente, os novos procedimentos do SCEE e detalhes da sua aplicação foram publicados pela ANEEL por meio da REN 1.059 (ANEEL, 2023d). Ficaram definidas as seguintes modalidades de MMGD:

- (i) Autoconsumo local: modalidade de MMGD conectada eletricamente junto à carga. O excedente de energia gerado por uma unidade consumidora pertencente a um consumidor-gerador (pessoa física ou jurídica) e é compensado ou creditado na mesma unidade consumidora.
- (ii) Autoconsumo remoto: caracteriza-se pela presença de diversas unidades consumidoras pertencentes a uma mesma pessoa jurídica ou física, que possui uma unidade com MMGD. Todas as unidades consumidoras são atendidas pela mesma distribuidora;
- (iii) Geração compartilhada: modalidade que reúne consumidores em consórcio, cooperativa ou qualquer outro tipo de associação civil, visando compartilhar a energia gerada por uma unidade com MMGD instalada em local distinto. Todas as unidades consumidoras são atendidas pela mesma distribuidora;
- (iv) Empreendimento com múltiplas unidades consumidoras: caracteriza-se por um conjunto de unidades localizadas em uma única propriedade ou propriedades vizinhas (sem separação por vias públicas ou propriedades de terceiros) atendidas por uma mesma MMGD. As áreas comuns, conectadas à MMGD, constituem uma unidade consumidora distinta e são geridas de forma independente pelo condomínio, administração ou proprietário.

Além disso, no novo modelo as pessoas que já possuíam GD se manterão com o sistema de compensação antigo até 2045, chamadas de consumidores com direito adquirido. Os novos consumidores-geradores são segregados em: (i) sistemas acima de 500 kW em fonte despachável na modalidade autoconsumo remoto; e (ii) demais consumidores-geradores. A Figura 2.4 resume as regras definidas em Lei para os prossumidores do novo modelo.

Como neste trabalho são analisados investimentos em GDFV, apenas os consumidores (ii) são objeto de estudo. Da Figura 2.4, observa-se que para estes consumidores ficou estabelecido, até 2029, um aumento gradual da cobrança da parcela da tarifa correspondente aos custos de distribuição, a Fio B. Dessa forma, a energia injetada na rede pela GDFV é valorada de modo distinto à consumida.

Sistemas de até 500kW (qualquer tipo), ou sistemas acima de 500kW de fontes despacháveis ou enquadrados como geração na própria carga, geração compartilhada ou em condomínio	Sistemas acima de 500 kW em fonte não despachável na modalidade autoconsumo remoto
A partir de 2023: pagamento de 15% dos custos de distribuição	Até 2028: pagamento de 100% dos custos de distribuição, 40% dos custos de transmissão, e 100% dos encargos P&D, EE, e TFSEE.
A partir de 2024: pagamento de 30% dos custos de distribuição	
A partir de 2025: pagamento de 45% dos custos de distribuição	
A partir de 2026: pagamento de 60% dos custos de distribuição	
A partir de 2027: A partir de 2027: pagamento de 75% dos custos de distribuição	A partir de 2029: Regra Final (pagamento de todos os custos não associados à energia, abatidos os benefícios da GD)
A partir de 2028: pagamento de 90% dos custos de distribuição	
A partir de 2029: Regra Final (pagamento de todos os custos não associados à energia, abatidos os benefícios da GD)	

Figura 2.4: Síntese da cobrança aplicada aos prosumidores do novo modelo do SCEE. Fonte: (ANEEL, 2022a)

Além disso, conforme a REN 1.059 da ANEEL, foi retirada a cobrança de disponibilidade de energia para os prosumidores com direito adquirido. Para os membros do novo modelo, só há a cobrança do mesmo em cenários que o pagamento da Fio B mais a energia faturada sejam menores que o custo de disponibilidade. Referente a consumidores com tarifa binômia nos quais a demanda contratada de injeção supere a de consumo, aplica-se a mesma tarifa de demanda aplicada às unidades de geração sobre o excedente. Ademais, vale destacar que há um incentivo fiscal a GDFV de isenção de ICMS, PIS/PASEP e Cofins aplicado em alguns estados brasileiros. Neste caso, a cobrança dos impostos se dá apenas para a energia faturada.

2.5.2 Modelagem da Geração Fotovoltaica

Visando uma identificação precisa dos impactos da GDFV, a modelagem dos SFVs deve contemplar a variabilidade dos parâmetros que interferem na sua geração. Para tanto, a modelagem do SFV segue o efetuado em (CARVALHO, 2021) e (TOGO, 2023). Visando a compreensão do método empregado, será realizada uma transcrição do que foi escrito em (TOGO, 2023).

Os fatores que compõem a geração do SFV podem ser divididos em duas partes, a saber:

- (i) As condições climáticas, que apresentam grande influência sobre a eficiência da geração fotovoltaica. Dessa forma, devem ser contemplados fatores como a curva de irradiância, a temperatura e a velocidade do vento.
- (ii) A conversão CA-CC.

$$P_{CC}(t) = P_{SFV} \cdot I_T(t) \cdot \eta_T(T_{SFV}(t)) \quad (2.5)$$

$$P_{CA}(t) = P_{CC}(t) \cdot \eta_{Inversor}(P_{CC}(t)) \quad (2.6)$$

$$Q_{CA}(t) = P_{CA}(t) \cdot \frac{\sqrt{1 - FP^2}}{FP} \quad (2.7)$$

Em que

$P_{CC}(t)$: Potência gerada pelo SFV, em corrente contínua (CC), para o instante de tempo t (em kW);

P_{SFV} : Potência máxima instalada do SFV da UC (em kW);

$I_T(t)$: Irradiância incidente no módulo fotovoltaico relativa ao valor típico de pico da irradiância na superfície para o instante de tempo t (em p.u.);

$\eta_T(T_{SFV}(t))$: Rendimento do módulo fotovoltaico para dada temperatura do SFV para o instante de tempo t ;

$P_{CA}(t)$: Potência ativa de saída do inversor para o instante de tempo t (em kW);

$\eta_{Inversor}(P_{CC}(t))$: Rendimento da conversão de CC para corrente alternada (CA) do inversor para dada $P_{CC}(t)$ no instante de tempo t ;

$Q_{CA}(t)$: Potência reativa de saída do inversor para o instante de tempo t (em kVar); e

FP : Fator de potência do inversor.

A Figura 2.5 ilustra os elementos presentes na modelagem do SFV.

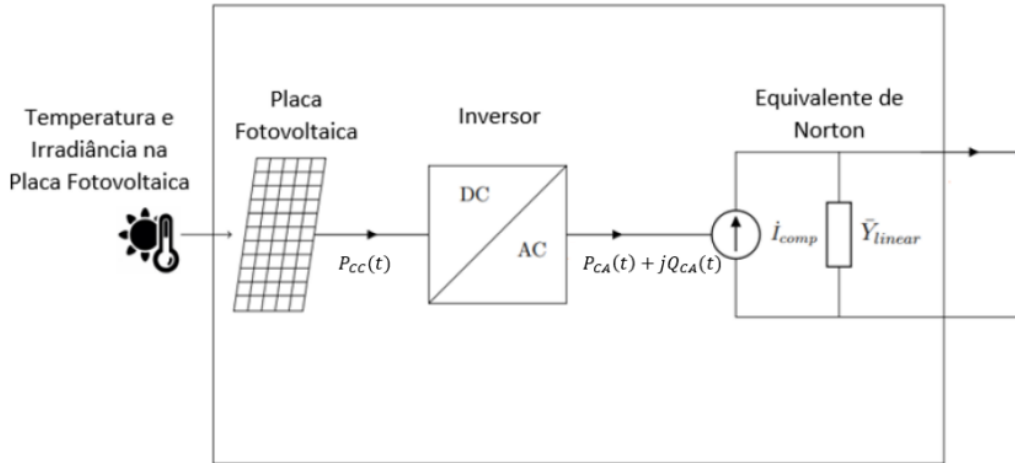


Figura 2.5: Ilustração do modelo do SFV. Fonte: (RADATZ; SUNDERMAN; ROCHA, 2020)

O processo de conversão CC-CA é realizado pelo inversor. A eficiência desta etapa depende da potência de operação ajustada do equipamento. Quanto mais próxima for a potência gerada pelo SFV do valor de operação do inversor, maior será o rendimento.

A produção de energia é diretamente proporcional à irradiância. A temperatura do SFV, por sua vez, se relaciona de forma inversa com o rendimento da geração. Ela depende da transferência de calor entre a temperatura ambiente e o SFV. Deve-se levar em consideração fatores como irradiância, a velocidade do vento e a própria temperatura ambiente (NETO, 2017). No trabalho desenvolvido por (TAMIZHMANI et al., 2003), os autores realizaram um estudo contendo diferentes tecnologias de módulos fotovoltaicos, dentre elas: silício monocristalino, amorfo e policristalino. Com o auxílio de um modelo de redes neurais, foram definidos quatro coeficientes de forma a estimar a temperatura do SFV por meio de três parâmetros, a saber: temperatura ambiente, irradiância e velocidade do vento. Os autores reuniram informações sobre diferentes módulos fotovoltaicos durante dois anos e realizaram a modelagem com base nos dados coletados. Para obter a temperatura do SFV, utiliza-se a Equação 2.8, que foi proposta e validada por (TAMIZHMANI et al., 2003).

$$T_{SFV}(t) = 0,943 \times T_{ambiente}(t) + 0,028 \times Irr(t) - 1,528 \times v_{vento}(t) + 4,3 \quad (2.8)$$

Em que:

$T_{SFV}(t)$: Temperatura do SFV (em °C);

$T_{ambiente}(t)$: Temperatura ambiente (em °C);

$Irr(t)$: Irradiância (em W/m²);

$v_{vento}(t)$: Velocidade do vento (em m/s).

2.6 IMPACTOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA

A inserção da GDFV possui potencial de alterar os níveis de qualidade do fornecimento de energia elétrica (VIEIRA, 2016), além de impactos tarifários e econômicos (BRITO, 2017). Nesta seção, são explorados os principais efeitos da GDFV nos níveis de tensão, na demanda de pico, nas perdas técnicas. Em seguida, os demais impactos observados são apresentados.

2.6.1 Níveis de Tensão

A ANEEL define nas Regras e Procedimentos de Distribuição, PRODIST (ANEEL, 2024c), quais sejam os níveis adequados para o fornecimento de energia elétrica, Figura 2.6.

Na Figura 2.6, estão dispostos os três intervalos de tensão estabelecidos pela ANEEL. Em verde está a faixa adequada de tensão, aceita para o fornecimento de energia. As faixas amarelas e vermelhas representam as faixas precárias e críticas de tensão respectivamente. Para verificação do adequado fornecimento de tensão, a ANEEL calcula indicadores de conformidade da tensão. Estes são calculados para níveis precários e críticos, e são proporcionais à duração da transgressão e o número de UCs atingidas. Se os indicadores ultrapassarem os limites determinados pela agência reguladora, a distribuidora deve compensar financeiramente as UCs atingidas.

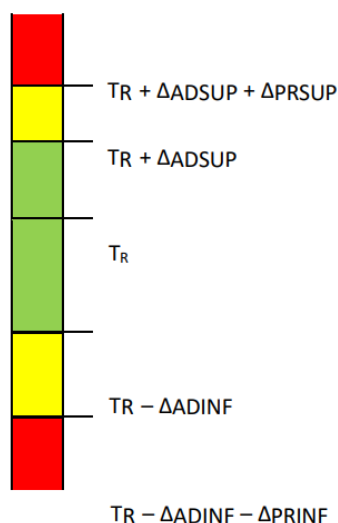


Figura 2.6: Faixas de tensões estabelecidas pela ANEEL. Fonte: (ANEEL, 2024c).

A introdução da GDFV na rede de distribuição altera os níveis de tensão em pontos específicos do alimentador ao qual estão conectados (STECANELLA, 2020). A depender do posicionamento do SFV na rede e no perfil de carga dos consumidores, isso pode significar uma melhora no perfil de tensão ou cenários de sobretensão. Contudo, apesar da alteração da receita da distribuidora devido à necessidade de ressarcir ou não as UCs pelas violações de tensão, ela é adicionada diretamente à fatura do consumidor. Portanto, ela não representa alterações na tarifa de energia (BRITO, 2017).

2.6.2 Demanda de Pico

Por representar uma geração próxima ao consumo, os SFVs podem suprir parte da potência elétrica dos consumidores, de modo a diminuir a demanda de pico do sistema. Caso os consumos mais elevados da distribuidora coincidam com os momentos de incidência solar, a GDFV pode aliviar a carga e postergar a necessidade de realização de investimentos na rede elétrica. Contudo, a diminuição da demanda de pico da rede por meio da GDFV depende da coincidência entre geração e consumo. Em cenários contrários, podem surgir demandas de geração superiores as de consumo, aumentando a necessidade de investimentos na rede por parte da distribuidora (VIEIRA, 2016). Os custos associados a estes investimentos são repassados ao consumidor por meio da Parcela B. Entretanto, dada a dificuldade de quantificar estes valores, eles não são contemplados na análise tarifária desenvolvida neste trabalho.

2.6.3 Perdas Técnicas

No modelo tradicional do sistema elétrico, a energia é gerada e transmitida por longas linhas de transmissão até chegar às redes de distribuição e, posteriormente, aos consumidores. Neste processo, nem toda a energia gerada é efetivamente consumida, tal diferença é denominada de perdas de energia. Conforme apresentado na seção 2.2, elas são classificadas em perdas técnicas e não técnicas.

As perdas não técnicas consistem na energia não faturada devido a furtos de energia (ligações clandestinas).

tinhas e fraudes de medidores), a erros de leitura e medição. Tais valores não possuem conexão direta com a GDFV. Por outro lado, as perdas técnicas consistem na energia dispendida no transporte das unidades geradoras às unidades consumidoras. A presença de geração próximo ao consumo diminui o percurso da corrente elétrica que chega às UCs, diminuindo potencialmente as perdas técnicas (VIEIRA, 2016).

Contudo, conforme apresentado por (STECANELLA, 2020), a depender do nível de penetração¹ da tecnologia e da potência do SFV, observa-se, na verdade, um aumento das perdas técnicas. Alterações nas perdas regulatórias observadas pela ANEEL na distribuidora significam um aumento ou redução no montante de energia requerida para atendimento aos seus consumidores. Dessa forma, representa alterações na parcela A da tarifa.

2.6.4 Demais Impactos

Além dos efeitos nos níveis de tensão, na demanda do alimentador e nas perdas técnicas da distribuidora, a inserção de GDFV pode influenciar nos níveis de distorção harmônica da rede. Os inversores responsáveis por converterem CC/CA produzem harmônicas. Estes, por sua vez, podem causar danos nos equipamentos e nas instalações elétricas.

Vale destacar também que os sistemas de distribuição de energia brasileiros foram projetados para um fluxo de potência unidirecional. A presença de geração próxima ao consumidor pode levar a inversão deste fluxo, com potencial de afetar os equipamentos e levar ao mau funcionamento do sistema de proteção (TARANTO et al., 2017). Por outro lado, em situações de faltas de energia, a geração distribuída tem potencial para operar fornecendo energia a redes ilhadas.

Diante de cenários de inversão de fluxo, surge a necessidade de investimentos na rede para que ela consiga suportar fluxos bidirecionais oriundos da GD. Caso os equipamentos da distribuidora sejam danificados pela presença de harmônicos, haverá os custos com manutenção e/ou aquisição de novos. Ambos os investimentos são repassados para os consumidores na parcela B da tarifa. Devido à complexidade de realizar tais estimativas, não são contemplados o aumento de investimentos na rede neste trabalho.

Por fim, observa-se que quando um consumidor adere a MMGD, há uma redução da energia a ser contratada pela distribuidora, pois este passa a gerar sua própria energia. Dessa forma-se preveem-se alterações nos custos de compra de energia, parcela A (BRITO, 2017).

2.7 MÉTODO DE MONTE CARLO

O Método de Monte Carlo consiste na aplicação de inúmeras simulações de modo a contemplar os múltiplos cenários possíveis. Para sua utilização, inicialmente, define-se o modelo computacional e a distribuição de probabilidade das variáveis aleatórias envolvidas. Para cada iteração, o estado do modelo é amostrado aleatoriamente e, em seguida, este cenário é avaliado numericamente. Dessa forma, é possível obter estatísticas e índices de desempenho do modelo (ABUD, 2023). Ele possui diversas aplicações em engenharia, finanças, estatística, física, biologia, medicina, etc (BROOKS; GELMAN; JONES, 2011),

¹Nível de penetração: razão entre potência instalada de GDFV e a potência total consumida.

sendo utilizado para realização de estimativas que contemplem as incertezas envolvidas.

2.8 MODELO DE DIFUSÃO DE BASS

Diante de novas tecnologias, surge o desafio de prever como tal inovação será difundida na sociedade. Partindo da definição do total de consumidores que irão aderir à inovação, os modelos buscam identificar a taxa de adoção anual da mesma. Em geral, eles procuram descrever e prever o comportamento característico em formato da curva S de adoção. Neste perfil característico, disposto na Figura 2.7, inicialmente, a adoção é mais lenta. Contudo, com o passar do tempo alcança o pico da difusão. Por fim, o mercado se aproxima da saturação e a adoção se torna mais lenta.

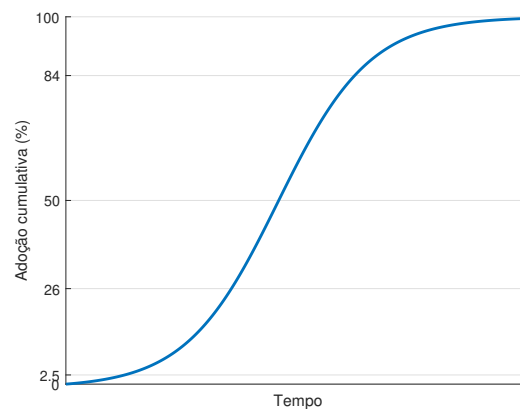


Figura 2.7: Curva S típica de um processo de difusão bem-sucedido. Fonte: adaptado de (ROGERS, 1962).

O modelo proposto por Bass, (BASS, 2004), teve como referência o modelo desenvolvido por (ROGERS, 1962). Ele fornece uma formulação matemática para obtenção da curva S, conforme as Equações 2.8 e 2.10.

$$f(t) = (p + q \cdot F(t)) (1 - F(t)) \quad (2.9)$$

$$N(t) = m \cdot F(t) \quad (2.10)$$

Em que:

$f(t)$: probabilidade de adoção no tempo t ;

$F(t)$: é a distribuição acumulada;

p : coeficiente de inovação;

q : coeficiente de imitação;

m : mercado potencial final;

$N(t)$: número acumulado de adotantes

O coeficiente de inovação representa a parcela inovadora do mercado, os consumidores que se propõem a adotar antes da inovação, ou nesse caso, da tecnologia estar estabelecida. Por outro lado, o coeficiente de imitação, representa a parcela da população influenciada pelos inovadores. Dessa forma, o modelo de Bass considera que a probabilidade de adoção aumenta quanto maior a adoção prévia.

Vale destacar que o modelo proposto por Bass não determina o mercado que irá aderir à tecnologia em si, mas a sua velocidade de adoção na sociedade. Para a obtenção da curva, é necessário identificar o mercado potencial final, ou seja, o total de consumidores que efetivamente irão adotar a tecnologia e os coeficientes de inovação e imitação. Os coeficientes podem ser obtidos por meio da aplicação de regressão nos dados históricos, mediante analogias com outros mercados (países ou tecnologias), entre outras formas (LILIE; RANGASWAMY; BRUYN, 2007)

Em seu trabalho, (BECK, 2009) propõe a utilização do modelo de Bass para estimativa da adesão à GDFV com um mercado potencial final variável. Este é função das características do produto, como o tempo de retorno do investimento (payback). Em (DENHOLM; DRURY; MARGOLIS, 2009), (KONZEN, 2014), (ANEEL, 2019), (KOMENO et al., 2022) e (EPE, 2022) este método também é aplicado à previsão da GDFV.

2.9 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo, foram apresentados os conceitos empregados no presente trabalho. Inicialmente, foi apresentada a regulação tarifária brasileira e os momentos de definição da tarifa de energia elétrica, a saber, revisão e reajuste tarifário. A tarifa brasileira se diferencia segundo o grupo e subgrupo do consumidor, o posto e a modalidade tarifária. Portanto, tais conceitos foram expostos juntamente com a definição do ACR e do ACL. Em seguida, apresentaram-se os componentes da tarifa de energia elétrica: parcela A, custos não gerenciáveis pela concessionária; parcela B, custos gerenciáveis; e os componentes financeiros.

Referente à GDFV, expuseram-se informações acerca do sistema de compensação de energia brasileiro e a modelagem do SFV. Frente a presença da GDFV, são previstos impactos técnicos e econômicos. Estes são refletidos na tarifa de energia elétrica, conforme apresentado neste capítulo. Por fim, os conceitos referentes ao Método de Monte Carlo e Modelo de Difusão de Bass foram apresentados devido à sua relevância para o presente trabalho.

3 METODOLOGIA

3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Este capítulo apresenta a metodologia adotada para estimar o impacto da GDFV na tarifa de energia elétrica e como a mesma interfere na atratividade do investimento. Para tanto, o texto ora exposto segue organizado da seguinte forma:

A seção 3.2 expõe a visão geral da metodologia proposta.

A seção 3.3 apresenta a metodologia desenvolvida para se estimar o número de adotantes e a potência instalada da GDFV.

A seção 3.4 aborda o método de cálculo das perdas técnicas empregado.

A seção 3.5 desenvolve o procedimento de recálculo da tarifa de energia elétrica adotado neste trabalho.

As seções 3.6 e 3.7 apresentam o método de verificação de convergência da análise e o algoritmo completo desenvolvido.

A seção 3.8 sintetiza as informações apresentadas no capítulo.

3.2 VISÃO GERAL

Para o desenvolvimento da metodologia proposta neste estudo, foram empregadas as seguintes referências (BRITO, 2017), (CARVALHO, 2021), (EPE, 2022) e (KOMENO et al., 2022). Tal metodologia visa obter estimativas da tarifa e do crescimento da GDFV considerando a regulação brasileira vigente e a intrínseca relação entre a atratividade do investimento e a disseminação da GDFV.

A Figura 3.1 apresenta um diagrama simplificado contendo as etapas desenvolvidas. Ele foi separado em três partes, a saber: (i) previsão da potência instalada, na qual o método de cálculo da adoção à GDFV é desenvolvido; (ii) cálculo das perdas técnicas, em que são executadas as simulações de fluxo de potência; e (iii) previsão da tarifa, em que é realizado o reajuste tarifário

Inicialmente, buscando contemplar os diferentes tipos de consumidores, eles são agrupados em classes conforme o grupo tarifário e a modalidade de geração. Tal divisão baseou-se no método aplicado por (EPE, 2022) e está apresentada abaixo. Este trabalho não aborda as modalidades de MMGD empreendimento de múltiplas unidades consumidoras e geração compartilhada.

1. Residencial local: correspondente à modalidade autoconsumo local com consumidores residenciais;
2. Residencial remota: correspondente à modalidade autoconsumo remoto com consumidores residenciais;
3. Comercial baixa tensão (BT) local: inclui os outros consumidores BT excluindo residenciais e ilu-

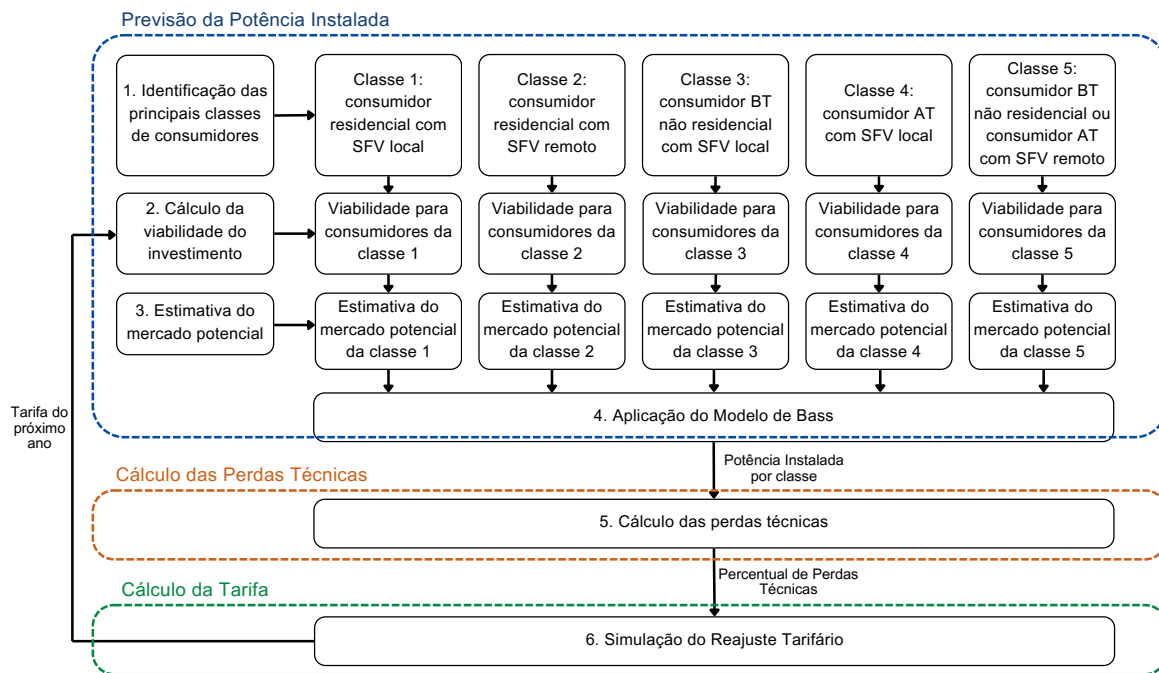


Figura 3.1: Diagrama geral da metodologia desenvolvida.

minação pública (comerciais, rurais e industriais). Neste caso, a instalação deve estar situada no mesmo imóvel;

4. Comercial alta tensão (AT) local: inclui todos os consumidores de alta tensão nos quais o sistema foi instalado na mesma localização. A modalidade deve ser autoconsumo local;
5. Comercial AT ou BT remoto: inclui consumidores AT e BT não residenciais (comerciais, rurais e industriais). A modalidade deve ser autoconsumo remoto.

Em seguida, o crescimento da GDFV é estimado pela perspectiva do consumidor, conforme proposto por (KOMENO et al., 2022) e (KONZEN, 2014). Para tanto, analisa-se a atratividade do investimento calculando o fluxo de caixa e o tempo de retorno do investimento. Por meio de análises socioeconômicas e observando o histórico de UCs, obtêm-se o mercado potencial, ou seja, os consumidores com real potencial de adesão. Na sequência, utiliza-se o modelo de Bass (BASS, 2004) para prever o número de adotantes à GDFV para o próximo ano e a potência instalada associada.

Logo após, os resultados de potência instalada são aplicados na execução do fluxo de potência visando obter o percentual de perdas técnicas. Tal cálculo é baseado em (STECANELLA, 2020). Nessa etapa, são utilizados dados dos equipamentos e consumidores da distribuidora, além dos dados meteorológicos da região analisada. Conforme disposto no (ANEEL, 2024b), o percentual de perdas técnicas é recalculado pela ANEEL apenas no momento de revisão tarifária. Contudo, neste trabalho ele foi atualizado anualmente de modo a evidenciar os impactos da GDFV.

Posteriormente, simula-se o reajuste tarifário e determina-se a tarifa de energia elétrica para o ano seguinte, conforme proposto por (BRITO, 2017). O novo valor realimenta o cálculo de viabilidade do investimento, uma vez que sua atratividade depende da tarifa vigente. Conforme disposto em 2.5, as

componentes tarifárias não ressarcidas pelo consumidor-gerador são contempladas na CDE. Tendo em vista que a CDE possui um procedimento específico e é recalculado para todo o país, neste trabalho ele é mantido constante e os subsídios da MMGD são repassados para os demais consumidores da distribuidora, de modo semelhante ao praticado no momento anterior à REN 1.059.

O procedimento é repetido para projetar os próximos 5 anos. A escolha deste período é fundamentada nas alterações previstas para o setor elétrico. Dentre elas destacam-se: o fim do período de transição previsto na Lei n.º 14.300 de 2022; o vencimento de 20 concessões de distribuição do setor elétrico até 2021, (MME, 2023); e a abertura de mercado, considerado tema prioritário para a Agenda Regulatória 2025/2026 da ANEEL, (ANEEL, 2024d).

Dada a complexidade das variáveis envolvidas e a influência das mesmas nas estimativas, aplicou-se o Método de Monte Carlo. Os sorteios destas variáveis definem cenários distintos, cuja convergência é verificada utilizando o Coeficiente de Variação (CV). Assim, obtêm-se estimativas mais precisas para o crescimento da GDFV compreendendo a estocasticidade envolvida na análise e os efeitos em cascata nas tarifas de energia elétrica.

3.3 PREVISÃO DA POTÊNCIA INSTALADA

O crescimento da GDFV depende da decisão do consumidor de instalar ou não um SFV. Esta, por sua vez, é influenciada pelos custos envolvidos e o tempo de retorno do investimento. Nesta seção, discorre-se sobre o método de cálculo aplicado a cada variável aleatória contemplada neste estudo, e o procedimento de obtenção da potência instalada.

3.3.1 Variáveis Aleatórias

As variáveis aleatórias envolvidas na metodologia são a potência do SFV em cada classe, os custos de instalação do sistema e a tarifa de energia elétrica. A potência instalada por cada classe de consumidor é uma variável aleatória. Neste estudo, ela é modelada por uma distribuição log-normal. Para tanto, obtêm-se a média e o desvio padrão por intermédio dos dados de potência das instalações de GDFV no Brasil disponível na Relação de empreendimentos de MMGD da ANEEL, (ANEEL, 2023c).

O preço do sistema é modelado por meio de regressão não-linear. Analisando o histórico, percebe-se que o preço unitário apresenta uma acentuada queda em seus valores. Visando evitar a obtenção de resultados irreais nos preços futuros, utiliza-se um piso de preço equivalente a 50% do preço observado em 2023. O cálculo empregado está descrito na Equação (3.1).

$$\$_{PV}(t) = \max(\$_0 \cdot (1 - \theta)^{(t-t_0)} + \$_f + e(t); 0.5 \cdot \$_{2023}) \quad (3.1)$$

Em que:

$\$_{PV}(t)$: preço unitário do sistema (em R\$/kWp) no ano t ;

t_0 : ano inicial do histórico dos dados;

$\$0$ e $\$f$: constantes obtidas por regressão não linear;

θ : taxa média observada de redução anual do preço;

$\$_{2023}$: preço unitário do SFV (em R\$/kWp) observado em 2023; e

$e(t)$: variável estocástica que representa oscilações aleatórias no preço unitário do SFV no ano t (em R\$/kWp).

O $e(t)$ foi modelado por meio de uma distribuição log-normal aleatória, com base no comportamento dos preços observado por (Barbose et al.,2015).

A modelagem da tarifa de energia elétrica (em R\$/kWh) se dá por meio de uma distribuição normal. A análise é realizada individualmente para a TE, a TUSD fio B e os demais componentes da TUSD. A média e o desvio padrão utilizados para gerar as amostras aleatórias são obtidos pelo histórico da tarifa na última década. Contudo, o crescimento da GD altera diretamente o valor da tarifa, de modo que ao final da projeção de cada ano, a tarifa é recalculada. O resultado é adicionado ao histórico e novos valores de média e desvio padrão são calculados com os últimos 9 anos e a tarifa estimada. Deste modo, as alterações são mais facilmente observadas, ao invés de serem mascaradas pelos dados anteriores. O método de Monte Carlo é empregado para prever essas variáveis em cada cenário.

3.3.2 Energia Média Gerada por um Sistema Fotovoltaico

A atratividade do investimento está relacionada a quanto o consumidor observa de economia em sua fatura de energia. Portanto, o cálculo da energia gerada por um SFV torna-se essencial. Neste trabalho, a energia média gerada por um SFV no período de um ano é calculada conforme a Equação (3.2).

$$E_g(t) = \frac{365,25}{G_{SC}} \cdot P_a(t) \cdot I \cdot PR \cdot (1 - \tau)^t \quad (3.2)$$

Em que:

$E_g(t)$: energia média gerada por um SFV no ano t (em MWh);

G_{SC} : irradiância nas condições padrões de teste (em kWp/m²);

$P_a(t)$: potência do SFV instalado no ano t (em Kw);

I : irradiância solar média anual da região (em kWh/m².dia);

PR : *Performance Ratio*, que descreve a eficiência do sistema em (%), incorporando perdas por temperatura, sujeiras, eficiência do conversor e do inversor, entre outras; e

τ : taxa de degradação do sistema em (%).

3.3.3 Cálculo do Payback

O tempo de retorno do investimento, payback, é calculado considerando o valor do dinheiro no tempo. Inicialmente, definem-se os benefícios e custos percebidos pelo consumidor. Em seguida, calcula-se o fluxo de caixa e o payback.

Conforme previsto pela Lei n.º 14.300 de 2022, a energia injetada é valorada de modo distinto à energia absorvida da rede. A injetada pela GD é precificada considerando o aumento anual da cobrança da Fio B, Equação 3.3.

$$T_{inj}(t) = T_{TE}(t) + T_{TUSD,sfioB}(t) + T_{fioB}(t) \cdot (1 - percFioB(t)) \quad (3.3)$$

Em que:

$T_{inj}(t)$: tarifa que precifica a energia injetada na rede (em R\$/kWh) associada ao ano t ;

$T_{TE}(t)$: parcela da tarifa corresponde a tarifa de energia (em R\$/kWh) associada ao ano t ;

$T_{TUSD,sfioB}(t)$: parcela da tarifa corresponde a tarifa de uso do sistema de distribuição, excluindo a componente referente a Fio B (em R\$/kWh) associada ao ano t ;

$T_{fioB}(t)$: parcela da tarifa corresponde a Fio B (em R\$/kWh) associada ao ano t ; e

$percFioB(t)$: variável adimensional referente ao percentual de cobrança da Fio B associado ao ano t .

Os benefícios envolvidos são a redução da energia faturada, o recebimento de créditos de energia oriundos do SCEE, e a economia referente à isenção tributária. A energia faturada depende diretamente da simultaneidade entre geração e consumo, neste trabalho denominada de sim . Os procedimentos de cálculo dos benefícios estão apresentados nas Equações 3.4 e 3.5.

$$B_{energia}(t) = ((1 - sim) \cdot E_g(t) \cdot T_{inj} + sim \cdot E_g(t) \cdot T_{cons}) \cdot \frac{1}{(1 + cc)^t} \quad (3.4)$$

$$B_{tributo}(t) = B_{energia}(t) \cdot \left(\frac{1}{1 - ICMS - PIS, COFINS} - 1 \right) \quad (3.5)$$

Em que:

$B_{energia}(t)$: benefício associado ao consumo de energia (em R\$) associado ao ano t ;

sim : percentual de simultaneidade entre a geração e consumo da respectiva classe;

$T_{cons}(t)$: tarifa de consumo de energia (em R\$/kWh) associado ao ano t ;

cc : custo de capital;

$B_{tributo}(t)$: benefício associado à isenção tributária associado ao ano t ;

$ICMS$: alíquota do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) aplicada a energia;

e

PIS, COFINS: alíquota associada aos tributos PIS e ao COFINS.

Os consumidores AT arcam com a demanda contratada apresentada na Equação (3.6). Estão ainda envolvidos neste processo os custos com a aquisição do sistema, troca do inversor, operação e manutenção. O custo de aquisição do SFV, C_{PV} , foi definido conforme a Equação 3.7. Os custos associados à manutenção e operação foram definidos como um percentual de C_{PV} . Eles também sofrem o efeito do custo de capital. A definição está na Equação 3.8. A troca do inversor foi considerada no 13º ano após a instalação. O custo de troca do inversor, dado pela Equação 3.9, é definido neste estudo como uma proporção de C_{PV} . Define-se, então, o custo total efetuado pelo investidor conforme a Equação 3.10.

$$C_D(t) = \begin{cases} 12 \cdot P_a \cdot T_{DC} & AT \\ 0 & BT \end{cases} \quad (3.6)$$

$$C_{PV} = P_a \cdot \$_{PV} \quad (3.7)$$

$$C_{O\&M}(t) = perc_{O\&M} \cdot C_{PV} \cdot \frac{1}{(1 + cc)^t} \quad (3.8)$$

$$C_{inv} = perc_{inv} \cdot C_{PV} \quad (3.9)$$

$$C_T(t) = \begin{cases} C_{PV} + C_{O\&M}(t) + C_D(t), & t = 0 \\ C_{O\&M}(t) + C_D(t), & t \neq 13 \text{ e } t \neq 0 \\ C_{O\&M}(t) + C_{inv} + C_D(t), & t = 13 \end{cases} \quad (3.10)$$

Em que:

$T_{DC}(t)$: tarifa da demanda (em R\$/kW) associada ao ano t ;

$C_D(t)$: custo associado à demanda contratada no ano t (em R\$);

C_{PV} : custo de instalação do SFV (em R\$);

P_a : potência do SFV associada ao ano de instalação (em kWp);

$\$_{PV}$: preço unitário do sistema associado ao ano de instalação;

$C_{O\&M}$: custo com operação e manutenção (em R\$) associado ao ano t ;

$perc_{O\&M}$: percentual de operação e manutenção do sistema definido conforme a classe de consumidor;

C_{inv} : custo de troca do inversor (em R\$);

$perc_{inv}$: percentual referente à troca do inversor; e

$C_T(t)$: custo total do investimento associado ao ano t (em R\$).

Por meio das equações de benefícios e custos, calcula-se o fluxo de caixa do investidor, conforme a Equação 3.11. Por fim, obtém-se o tempo de retorno do investimento (payback).

$$FC(t) = B_{energia}(t) + B_{tributo}(t) - C_T(t) \quad (3.11)$$

Em que:

$FC(t)$: fluxo de caixa do prosumidor (em R\$) associado ao ano t .

3.3.4 Estimativa do Mercado Potencial

Com o intuito de obter o número de adotantes à GDFV, faz-se necessário, inicialmente, definir os consumidores com potencial de adesão. Para tanto, adaptou-se a metodologia desenvolvida por (EPE, 2022) e (KONZEN, 2014). O mercado é filtrado em três momentos, a saber: (i) identificação do mercado nicho; (ii) definição do mercado potencial inicial; e (iii) definição do mercado potencial final. Na primeira etapa, são identificados os consumidores com condições financeiras de realizar o investimento. No segundo momento, aplica-se ao mercado nicho possíveis restrições físicas que direcionem o mercado nicho à instalação do SFV local e remota. Além disso, essa etapa contempla o comportamento do mercado ao longo do tempo, de modo a ajustar os valores para o ano analisado. Por fim, o mercado potencial final considera que apenas uma parte dos consumidores aptos irão efetivamente aderir à GDFV.

Devido ao alto custo de investimento inicial para instalar SFV, entende-se que, para as classes residenciais, apenas domicílios com maior renda terão condições de realizar o investimento. Dessa forma, delimita-se o mercado potencial para estas classes de acordo a renda do domicílio. Consideram-se aptos os domicílios cuja renda do responsável seja superior a três salários mínimos, denominado de *mercado nicho residencial*. Estes dados são obtidos do Censo 2010 do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), pois informações mais recentes ainda não estão disponibilizadas.

Além da necessidade de se ter a posse do imóvel para se realizar o investimento, há limitações físicas para a instalação dos SFV. A fim de se contemplar estas restrições, utiliza-se o percentual chamado de *Fator de Aptidão Local (FAL)*, definido por (KONZEN, 2014). Tal fator segrega os consumidores financeiramente aptos entre a instalação remota e a local.

Devido à ausência de uma base de dados detalhada acerca dos consumidores comerciais BT para identificar as restrições financeiras, aplica-se a relação entre domicílios cuja renda do responsável seja superior a três salários mínimos e o total de domicílios. Esta proporção é chamada de fator comercial e definida por meio da Equação 3.12. O mercado nicho desta classe consiste no número de UCs pertencentes ao subgrupo de tensão multiplicado pelo fator comercial. Para segregar em instalações locais e remotas, aplica-se o *FAL*.

$$f_{comercial} = \frac{\text{mercado nicho residencial}}{\text{total de domicílios}} \quad (3.12)$$

Em que:

$f_{comercial}$: fator comercial;

mercado nicho residencial: total de domicílios cuja renda do responsável seja maior que 3 salários mínimos; e

total de domicílios: total de domicílios próprios declarados no Censo IBGE.

Devido às recentes alterações nas normas para mercado livre de energia elétrica, é prevista uma diminuição no mercado cativo AT e, por consequência, uma redução dos consumidores com potencial de aderir a MMGD. Contudo, há poucos estudos que analisem este comportamento e, por esta razão, opta-se por utilizar os dados históricos e realizar regressão linear. Adiciona-se, ainda, uma variável estocástica para representar oscilações aleatórias nesse crescimento. Como resultado, obtém-se a previsão de crescimento do percentual de mercado livre em relação ao mercado AT associado ao ano t , $perc_{ML}(t)$.

Para consumidores comerciais AT, pressupõe-se que não haja restrições de renda. O mercado nicho corresponde ao número de UCs da distribuidora em dezembro de 2023 pertencente ao grupo de tensão. Dessa forma, inclui-se as UCs do mercado cativo e do livre. Por meio de $perc_{ML}(t)$, estima-se o número de UCs cativas para o ano t . Visando diferenciar entre instalação local e remota AT, utiliza-se a proporção entre MMGD local e remota para este grupo de tensão observada até dezembro de 2023.

Para contemplar o crescimento do mercado ao longo do tempo, aplica-se a previsão do comportamento do PIB. A Tabela 3.1 sintetiza o procedimento adotado para determinação do mercado nicho e do mercado potencial inicial.

Tabela 3.1: Tabela de Mercado Potencial. Fonte: adaptado de (EPE, 2022)

Classe	Subgrupo de Tensão	Mercado nicho (em 2023)	Mercado potencial Inicial ($M_0(t)$)
1 - Residencial local	B1	Domicílios com renda superior a 3 salários mínimos	Mercado nicho \times FAL \times $PIB(t)$
2 - Residencial remoto	B1	Domicílios com renda superior a 3 salários mínimos	Mercado nicho \times (1- FAL) \times $PIB(t)$
3 - Comercial BT local	B2 e B3	N.º de UCs B2 e B3 \times $f_{comercial}$	Mercado nicho \times FAL \times $PIB(t)$
4 - Comercial AT local	AT	N.º de UCs AT	Mercado nicho \times proporção local 2023 \times $PIB(t) \times (1 - perc_{ML}(t))$
5 - comercial AT/BT remoto	AT	N.º de UCs AT	Mercado nicho \times (1 - proporção local 2023) \times $PIB(t) \times (1 - perc_{ML}(t))$
	B2 e B3	N.º de UCs B2 e B3 \times $f_{comercial}$	Mercado nicho \times (1- FAL) \times $PIB(t)$

Por fim, calcula-se o mercado potencial final por meio da Equação 3.13. Ele depende do payback calculado e da sensibilidade dos consumidores ao mesmo, (BECK, 2009).

$$M(t) = M_0(t) \cdot e^{-sPb(t)} \quad (3.13)$$

Em que:

$M(t)$: mercado potencial final para o ano t ;

$M_0(t)$: mercado potencial inicial para o ano t ;

s : sensibilidade ao payback; e

$Pb(t)$: payback observado para um SFV instalado no ano t .

3.3.5 Estimativa do Número de Adotantes

Após a obtenção do mercado potencial final, determina-se o número de adotantes à GDFV. Ele é estimado empregando-se o modelo proposto por (BASS, 2004), conforme a Equação (3.14).

$$N(t) = M(t) \cdot \frac{1 - e^{-(p+q)(t-t_d)}}{1 + \frac{q}{p} \cdot e^{-(p+q)(t-t_d)}} \quad (3.14)$$

Em que:

t_d : ano anterior a projeção, ou seja, 2023.

O número de adotantes associado ao ano t_d corresponde ao número de prossumidores em dezembro de 2023. Os valores dos coeficientes são obtidos por regressão linear dos dados históricos pelo Método dos Mínimos Quadrados. Caso haja uma queda no número de adotantes acumulado, o valor é desconsiderado e mantido o do ano anterior.

3.3.6 Estimativa da Potência Instalada por Classe e Energia Proveniente da GD

Por meio dos dados de número de adotantes e potência unitária do SFV, determina-se a potência instalada de GDFV na distribuidora para um ano t , conforme a Equação 3.15. Este valor é segregado por classe de consumidor.

$$P_{SFV,c}(t) = \sum_{\tau=t_d}^t N_c(\tau) \cdot P_{a,c}(\tau) \quad (3.15)$$

Em que:

$P_{SFV,c}(t)$: potência instalada para a classe de consumidores c no ano t (em kWp);

$N_c(\tau)$: número de consumidores adotantes a GDFV para a classe de consumidores c no ano τ ;

$P_{a,c}(\tau)$: potência unitária do SFV para a classe de consumidores c instalado no ano τ (em kWp);

Para o cálculo da tarifa de energia elétrica, é necessário obter o valor de energia gerada por toda GDFV no ano, $E_{GD}(t)$. Para tanto, aplicam-se as equações 3.16 e 3.17. A energia gerada pela GD no ano t engloba a energia gerada pelos SFVs instalados nos anos anteriores, considerada a taxa de degradação dos sistemas.

$$E_{GD,c}(t) = \sum_{\tau=t_d}^t N_c(\tau) \cdot E_{g,c}(\tau, t) \quad (3.16)$$

$$E_{GD}(t) = \sum_{i=1}^5 E_{GD,i}(t) \quad (3.17)$$

Em que:

$E_{g,c}(\tau)$: energia gerada pelo SFV no ano τ instalado no ano t para a classe de consumidores c (em MWh);

$E_{GD,c}(t)$: energia gerada agregada da classe de consumidores c no ano t (em MWh); e

$E_{GD}(t)$: energia gerada pela GD no ano t (em MWh).

Dada a dificuldade de contemplar as UCs que instalaram SFV anteriormente à análise, assume-se que todos foram instalados no ano t_d . As potências do SFV para tais consumidores também são sorteadas por meio do método de Monte Carlo.

3.3.7 Algoritmo Desenvolvido para Previsão da Potência Instalada

A Figura 3.2 representa o fluxograma de cálculo da potência instalada total de GDFV na distribuidora para um certo cenário e um determinado ano.

1. Em momento anterior à previsão da potência instalada, defina o ano simulado e o número do cenário, N_{cen} ;
2. Defina a classe de consumidores a ser analisada como a de identificador igual a 1 ($C_{cons} = 1$);
3. Por meio dos históricos da potência instalada e do preço unitário do SFV, realize a previsão destas variáveis aleatórias;
4. Calcule a energia gerada por um SFV;
5. Por meio do histórico das tarifas dos últimos 10 anos anteriores a *ano*, estime a tarifa pelo método de Monte Carlo;

6. Considerando o custo de capital do investimento, as alíquotas ICMS e PIS COFINS, a simultaneidade entre geração e consumo, os custos com troca do inversor e os custos de operação e manutenção, calcule o payback do consumidor;
7. Por meio dos dados do censo IBGE, do número de UCs em 2023, do *FAL*, do histórico de consumo do mercado livre e cativo e do payback obtido na etapa anterior, calcule o mercado potencial final;
8. Aplique o Modelo de Bass e obtenha a estimativa do número de adotantes para o ano seguinte;
9. Calcule a potência instalada da classe de consumidores C_{cons} ;
10. Se todas as classes foram analisadas, execute o próximo passo. Caso contrário, retorne ao passo 3;
11. Calcule a energia proveniente da GD; e
12. Armazene os resultados de payback ($P_b(t)$), número de adotantes da classe ($N_c(t)$), a potência instalada de SFV por classe ($P_{SFV,c}(t)$) e a energia proveniente da GD ($E_{GD}(t)$).

A seção seguinte apresenta o procedimento para análises técnicas e determinação do percentual de perdas técnicas.

3.4 CÁLCULO DAS PERDAS TÉCNICAS

Nesta seção, são expostos os procedimentos de cálculo do percentual de perdas técnicas do alimentador para um determinado nível de GDFV. Primeiramente, define-se o método de sorteios dos posicionamentos dos SFV e dimensionamento dos mesmos. Na sequência, aborda-se a técnica proposta para a realização dos fluxos de potência. São apresentados também o método de cálculo do percentual de perdas técnicas e o algoritmo desenvolvido.

3.4.1 Sorteio e Dimensionamento dos Sistemas Fotovoltaicos

Com base na potência instalada obtida na etapa anterior para cada classe de consumidores, são realizados sorteios para dimensionamento e posicionamento dos painéis na rede. Eles consideram o subgrupo de tensão a que a UC pertence. Vale destacar que neles são contempladas todas as UCs de todos os alimentadores da distribuidora. O dimensionamento do SFV é efetuado com base nos dados de consumo da UC sorteada, conforme a Equação (3.18). Para este momento, considera-se que o consumidor instalará um SFV condizente com o seu consumo (STECANELLA, 2020).

$$P_{SFV} = \frac{E \cdot k}{HSP \cdot PR} \quad (3.18)$$

Em que:

P_{SFV} : potência máxima instalada do SFV na UC (em kW);

E : consumo médio diário da UC (em kWh);

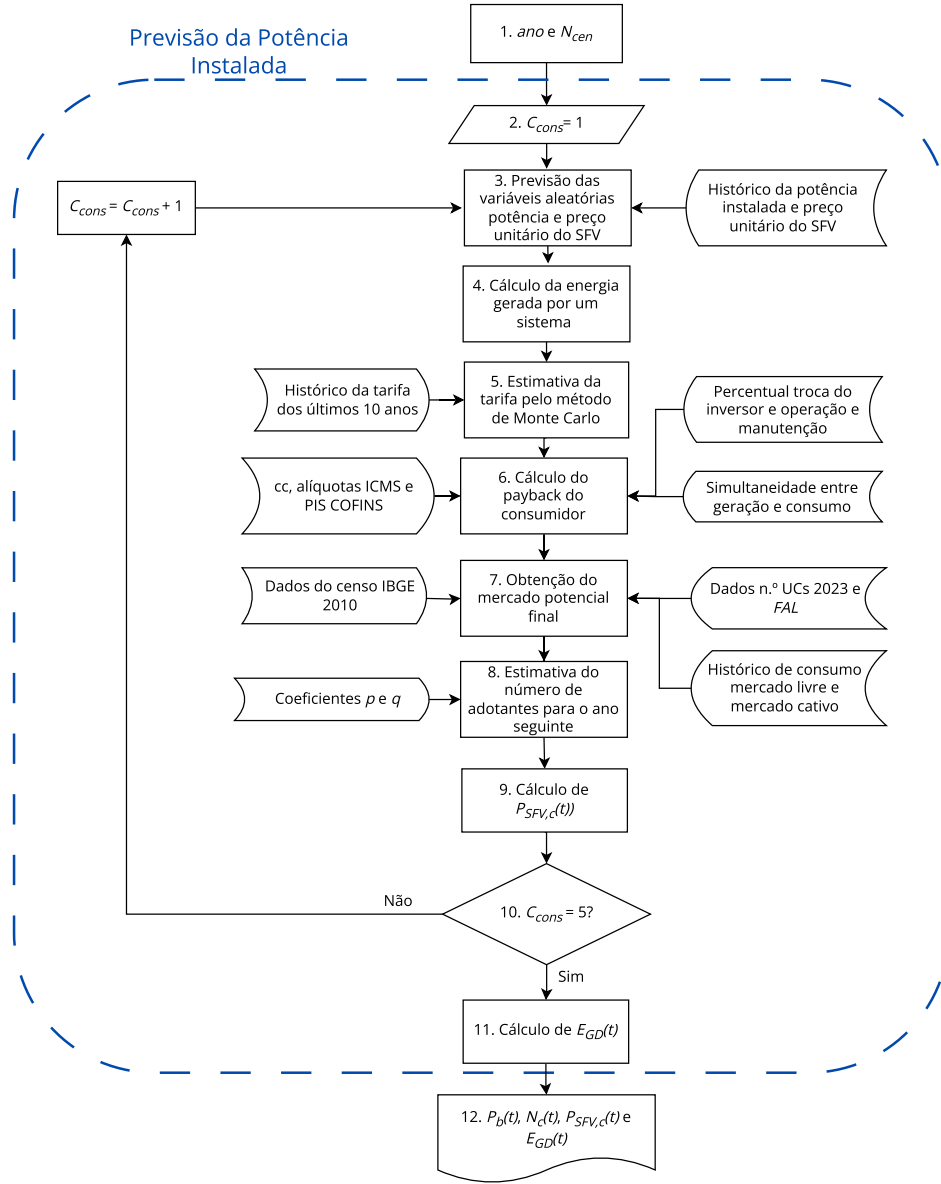


Figura 3.2: Procedimento adotado para cálculo da Potência Instalada.

k : pico da irradiância típico na superfície terrestre (kW/m^2); e

HSP : quantidade de horas de sol pleno.

Para o caso de SFVs remotos, mais de um consumidor pode receber os créditos no sistema de compensação. A quantidade de consumidores recebendo crédito, $n_{credito}$, é obtida pelo valor médio observado em dados de MMGD da ANEEL. Ao se tratar de uma classe com autoconsumo remoto, o dimensionamento é feito de modo a cobrir o consumo de $n_{credito}$ UCs. Para tanto, são realizados $n_{credito} + 1$ sorteios, em que $n_{credito}$ são para dimensionamento e o último corresponde ao de posicionamento na rede.

A Tabela 3.2 apresenta a relação entre as classes de consumidores e os subgrupos aceitos para a dimensionamento e instalação do SFV. Observa-se que o consumidor residencial na modalidade autoconsumo

remoto é autorizado a instalar nas UCs dos subgrupos de tensão B1, B2 e B3. Todavia, os créditos são abatidos de uma UC residencial. Portanto, para dimensionamento, utilizam-se consumidores B1.

Tabela 3.2: Relação entre classe de consumidor e UCs aptas para instalação de SFV

Classe	UCs aptas para dimensionamento	UCs aptas para instalação
1 - Residencial local	B1	B1
2 - Residencial remoto	B1	B1, B2 e B3
3 - Comercial BT local	B2 e B3	B2 e B3
4 - Comercial AT local	AT	AT
5 - Comercial AT/BT	AT, B2 e B3	AT, B2 e B3

O procedimento é repetido até que a potência instalada corresponda a estimada. O impacto técnico utilizado para recálculo da tarifa é a alteração no percentual de perdas técnicas. Por meio do OpenDSS e da Base de Dados Geográfica da Distribuidora (BDGD) fornecida pela ANEEL, são realizadas simulações do fluxo de potência de cada um dos alimentadores em avaliação. Para contemplar a aleatoriedade relacionada à irradiância e velocidade do vento na energia gerada, sorteia-se um dia e simula-se o fluxo de potência para as 24h do mesmo.

3.4.2 Simulações Individuais dos Alimentadores

O método empregado neste trabalho para simulação e verificação da convergência dos alimentadores foi desenvolvido por (STECANELLA, 2020) e adaptado conforme as necessidades específicas deste estudo. Para cada alimentador, são realizadas simulações do fluxo de potência. Os resultados obtidos são avaliados conforme um Coeficiente de Variação (CV) que, neste estudo, é calculado conforme a Equação 3.19. Há ainda um número mínimo e um máximo de dias a serem simulados.

$$CV = \frac{\sigma_x}{\mu_x \cdot \sqrt{n}} \quad (3.19)$$

Em que:

σ_x : desvio padrão da variável em análise x;

μ_x : média da variável em análise x; e

n : número de simulações realizadas.

Isto posto, as seções seguintes descrevem os parâmetros considerados para determinação da convergência, a saber, (i) violações dos níveis de tensão; (ii) demanda de pico; e (iii) perdas técnicas. Por fim, é apresentado o cálculo do coeficiente de variação do alimentador. Os resultados de violação dos níveis de tensão e demanda de pico são utilizados apenas para verificação da convergência, eles não são contempla-

dos na análise da tarifa de energia elétrica.

3.4.2.1 Violações dos Níveis de Tensão

A ANEEL determina níveis de tensão adequados para o fornecimento de energia elétrica. Avaliando os valores de tensão das barras que conectam as UCs, determina-se a quantidade de violações de tensão como o número de fases que apresentam um valor de tensão fora dos limites estabelecidos pela ANEEL. A quantidade de fases do alimentador é calculado por meio da Equação 3.20. A quantidade relativa média de violações de tensão para um alimentador é obtida por meio das equações 3.22, 3.21, 3.23 e 3.24.

$$N_{\phi} = \sum_{i=1}^{N_{UCs}} \Phi_i \quad (3.20)$$

$$V_{i,\phi} = \begin{cases} 1, & \text{caso a tensão da fase } \phi \text{ da UC } i \text{ se encontre fora da faixa adequada} \\ 0, & \text{caso a tensão da fase } \phi \text{ da UC } i \text{ se encontre dentro da faixa adequada} \end{cases} \quad (3.21)$$

$$V_h = \frac{100}{N_{\phi}} \sum_{i=1}^{N_{UC\phi}} \Phi_i \sum_{\phi} V_{i,\phi} [p.p] \quad (3.22)$$

$$V_d = \frac{1}{24} \sum_{h=0}^{23} V_h \quad (3.23)$$

$$V_S = \frac{1}{N_d} \sum_{d=1}^{N_d} V_d \quad (3.24)$$

Em que:

N_{ϕ} : Total de fases presentes no alimentador;

$N_{UC\phi}$: Total de UCs presentes no alimentador;

Φ_i : Total de fases existentes na conexão da UC i ao barramento.

$V_{i,\phi}$: Violação de tensão em regime permanente da fase ϕ do barramento de conexão da UC i ;

V_h : Quantidade relativa média de violações de tensão do alimentador para a hora h do dia simulado;

V_d : Quantidade relativa média de violações de tensão do alimentador para o dia d simulado;

V_S : Quantidade relativa média de violações de tensão do alimentador;

3.4.2.2 Demanda de Pico

Para determinar o valor da demanda de pico de um alimentador, é necessário primeiro calcular o valor da demanda para cada hora do dia, conforme apresentado na Equação 3.25. Conforme a Equação 3.26, é empregado o valor das demandas horárias para determinar a demanda máxima do dia, com uma chance de 95% de não exceder. A demanda de pico para a simulação é definida como o máximo valor das demandas de pico obtidas para cada dia, Equação 3.27.

$$D_h = \sum_{i=1}^{N_{UC\phi}} D_i \quad (3.25)$$

$$D_d = P_{95}[D_h] \quad (3.26)$$

$$D_S = \max[D_d] \quad (3.27)$$

Em que:

D_i : Demanda da UC i para a hora h (em kW);

D_h : Demanda de todas as UCs do alimentador para a hora h do dia d simulado (em kW);

D_d : Demanda de pico do dia d simulado com probabilidade de 95% de não ser excedida (em kW);

D_S : Demanda de pico da simulação (em kW);

3.4.2.3 Perdas Técnicas

A fim de se observar a variação das perdas técnicas, calcula-se, inicialmente, a média das perdas técnicas em um dia simulado, Equação 3.28. Em seguida, obtém-se a média correspondente a simulação realizada, Equação 3.29.

$$L_d = \frac{1}{24} \sum_{h=0}^{23} L_h \quad (3.28)$$

$$L_S = \frac{1}{N_d} \sum_d^{N_d} L_d \quad (3.29)$$

Em que:

L_h : perdas técnicas para a hora h do dia simulado (em MWh);

L_d : Média das perdas técnicas do dia d simulado (em MWh);

L_S : Média das perdas técnicas da simulação (em MWh);

3.4.2.4 Coeficiente de Variação do Alimentador

Para a determinação do CV da simulação do alimentador, é calculado o CV individual do número de violações de tensão, da demanda de pico e da média das perdas técnicas. O CV da simulação será o maior deles, Equação 3.30. O procedimento é repetido até que o CV seja menor que o limite, definido como ϵ , e o número de dias simulados esteja na faixa desejada.

$$CV_S = \max(CV_{V_S}, CV_{D_S}, CV_{L_S}) \quad (3.30)$$

Em que:

CV_S : coeficiente de variação da simulação;

CV_{V_S} : coeficiente de variação da tensão;

CV_{D_S} : coeficiente de variação da demanda;

CV_{L_S} : coeficiente de variação da média das perdas técnicas;

3.4.3 Percentual de Perdas Técnicas

O cálculo do Reajuste Tarifário considera o percentual de perdas técnicas observado no último ano. Dessa forma, utiliza-se o valor de perdas técnicas obtido nas simulações (em MWh) de todos os alimentadores, conforme Equação 3.31, e a energia consumida das respectivas simulações (em MWh), consoante a Equação 3.32. O percentual de perdas técnicas da distribuidora é obtido por meio da Equação 3.33. Os valores em MWh correspondem apenas aos dias convergidos.

$$L_{MWh} = \sum_j^{T_{alim}} \sum_{h=0}^{23} L_{h,j} \quad (3.31)$$

$$E_{MWh} = \sum_j^{T_{alim}} \sum_{h=0}^{23} E_{h,j} \quad (3.32)$$

$$PT_{\%} = \frac{L_{MWh}}{E_{MWh}} \cdot 100\% \quad (3.33)$$

Em que:

T_{alim} : total de alimentadores simulados da distribuidora;

$L_{h,j}$: perdas técnicas da hora h do alimentador j (em MWh);

L_{MWh} : somatório das perdas técnicas observadas em todos os alimentadores (em MWh);

$E_{h,j}$: energia consumida na hora h do alimentador j (em MWh);

E_{MWh} : somatório da energia consumida observada em todos os alimentadores (em MWh).

3.4.4 Algoritmo Desenvolvido para Cálculo das Perdas Técnicas

A Figura 3.3 representa o fluxograma de cálculo do percentual de perdas técnicas para um certo cenário e um determinado ano.

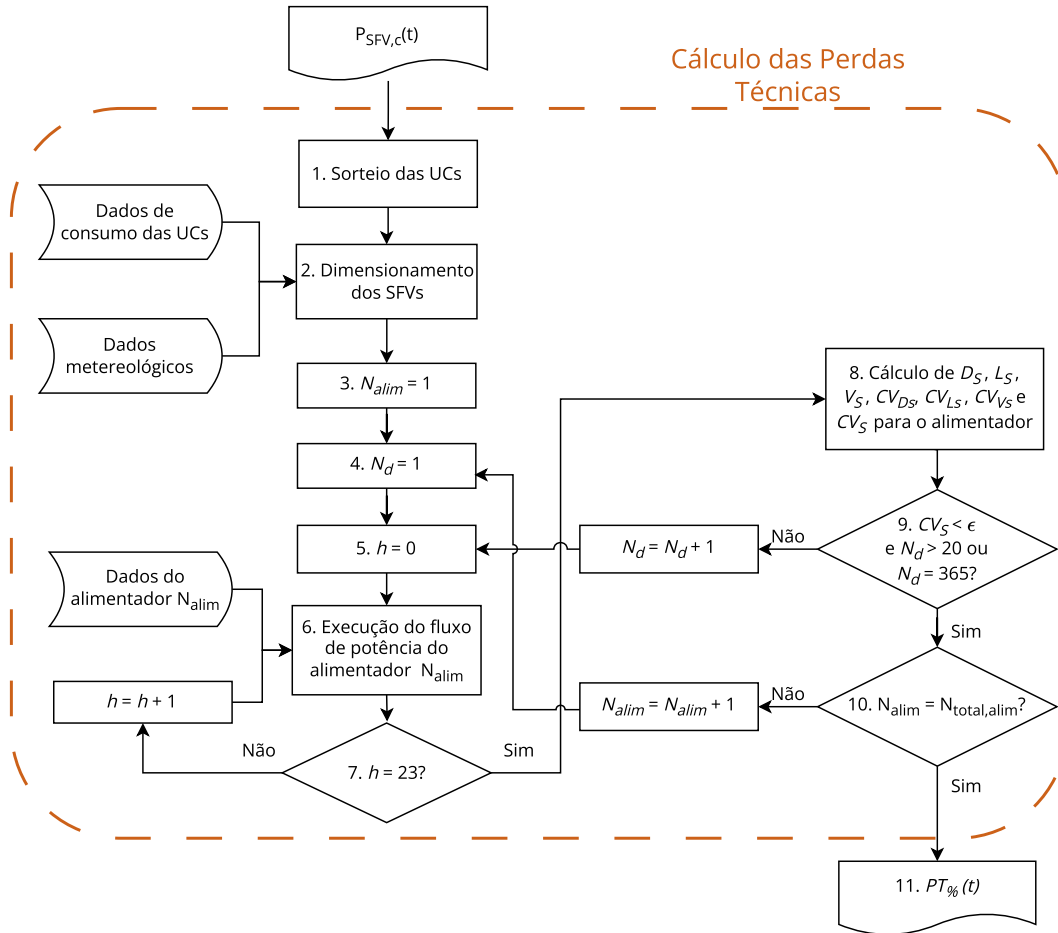


Figura 3.3: Procedimento adotado para cálculo do percentual de Perdas Técnicas.

1. Realize o sorteio das UCs para dimensionamento e posicionamento dos SFV na rede;
2. Por meios dos dados de consumo das UCs e dos dados meteorológicos, dimensione os SFVs. O sorteio e dimensionamento é realizado de tal modo a alcançar a estimativa de potência instalada por classe de consumidor obtida na seção anterior;
3. Defina o alimentador a ser analisado como o de identificador igual a 1 ($N_{alim} = 1$);
4. Sorteie e inicialize o contador de dias ($N_d = 1$);
5. Defina a primeira hora do dia a ser simulada ($h = 0$);
6. Execute o fluxo de potência do alimentador N_{alim} ;
7. Se todas as horas de um dia foram simuladas, execute o próximo passo. Caso contrário, incremente a hora e retorne ao passo 6;

8. Calcule o valor médio da demanda de pico, das perdas técnicas e das violações de tensão da simulação para o alimentador N_{alim} ;
9. Se o CV_S é menor que ϵ e o número de dias simulados é de no mínimo 20, ou todos os dias do ano foram simulados, execute o passo seguinte. Caso contrário, incremente o contador de dias e retorne ao passo 5;
10. Se todos os alimentadores já foram simulados, execute o próximo passo. Caso contrário, incremente N_{alim} e retorne ao passo 4; e
11. Calcule e armazene o percentual de perdas técnicas obtida para a respectiva estimativa de potência instalada.

A próxima seção apresenta o método de cálculo da tarifa de energia elétrica.

3.5 CÁLCULO DA TARIFA DE ENERGIA ELÉTRICA

A inserção da GD na rede de distribuição altera diretamente a quantidade de energia a ser contratada pela distribuidora, além das modificações nas perdas técnicas observadas. Esta seção apresenta o método de cálculo dos impactos da GDFV na energia requerida pela distribuidora e nas perdas técnicas (em MWh).

Simultâneo ao crescimento da GD, há as alterações no mercado, a exemplo do surgimento de novas UCs. Dessa forma, o comportamento do fornecimento de energia da distribuidora é estimado por meio da previsão de comportamento do PIB, conforme a Equação 3.34. Para o mercado A4, utiliza-se, associado ao PIB, o percentual de crescimento do mercado livre calculado na seção 3.3, visando-se obter a energia de fornecimento do mercado cativo. A energia consumida pelos demais subgrupos AT é ajustada segundo o PIB, uma vez que a recente mudança na regulação do mercado livre afeta apenas o grupo A4.

$$EF_{AT}(t) = [EF_{A1,A2,A3_{2023}} + (EF_{A4_{2023}} + E_{ML,A4_{2023}}) \cdot (1 - perc_{ML}(t))] \cdot PIB(t) \quad (3.34)$$

Em que:

$EF_{AT}(t)$: energia de fornecimento para o mercado cativo AT no ano t (em MWh);

$EF_{A1,A2,A3_{2023}}$: energia de fornecimento para o mercado cativo A1, A2 e A3 em 2023 (em MWh);

$EF_{A4_{2023}}$: energia de fornecimento para o mercado cativo A4 em 2023 (em MWh);

$E_{ML,A4_{2023}}$: energia do mercado livre do grupo de tensão A4 em 2023 (em MWh).

Dessa forma, pode-se definir a energia demandada pelo mercado livre pela Equação 3.35.

$$E_{ML}(t) = [E_{ML,A1,A2,A3_{2023}} + (EF_{A4_{2023}} + E_{ML,A4}) \cdot perc_{ML}(t)] \cdot PIB(t) \quad (3.35)$$

Em que:

$E_{ML}(t)$: energia demandada pelo mercado livre no ano t (em MWh); e

$E_{ML,A1,A2,A3_{2023}}$: energia demandada pelos consumidores livres A1, A2 e A3 em 2023 (em MWh).

A energia de fornecimento para os consumidores BT é ajustada segundo a previsão do PIB, conforme a Equação 3.36. Os dados de consumo de baixa renda são mantidos constantes, uma vez que eles não possuem comportamento similar aos demais casos em relação ao PIB.

$$EF_{BT}(t) = EF'_{BT_{2023}} \cdot PIB(t) + EF_{bx\ renda_{2023}} \quad (3.36)$$

Em que:

$EF_{BT}(t)$: energia de fornecimento para o mercado BT no ano t (em MWh);

$EF'_{BT_{2023}}$: energia de fornecimento para o mercado BT em 2023 (em MWh) excluindo a energia destinada aos consumidores da baixa renda; e

$EF_{bx\ renda_{2023}}$: energia de fornecimento para os consumidores classificados como baixa renda em 2023 (em MWh).

Define-se, então, a energia vendida pela concessionária para atendimento ao mercado cativo por meio da Equação 3.37.

$$EV(t) = EF_{BT}(t) + EF_{AT}(t) + ES_{2023} \cdot PIB(t) \quad (3.37)$$

Em que:

$EV(t)$: Energia vendida pela distribuidora para atendimento aos consumidores para o ano t

ES_{2023} : energia destinada para consumo próprio e suprimento às concessionária e permissionárias acessantes (em MWh) em 2023.

As perdas técnicas anuais, em MWh, são calculadas com base no percentual obtido nas simulações de fluxo de potência definidas na seção anterior, conforme a Equação 3.38.

$$PT_{MWh}(t) = PT_{\%}(t) \cdot \frac{EV(t) + E_{ML}(t) + PNT_{2023} - E_{A1_{2023}} \cdot PIB(t)}{1 - PT_{\%}(t)} \quad (3.38)$$

Em que:

$PT_{MWh}(t)$: perda técnica de energia para o ano t (em MWh);

$PT_{\%}(t)$: percentual de perdas técnicas observadas associada ao ano t ;

PNT_{2023} : perdas de energia não técnicas identificadas em 2023, oriundas de erros de medição, furtos de energia, entre outros; e

$E_{A1_{2023}}$: mercado de energia referente aos consumidores, livres ou cativos, conectados no nível A1 (em MWh) em 2023.

A Energia Requerida é definida conforme a Equação 3.39.

$$ER(t) = EF_{AT}(t) + EF_{BT}(t) - E_{GD}(t) + PT_{MWh}(t) + ES_{2023} \cdot PIB(t) + PRB \quad (3.39)$$

Em que:

$ER(t)$: energia requerida no ano t (em MWh); e

PRB : perdas da Rede Básica (em MWh) em 2023.

Para estes cálculos e para a determinação da tarifa de energia elétrica repassada ao consumidor, utiliza-se o Sistema para Processos Automatizados de Revisões/Reajustes Tarifários (SPARTA) e a Planilha de Cálculo da Abertura Tarifária (PCAT) desenvolvidos pela ANEEL. Os novos valores de energia requerida e perdas são adicionadas a SPARTA e os custos da distribuição calculados são inseridos na PCAT. Com isso, são obtidos os encargos e as componentes da tarifa para cada classe de consumidores.

3.6 COEFICIENTE DE VARIAÇÃO DO CENÁRIO

Cada sorteio das variáveis aleatórias define um cenário distinto. Visando a verificação da convergência dos mesmos, aplica-se o CV conforme a Equação 3.19. Calcula-se o CV anual para cada resultado da metodologia, a saber: (i) payback; (ii) número de adotantes à GDFV acumulado; (iii) percentual de perdas técnicas; e (iv) tarifa de energia elétrica. O CV do cenário será o maior valor encontrado, conforme a Equação 3.40.

$$CV_{cen} = \max(CV_i(t) : i \in \Omega) \quad (3.40)$$

Em que:

CV_{cen} : coeficiente de variação dos cenários simulados;

$CV_i(t)$: coeficiente de variação associado ao ano t , e referente à variável i pertencente ao conjunto Ω ;
e

Ω : conjunto dos resultados obtidos. Ele é composto pelo payback, pelo número de adotantes à GDFV acumulado, pelo percentual de perdas técnicas e pela tarifa de energia elétrica.

3.7 ALGORITMO COMPLETO DESENVOLVIDO

A Figura 3.4 define a interação entre os fluxogramas apresentados nas seções anteriores.

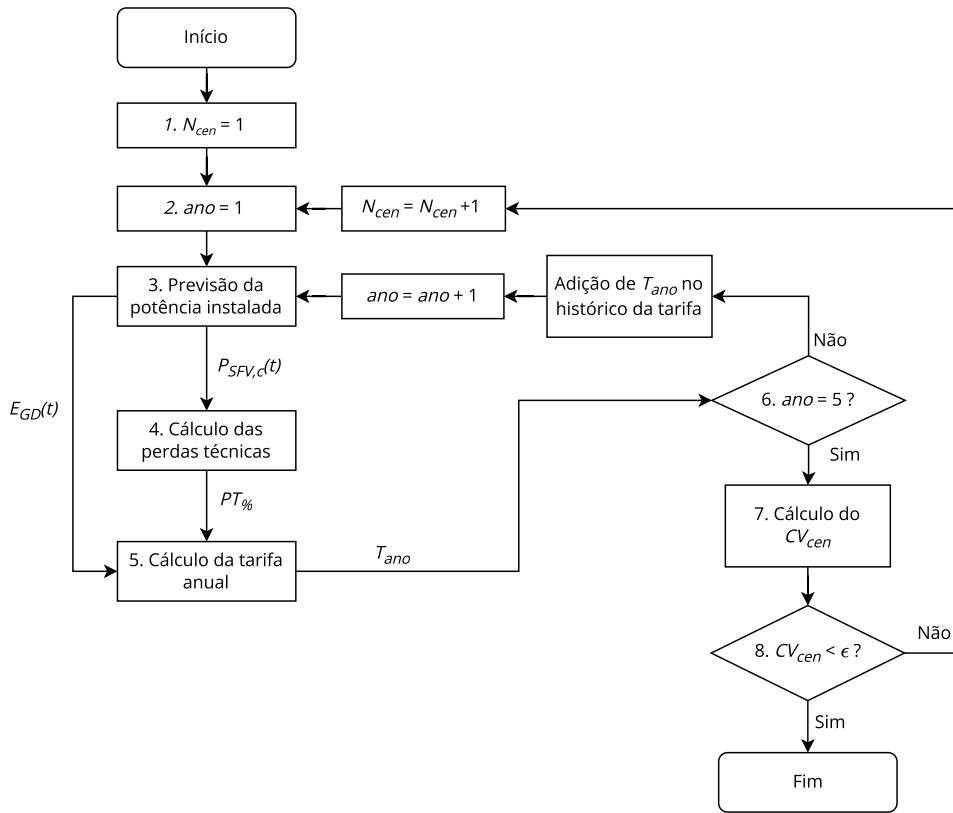


Figura 3.4: Procedimento completo adotado.

1. Inicialize o contador de cenários simulados ($N_{cen} = 1$);
2. Defina o ano analisado como igual a 1 ($ano = 1$), ou seja, um ano após 2023;
3. Realize a previsão da potência instalada, conforme a Seção 3.3;
4. Por meio da potência instalada por classe, realize o cálculo das perdas técnicas, conforme a seção 3.4;
5. Por meio do percentual de perdas técnicas e da energia proveniente da GD, calcule a tarifa para ano , T_{ano} , conforme a Seção 3.5;
6. Se os 5 anos foram analisados ($ano = 5$), execute o próximo passo. Caso contrário, incremente ano , adicione T_{ano} ao histórico da tarifa e retorne ao passo 3;
7. Calcule o coeficiente de variação do cenário analisado, (CV_{cen}); e
8. Se o CV_{cen} é menor que ϵ , execute o passo seguinte. Caso contrário, incremente o contador de cenários e retorne ao passo 2.

3.8 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo apresentou a metodologia empregada para realizar a previsão da tarifa de energia elétrica para os próximos 5 anos de modo a contemplar a intrínseca relação entre a tarifa e atratividade do investimento. Inicialmente, segregaram-se os consumidores com MMGD em classes segundo o subgrupo de tensão e a modalidade de GD aplicada. Em seguida, apresentaram-se os procedimentos adotados para estimar a potência instalada de GDFV e as respectivas perdas técnicas associadas. Posteriormente, apontou-se o método de recálculo da tarifa utilizado neste estudo. Por fim, apresentou-se o diagrama completo da metodologia aplicada.

4 MATERIAIS

4.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Este capítulo apresenta os materiais e dados empregados para a obtenção da análise de risco da tarifa de energia elétrica em função da GDFV. Para isso, o capítulo está organizado da seguinte maneira:

A seção 4.2 apresenta a distribuidora escolhida para a análise e suas principais características.

A seção 4.3 fornece dados acerca do comportamento das variáveis aleatórias ao longo do tempo. São apresentados os históricos da potência instalada de GDFV, do preço unitário do SFV, da tarifa de energia elétrica e do consumo do mercado livre de energia.

A seção 4.4 discorre sobre os dados meteorológicos utilizados nas simulações.

A seção 4.5 apresenta o histórico e previsão do PIB empregado para previsão do comportamento do mercado.

A seção 4.6 discorre sobre os dados aplicados na modelagem do SFV.

A seção 4.7 expõe os parâmetros técnico e financeiros empregados neste trabalho.

A seção 4.8 descreve os recursos e ferramentas computacionais utilizadas.

Por fim, a seção 4.9 sumariza os materiais empregados na metodologia e apresentados neste capítulo.

4.2 DADOS DA DISTRIBUIDORA ANALISADA

Nesta seção, é apresentada a distribuidora analisada e suas principais características técnicas e econômicas. A distribuidora escolhida para se realizar a análise está localizada em Minas Gerais e atende ao município Poços de Caldas. Ela possui potencial de crescimento da GDFV sem dispor de elevado esforço computacional frente a execução do fluxo de potência. As características da rede de distribuição estão disponíveis em (ANEEL, 2023a). Os dados econômico-financeiros, por sua vez, estão em (ANEEL, 2023e), e são referentes a dezembro de 2023.

A Tabela 4.1 expõe os dados dos consumidores da distribuidora em questão. Ela atende a 85.586 consumidores, incluindo cativos, livres e distribuição. Seu mercado é composto majoritariamente por consumidores residenciais, parcela equivalente a 78.098 UCs. A receita retornada por estes no último processo de reajuste tarifário em 2023 correspondia a 41,36% do total. A segunda classe com maior número de consumidores é a comercial, com 6.196. Em relação ao consumo de energia mensal, o setor industrial se destaca com 24.594 MWh, correspondente a 52,62% do consumo mensal total. Nos demais tipos de consumidores estão inclusos UCs de geração e a energia de atendimento a outras distribuidoras.

Dos consumidores da distribuidora, 189 são AT e 85.394 são BT. Na Tabela 4.2 estão apresentados o número de UCs (cativas e livres), conforme o subgrupo de tensão. Observa-se que a distribuidora em

Tabela 4.1: Classes de consumidores atendidas pela distribuidora. Fonte: adaptado de (ANEEL, 2023e)

Tipo de consumidor	Receita (R\$)	Receita em relação a total	Nº de consumidores	MWh mensal	MWh mensal em relação ao total
Residencial	84.476.294	41,36%	78.098	12.766	27,36%
Industrial	63.709.025	31,19%	216	24.549	52,62%
Comercial	37.721.442	18,47%	6.196	5.941	12,73%
Rural	2.976.635	1,46%	476	496	1,06%
Iluminação Pública	4.391.027	2,15%	6	1.117	2,39%
Poder Público	2.982.515	1,46%	437	435	0,93%
Serviço Público	6.063.030	2,97%	140	1.178	2,52%
Demais	1.923.900	0,94%	17	174	0,37%
TOTAL	204.243.868	-	85.586	46.657	-

questão possui 35 UCs livres, sendo 2 no A2 e 33 no A4. Seu mercado é composto majoritariamente por consumidores residenciais e comerciais (B1 e B3), conforme exposto na Tabela 4.1. Uma vez que em 2023 não haviam UCs A1, A2 ou A3 cativas, este trabalho não considera o surgimento de novas UCs cativas nestes subgrupos.

Tabela 4.2: Quantidade de UCs por grupo e subgrupo de tensão. Fonte: (ANEEL, 2023e)

Grupo de tensão	Subgrupo	Livres	Cativas	Total
AT	A2	2	-	2
	A4	33	154	187
BT	B1	-	78098	78098
	B2	-	470	470
	B3	-	6820	6820
	B4	-	6	6

A distribuidora está em 61º no ranking da tarifa residencial da ANEEL, de um total de 99 distribuidoras. No último reajuste tarifário, ela apresentou 4,43% de perdas técnicas, correspondente a 25.222 MWh. Sua perda não técnica regulatória é de 1,53% sobre o mercado BT. Em 2023, a perda não técnica foi de 3.196 MWh, com percentual não significativo no último processo tarifário.

A Tabela 4.3 apresenta os dados de energia do último processo tarifário. Observa-se que a energia requerida foi de 302.411 MWh, das quais mais de 270 MWh são para o fornecimento de energia aos seus consumidores. Tal valor corresponde a cerca de 89% da energia requerida. Foram consumidos 32.179

MWh referentes às perdas regulatórias. O custo médio de energia foi de 183,57 R\$/MWh, o que culminou em uma despesa de energia de mais de 55 milhões.

Tabela 4.3: Dados de energia do último processo tarifário. Fonte: adaptado de (ANEEL, 2023e).

Componente	Valor referente
Energia Requerida (Fornecimento + Perdas)	302.411 MWh
Fornecimento	270.231 MWh
Perdas Regulatórias	32.179 MWh
Perda Não Técnica	3.196 MWh
Perda Técnica	25.222 MWh
Perda Rede Básica sobre Dist.	358 MWh
Perda Rede Básica sobre mercado Cat.	3.403 MWh
Custo Médio	183,57 R\$/MWh
Despesa Energia (Energia Req. × Custo Médio)	R\$ 55.513.694,37

A distribuidora possui 23 alimentadores que nominalmente apresentam convergência frente a execução do fluxo de potência. A base de dados contém ao todo trinta padrões de curvas de carga distintas a depender da classe do consumidor (residencial, comercial, industrial, rural) para dias úteis, sábados e domingos. Ademais, o modelo de cargas empregado é o padrão definido pela ANEEL, denominado ZIP. Ele é composto por 100% de impedância constante para parcela reativa e de 50% potência constante e 50% impedância constante para a parcela ativa da carga. (ANEEL, 2024c).

4.3 HISTÓRICO DAS VARIÁVEIS ALEATÓRIAS

Nesta seção, são apresentados os históricos das variáveis aleatórias abordadas na seção 3, a saber: (i) potência instalada de SFVs; (ii) preço unitário do SFV; (iii) tarifa de energia elétrica; e (iv) consumo do mercado livre de energia. Todos os valores são referentes a distribuidora selecionada.

4.3.1 Crescimento da Geração Distribuída Fotovoltaica

Os dados de potência do SFV estão disponibilizados no Relatório de Empreendimento de MMGD da ANEEL, (ANEEL, 2023c). A Figura 4.1 apresenta a potência instalada de MMGD e o número de conexões ao longo do tempo em Poços de Caldas. Observa-se que o primeiro SFV instalado na região foi em 2014 com 2 kW. Em 2022, houve 506 solicitações de migração ao SCEE, o maior número de conexões por ano observado na distribuidora. Este fato é consequência da alteração da regulação prevista na Lei nº. 14.300, e pelo prazo por ela estipulado. Destaca-se que, mesmo após a mudança, o número de solicitações de conexões em dezembro de 2023 chegou a 401, e a potência instalada alcançou 13,86 MW.

Todas as unidades de MMGD presentes na região são de geração fotovoltaica. Até dezembro de 2023,

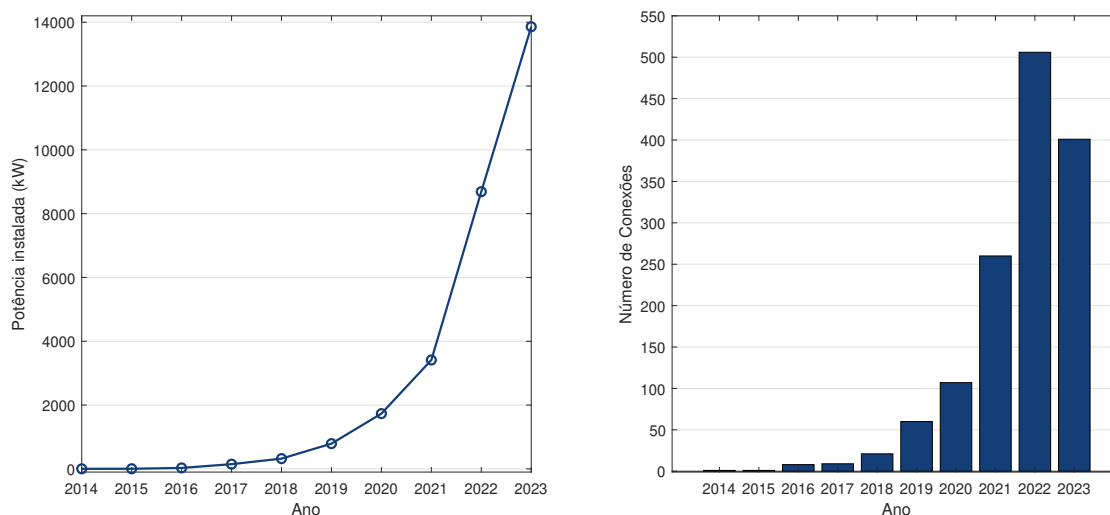


Figura 4.1: Relação de empreendimentos de MMGD em Poços de Caldas. Fonte: (ANEEL, 2023c)

só havia as modalidades: autoconsumo local, com 1435 unidades; autoconsumo remoto, com 129 unidades; e geração compartilhada, com 6 unidades. Analisando a potência instalada, a modalidade de geração local representa 89,61% do total de kWp instalados. Na Tabela 4.4 é apresentada a quantidade de MMGD por classe de consumidor e subgrupo de tensão. O histórico das potências dos SFV para cada classe de consumidor é obtido também no Relatório de Empreendimentos da MMGD disponível no site da ANEEL.

Tabela 4.4: Quantidade de UCs por grupo e subgrupo de tensão. Fonte: (ANEEL, 2023c)

Modalidade de Geração	A4	B1	B2	B3	B4	TOTAL
Autoconsumo local	20	1177	43	192	1	1433
Autoconsumo remoto	1	86	14	28	0	129
Geração compartilhada	0	3	0	3	0	6
TOTAL	21	1266	57	223	1	1568

4.3.2 Preço Unitário do Sistema Fotovoltaico

Os dados de preço unitário são obtidos em (GREENER, 2023). A Figura 4.2 fornece o comportamento do preço para cada classe de consumidor. Uma vez que o preço unitário do SFV depende da potência do mesmo, optou-se por utilizar como referência a mediana dos valores de potência do SFV no Brasil. Na Tabela 4.5 estão expostas às potências utilizadas como referência para obtenção dos preços por Wp. Tais valores estão baseados no trabalho apresentado por (EPE, 2022).

Na Figura 4.2, observa-se que houve uma acentuada queda nos preços nos últimos anos. Vale destacar que os painéis mais caros são os residenciais. Os da classe comercial BT local são aqueles com o menor preço em 2023. Todos os valores são ajustados para a inflação de dezembro de 2023.

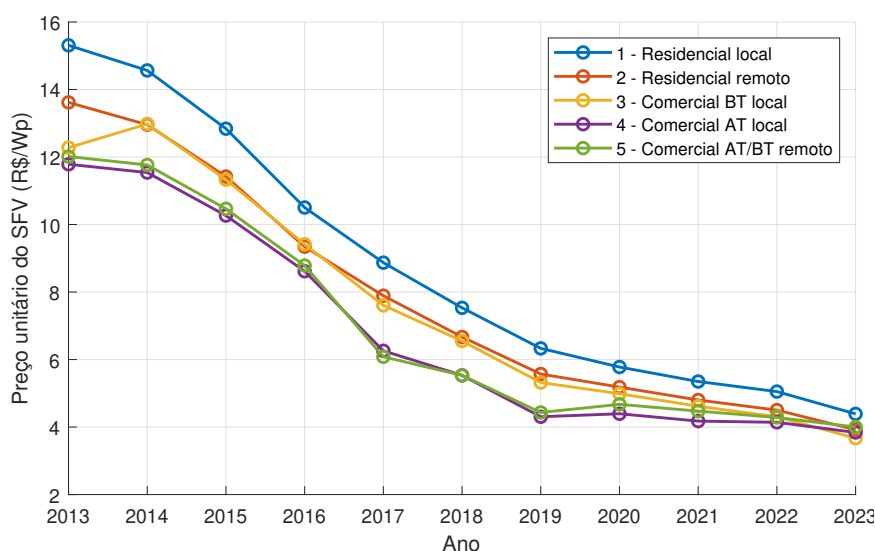


Figura 4.2: Histórico de preço dos SFV por classe. Fonte: adaptado de (GREENER, 2023)

Tabela 4.5: Potência utilizada como referência para obtenção dos preços dos SFV. Fonte: adaptado de (EPE, 2022)

Classe	Potência média (Wp)
1 - Residencial local	4,68
2 - Residencial local	6
3 - Comercial BT local	10
4 - Comercial AT local	77
5 - Comercial AT/BT remoto	72

4.3.3 Tarifa de Energia Elétrica

Conforme apresentado no capítulo 3, na análise utilizam-se os valores de tarifa de energia elétrica dos últimos 10 anos. A Figura 4.3 apresenta o comportamento das componentes da tarifa por subgrupo de tensão e por ano. Observa-se que para a tarifa convencional residencial, que variou entre 671,15 R\$/MWh em 2015 e 627,25 R\$/MWh em 2023, não se registra grandes alterações. Além disso, para os subgrupos B2 e B3 houve, em 2024, a unificação dos preços. A tarifa de energia elétrica para os consumidores AT mostrou-se abaixo da B1 em toda a última década. Além disso, percebe-se o quão significativa é a parcela Fio B na fatura de energia. No subgrupo A4, este valor está zerado, pois sua cobrança é na tarifa de demanda. Além disso, vale destacar que, para consumidores AT, apenas a fora de ponta é analisada para a geração dos fluxos de caixa, uma vez que geração de energia pelos SFVs não corresponde aos horários de ponta. No gráfico, são apresentados os dados do subgrupo B4, referentes às UCs de iluminação pública, apenas para fins de comparação, uma vez que elas não são contempladas na análise desenvolvida no presente trabalho.

Como se tratam de dados fora de ponta, não há distinção nas modalidades de tarifa verde e azul. O mesmo se aplica para a análise da tarifa de demanda, disposta na Figura 4.4. Nela encontra-se o histórico da tarifa de demanda para o subgrupo A4. Observa-se um crescimento de 53,11% de 2015 para 2024. Em

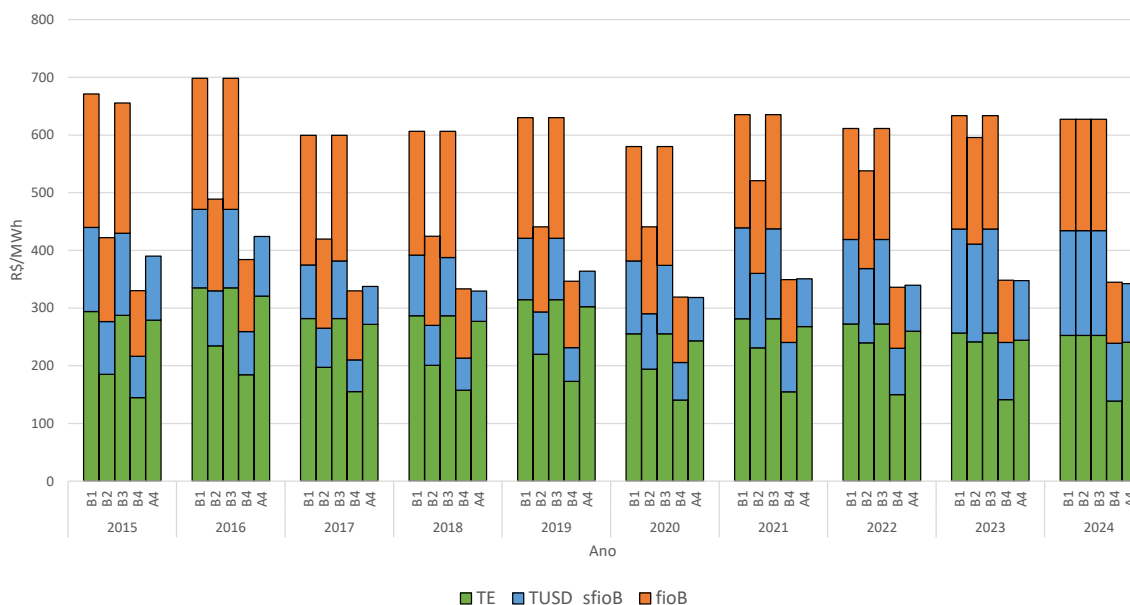


Figura 4.3: Histórico dos componentes da tarifa por subgrupo de tensão. Fonte: (ANEEL, 2023e).

2015, ela era de 11,28 R\$/kW e alcançou, em 2024, 17,27 R\$/kW,

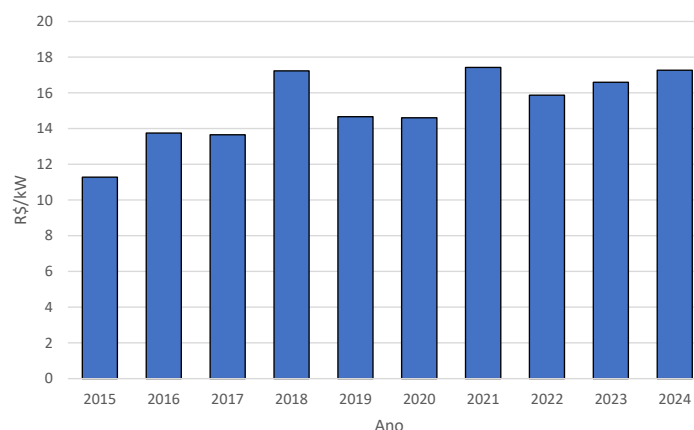


Figura 4.4: Histórico da tarifa de demanda para o subgrupo A4. Fonte: (ANEEL, 2023e).

Os processos de reajuste e revisão tarifária ocorrem em datas definidas nos contratos da distribuidora. Majoritariamente, eles não se dão no início do ano. Dessa forma, há mais de uma tarifa associada ao mesmo ano. Elas se diferenciam pelo número de meses de vigência. Neste estudo, calcula-se a média destas tarifas. Destaca-se que a tarifa aplicada em 2024 corresponde à calculada no reajuste tarifário de 2023. Todos os valores são ajustados para a inflação de dezembro de 2023.

4.3.4 Consumo do Mercado Livre de Energia

A fim de se estimar o crescimento do mercado livre de energia para a região da distribuidora, utilizam-se os históricos de consumo de energia observados nos momentos de recálculo da tarifa. A Figura 4.5 apresenta o comportamento do consumo desde 2017. Neste trabalho, optou-se pelo período que se inicia

em 2017 por se tratar do último salto de crescimento do consumo no ACL na região. Após esse ano, observou-se um comportamento regular e adequado para a realização da regressão linear. Vale ressaltar que nos últimos anos observou-se alterações na regulação do mercado livre, impactando no crescimento do mesmo. Todavia, a regressão linear apresentou-se como a melhor opção no presente trabalho devido à ausência de previsões mais detalhadas.

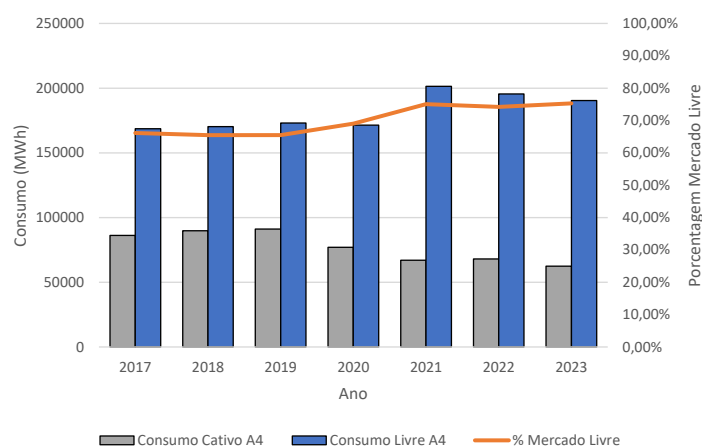


Figura 4.5: Histórico do consumo mercado livre e no mercado cativo do subgrupo A4. Fonte: (ANEEL, 2023e).

Da Figura 4.5, nota-se uma diminuição do consumo do mercado cativo no referido subgrupo de tensão. No período exibido na Figura 4.5, tem-se queda de 27,47%. Em contrapartida, o consumo no ACL alcançou em 2023 75,29% de toda a energia de fornecimento ao subgrupo A4.

4.4 DADOS METEOROLÓGICOS

O cálculo do percentual de perdas técnicas utiliza informações meteorológicas, uma vez que a geração de energia do SFV depende de tais parâmetros. Dessa forma, são utilizados dados de temperatura, irradiação e velocidade do vento coletados e disponibilizados pelo Instituto Nacional de Meteorologia (INMET, 2023). Eles são obtidos a cada hora, totalizando 8784 amostras em 2023. As Figuras 4.6 e 4.7 apresentam os dados registrados pelo INMET no ano de 2023.

Nas Figuras 4.6 e 4.7, as linhas mais claras representam todos os registros feitos no ano, e as linhas mais escuras os valores médios para fins de comparação. Nota-se que a temperatura ambiente média na região não ultrapassa 25 °C, e as temperaturas mais baixas ocorrem entre 5h e 7h da manhã. Em relação a irradiação, observa-se que os maiores valores encontram-se entre 10h e 13h. O valor máximo da curva de irradiação média alcança 695 W/m². Relativo à velocidade do vento, observa-se que as maiores medições estão entre 10h e 17h. Além disso, a curva média não ultrapassa a 6 m/s.

Os dados diários de temperatura, irradiação e velocidade do vento são utilizados para o cálculo da temperatura da superfície do painel fotovoltaico. As curvas médias foram apresentadas para fins de comparação e entendimento das condições meteorológicas da região analisada.

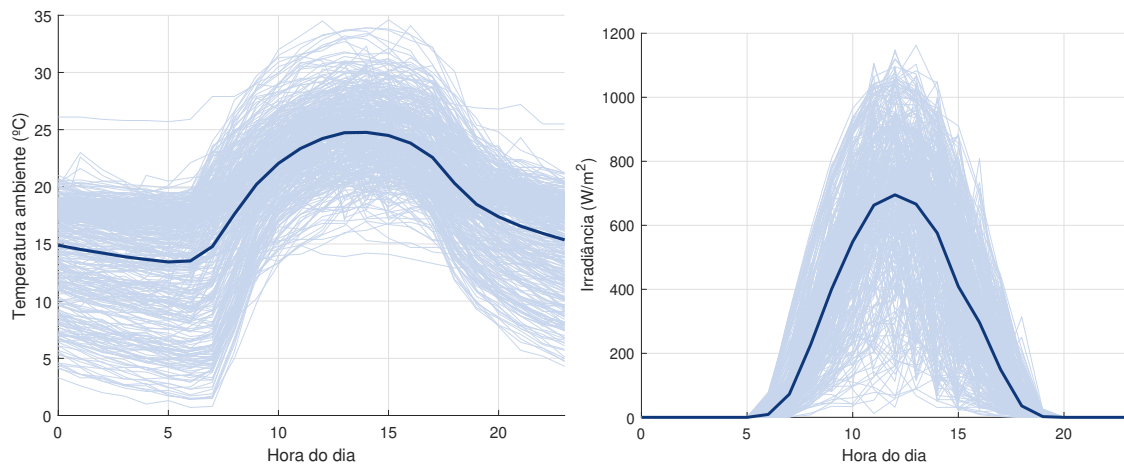


Figura 4.6: Comportamento da temperatura e da irradiância registrado pelo INMET em 2023. Fonte: adaptado de (TOGO, 2023).

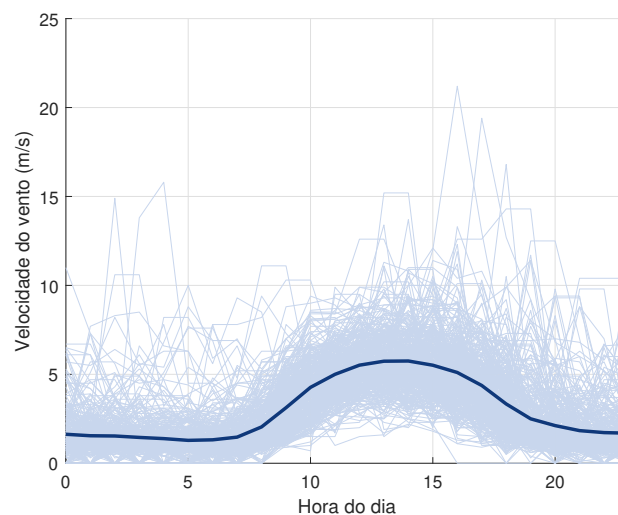


Figura 4.7: Velocidade do vento registrada pelo INMET em 2023. Fonte: adaptado de (TOGO, 2023).

4.5 PREVISÃO E HISTÓRICO DO PIB

Os valores esperados do PIB foram obtidos de (EPE, 2022). O histórico e a previsão estão apresentados na Figura 4.8.

Na Figura 4.8, a linha contínua corresponde ao histórico, a tracejada, por sua vez, são as previsões de crescimento do mercado. Ao se observar os valores previstos, é esperando o crescimento do mercado até 2030.

No ano de 2020, em função da pandemia da Covid-19, o PIB negativo de 4,1% foi substituído por 0%. Além disso, optou-se por utilizar a previsão do PIB para 2024 em lugar do valor observado até o presente momento.

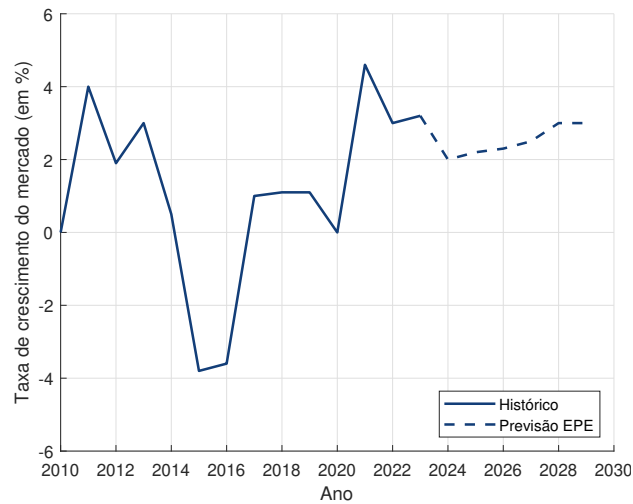
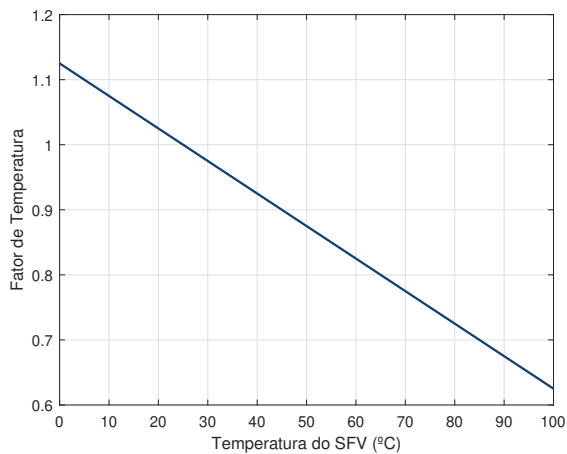


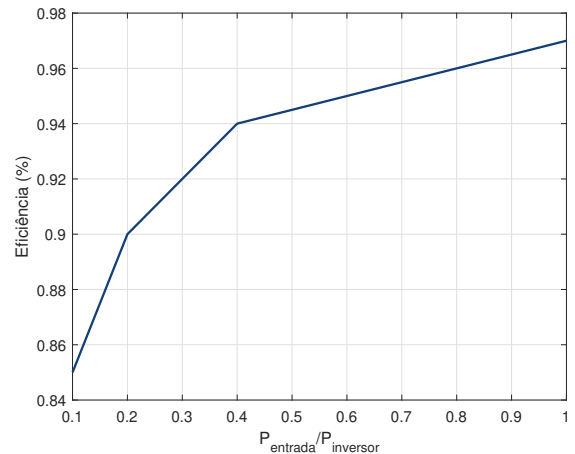
Figura 4.8: Histórico e previsão de comportamento do PIB. Fonte: (EPE, 2022)

4.6 MODELAGEM DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Nesta seção, são apresentados os dados utilizados para modelagem dos SFVs a fim de se executar o fluxo de potência. Os aspectos considerados na modelagem são eficiência do inversor, eficiência dos painéis fotovoltaicos e fator de potência do SFV, apresentados na Figura 4.9.



(a) Fator de temperatura x temperatura do SFV (°C)



(b) Eficiência do inversor com base na potência de entrada

Figura 4.9: Curvas utilizadas na modelagem dos SFVs. Fonte: (EPRI, 2011)

Na Figura 4.9a, é apresentado o coeficiente de temperatura do painel em função da temperatura. Nota-se que quanto maior a temperatura, menos eficiente é o painel. Da Figura 4.9b, depreende-se que, para potências de entrada próximas à potência do inversor, maior é a sua eficiência. Além dos parâmetros supramencionados, considera-se na modelagem do SFV que seu fator de potência é unitário.

4.7 PARÂMETROS UTILIZADOS NO ALGORITMO

A Tabela 4.6 apresenta os valores dos parâmetros expostos na metodologia e as suas respectivas referências.

Tabela 4.6: Parâmetros utilizados nas análises. Fonte: adaptado de (EPE, 2022)

Parâmetro	Valor	Referência
Período projetado	2025 - 2029	-
<i>Performance Ratio (PR)</i>	Sistemas locais: 75% Sistemas remotos: 80%	(PINHO; GALDINO, 2014)
Percentual de operação e manutenção do SFV ($perc_{O\&M}$)	Sistemas locais: 1% Sistemas remotos: 2%	(EPE, 2022)
Simultaneidade	classe 1: 40% classe 2: 20% classe 3: 50% classe 4: 80% classe 5: 0%	(EPE, 2022)
Percentual referente ao custo do inversor ($perc_{inv}$)	15% de C_{PV}	(ANEEL, 2019)
Vida útil do inversor	12 anos	(KOMENO et al., 2022)
Alíquota ICMS	18%	(SEF/MG, 2023)
Alíquota PIS/COFINS	9,25%	(ANEEL, 2023e)
Fator de aptidão local (FAL)	0,544	(KONZEN, 2014)
Proporção local 2023	0,861	(ANEEL, 2023c)
Custo de capital (cc)	6,82 a.a.	(EPE, 2022)
Taxa de degradação do sistema (τ)	0,5% a.a.	(PINHO; GALDINO, 2014)
Vida útil do SFV	25 anos	(PINHO; GALDINO, 2014)
Sensibilidade ao payback (s)	0,3	(KONZEN, 2014)

	classe 1: 0,000187	
	classe 2: 0,000247	
Coefficiente de inovação (p)	classe 3: 0,000354	(EPE, 2022)
	classe 4: 0,01	
	classe 5: 0,001	
	classe 1: 0,728565	
	classe 2: 0,505963	
Coefficiente de imitação (q)	classe 3: 1	(EPE, 2022)
	classe 4: 0,411932	
	classe 5: 0,01	
Irradiância nas condições padrões de teste (G_{SC})	1 kWp/m ²	
Irradiância solar média anual (I)	5,03 kWh/m ² .dia	(INMET, 2023)
Valor máximo para o coeficiente de variação ϵ	0,05	(STECANELLA, 2020)
Quantidade de consumidores recebendo crédito no SCEE para SFV remoto ($n_{credito}$)	2	(ANEEL, 2023c)

4.8 FERRAMENTAS COMPUTACIONAIS

Neste estudo, foi desenvolvido um algoritmo para cálculo da tarifa de energia elétrica utilizando-se a linguagem Python. Para as análises do fluxo de potência, empregou-se o *Open Distribution System Simulator* (OpenDSS). Ele consiste em uma ferramenta de código aberto destinado a simulações de redes elétricas de distribuição. Além disso, o OpenDSS é empregado pela ANEEL para modelagem dos alimentadores e cálculo das perdas técnicas regulatórias (ANEEL, 2014).

Para a realização do recálculo da tarifa de energia elétrica, são utilizados o Sistema para Processos Automatizados de Revisão/ Reajuste Tarifário (SPARTA) e a Planilha de Cálculo da Abertura Tarifária (PCAT), ambos desenvolvidos pela ANEEL e disponibilizados em (ANEEL, 2023b).

Por meio da interface COM (*Component Object Model*) e da biblioteca *xlwings*, o algoritmo desenvolvido controla o OpenDSS e o Excel. Os resultados são exportados em arquivos csv (*Comma-separated values*) para análises e geração de gráficos. Uma vez que se avalia toda uma distribuidora, ou seja, tem-se um elevado volume de dados, são empregadas técnicas de multiprocessamento para encurtar o tempo de execução.

4.9 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo apresenta as ferramentas e dados utilizados para obtenção da previsão da tarifa e crescimento da GDFV. Inicialmente, foram apontados os dados da distribuidora escolhida para aplicação da metodologia. Entre eles encontram-se informações referentes ao consumo de energia e número de UCs por subgrupo de tensão. Em seguida, apresentaram-se os históricos das variáveis aleatórias declaradas no capítulo 3. São elas: a potência instalada de GDFV; o preço unitário do SFV; a tarifa de energia elétrica e suas componentes; e o consumo de energia do mercado livre. Também foram discutidos os dados meteorológicos, a taxa de crescimento do mercado e apresentadas as informações acerca da modelagem dos SFVs. Por fim, foram expostos os demais parâmetros utilizados no trabalho e as ferramentas computacionais empregadas.

5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

5.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Este capítulo apresenta os resultados obtidos na aplicação da metodologia proposta. Para tanto, ele está organizado da seguinte forma:

A seção 5.2 expõe os resultados de preço do SFV por kWp instalado.

A seção 5.3 apresenta e compara os resultados de payback para cada classe de consumidor.

As seções 5.4 e 5.5 fornecem os resultados de crescimento do mercado livre de energia elétrica e do mercado potencial final por classe de consumidor, respectivamente.

As seções 5.6 e 5.7 discorrem sobre os resultados de número de adotantes à GDFV obtidos e a potência instalada.

A seção 5.8 fornece os resultados da porcentagem de perdas técnicas obtidas nas execuções do fluxo de potência.

A seção 5.9 expõe os resultados da energia requerida, do montante de perdas técnicas e da tarifa de energia elétrica. Além disso, são realizadas comparações com os valores vigentes na distribuidora.

Por fim, a seção 5.10 sumariza o que foi exposto no capítulo.

5.2 PREÇO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

A Figura 5.1 apresenta a expectativa de preço dos SFVs em R\$/Wp obtida por meio da Equação 3.1. Cabe destacar que foram necessários 634 cenários para que houvesse convergência dos resultados.

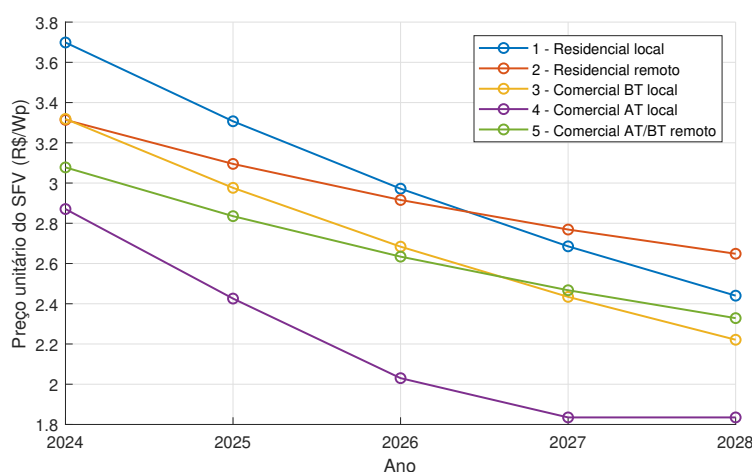


Figura 5.1: Preço dos SFVs por classe.

Da Figura 5.1, observa-se que em todas as classes mantém-se a tendência de queda, e, para a classe

comercial AT com sistema instalado localmente, atingiu-se o piso de preço de 1,835 R\$/Wp em 2027. Apesar de a classe residencial local começar com os preços mais elevados em 2024, espera-se que em 2028 os da classe residencial remoto sejam mais caros. Vale destacar que os valores de média e desvio padrão do erro, obtidos na regressão não-linear, não foram significativos para gerar distinções entre os preços do SFV em cada cenário.

5.3 TEMPO DE RETORNO DO INVESTIMENTO

Nesta seção, são apresentados os resultados de payback para cada classe de consumidor. Em seguida, para fins de comparação, são expostos graficamente os valores esperados.

As Figuras 5.2a e 5.2b apresentam o tempo de retorno do investimento para consumidores residenciais em função do ano de instalação.

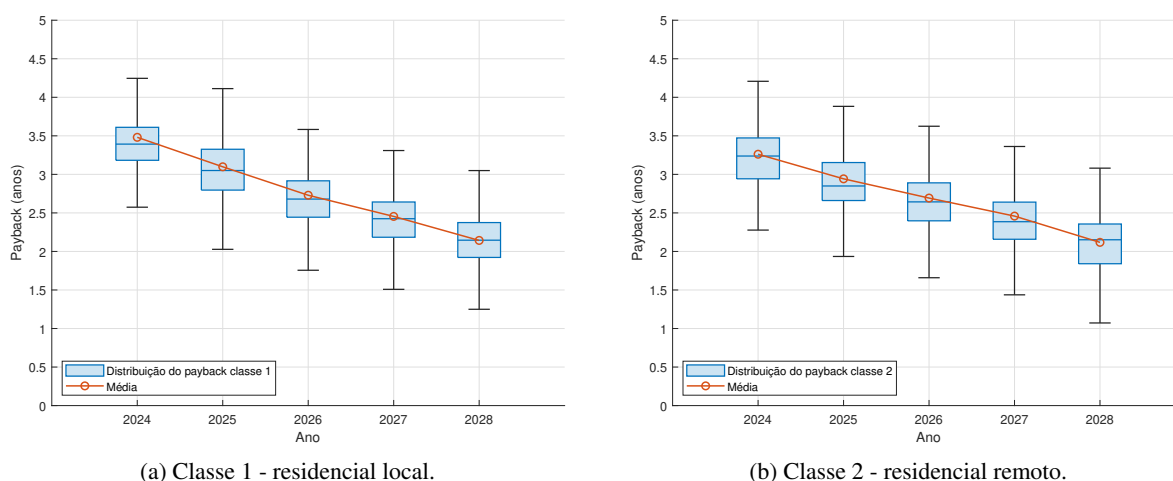


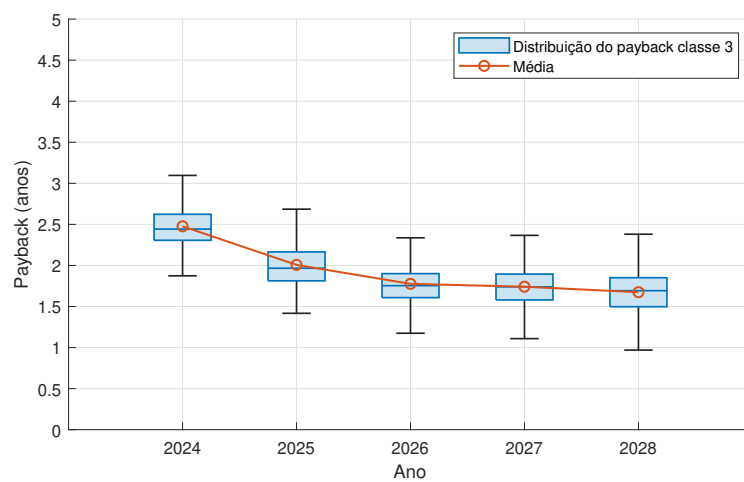
Figura 5.2: Payback de consumidores residenciais.

Na Figura 5.2a, a mediana do payback, em 2024, está em 3,40 anos. Ele caiu para 2,15 anos em 2028. A curva em laranja apresenta o comportamento da média do payback ao longo do tempo. Nota-se que, para a classe 1, a média estava em 3,48 anos em 2024 e alcançou em 2028 2,12 anos.

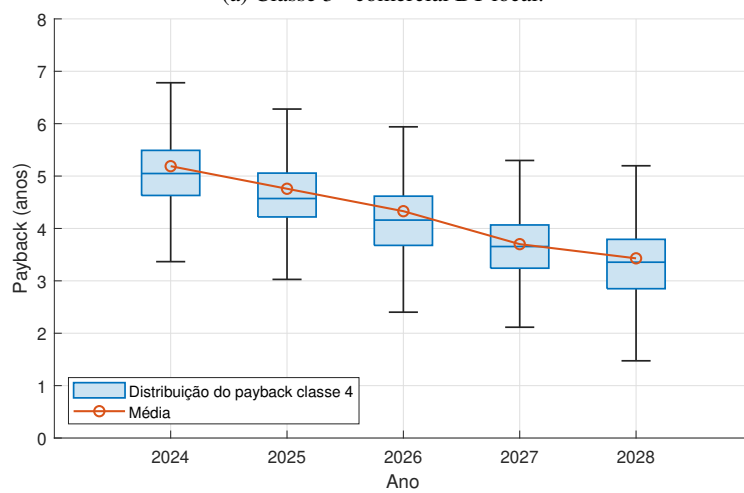
Ao se analisar a Figura 5.2b, percebe-se que a mediana foi de 3,24 anos em 2024 e alcançou 2,15 anos em 2028. Em relação à média, percebe-se que ela caiu de 3,26 anos para 2,15 anos no último ano analisado. Os resultados de ambas as classes apresentam tendências de queda associada à diminuição do preço dos SFV estimada na seção 5.2.

A Figura 5.3 apresenta o comportamento do payback para as classes de consumidores não residenciais.

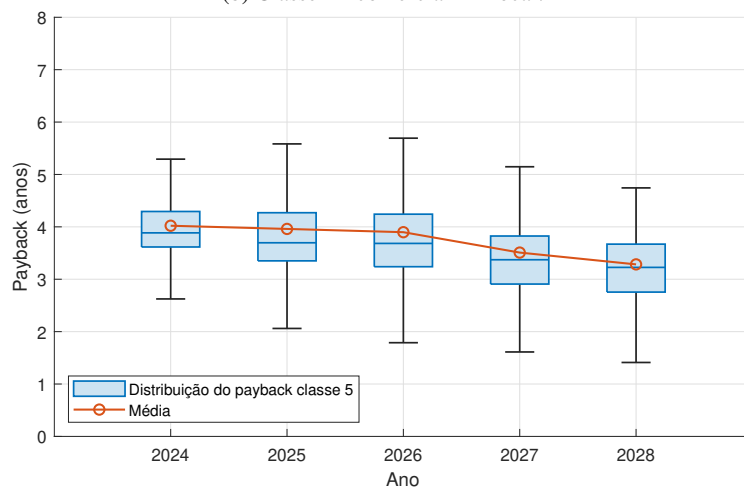
Da Figura 5.3a, observa-se a mediana de 2,44 anos em 2023, e de 1,7 anos em 2028. Por outro lado, no payback para consumidores comerciais AT com SFV local, apresentado na Figura 5.3b, a mediana partiu de 5,05 anos em 2023 e alcançou 3,36 anos em 2028. O SFV comercial remoto, exposto na Figura 5.3c, se mostrou mais viável quando comparado aos AT instalados localmente, apresentando uma mediana de 3,89 anos em 2023, e atingindo 3,23 anos em 2028. Das classes comerciais, a classe 3, comercial BT local, mostrou-se mais rentável.



(a) Classe 3 - comercial BT local.



(b) Classe 4 - comercial AT local.



(c) Classe 5 - comercial AT/BT remoto.

Figura 5.3: Payback consumidores comerciais.

A Figura 5.4 apresenta o comportamento do valor esperado do payback de cada uma das classes.

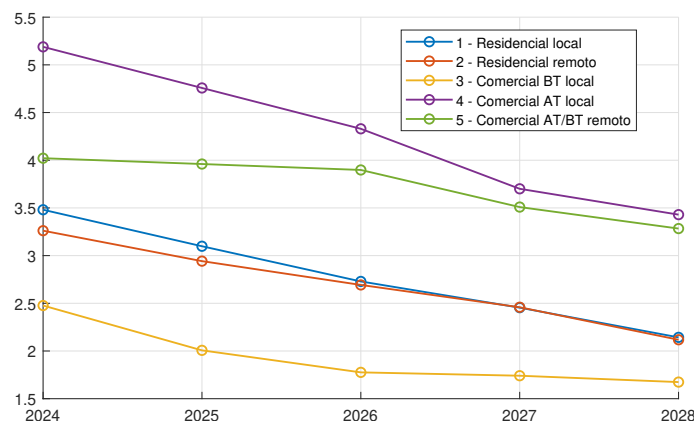


Figura 5.4: Comparação do valor esperado do payback por classe de consumidor.

Nota-se que o investimento com maior tempo de retorno esperado é o comercial AT local, com payback esperado de 5,2 anos em 2024. Por outro lado, o com o menor tempo de retorno esperado é o comercial BT local, alcançando 1,7 anos em 2028. Tal fato está relacionado ao baixo preço unitário quando comparado às demais classes, seção 5.2, e à ausência de pagamento da tarifa de demanda. Em relação às classes residenciais, observou-se resultados semelhantes, com a instalação remota mais atrativa no primeiro momento. Vale destacar que as mudanças na regulação do sistema de compensação de energia não inviabilizaram o investimento. Ele permanece sendo atrativo e, em alguns cenários, com período de recuperação do capital inferior a 2 anos.

5.4 COMPORTAMENTO DO MERCADO LIVRE

A Figura 5.5 apresenta a relação entre o mercado livre A4 e todo o consumo A4 da distribuidora.

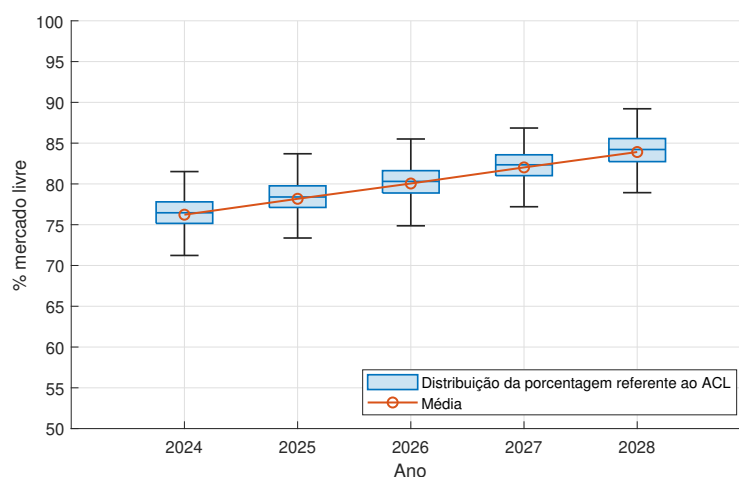


Figura 5.5: Porcentagem do mercado A4 referente ao mercado livre.

Da Figura 5.5, nota-se que em 2028 a mediana prevê que 84,22% do consumo de energia elétrica do subgrupo A4 será destinado ao mercado livre. Em 2024, este valor correspondia a 76,46%. Vale destacar

que, em 2023, o valor reportado pela ANEEL era de 75,29%. Dessa forma, ao se comparar com a mediana, é previsto um aumento de 8,93 pontos percentuais até 2028. Uma vez que os consumidores livres não podem fazer parte do sistema de compensação de energia, o aumento estimado na Figura 5.5 diminui o mercado potencial da GDFV.

5.5 MERCADO POTENCIAL FINAL

As Figuras 5.6 e 5.7 apresentam os resultados da previsão do mercado potencial final obtidos por classe de consumidor.

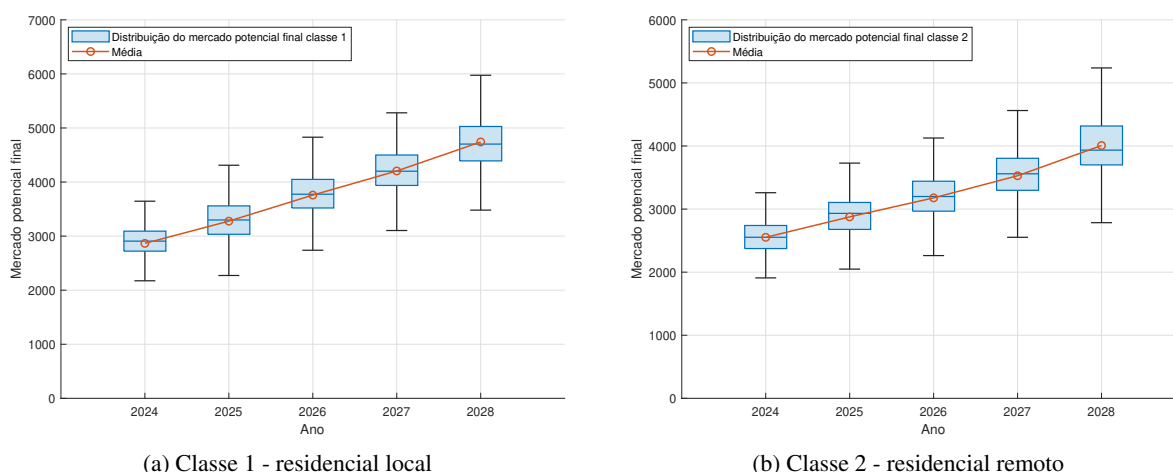


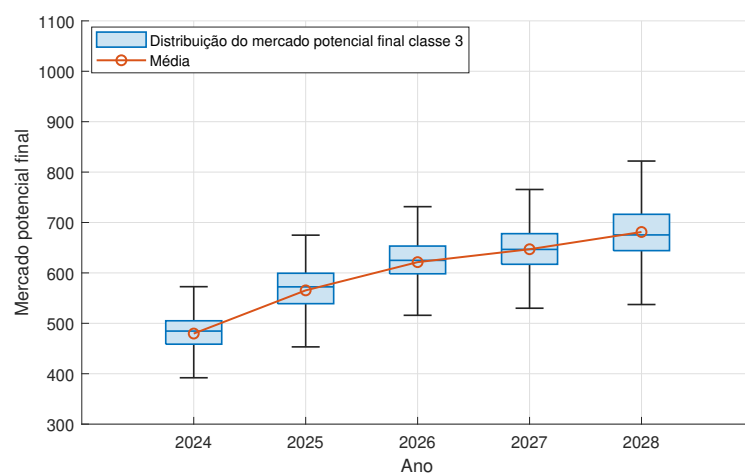
Figura 5.6: Mercado potencial final das classes residenciais.

Na Figura 5.6a, observa-se que a mediana do mercado potencial final para a classe residencial com SFV local em 2024 foi de 2907 consumidores. Para 2028, a mediana alcançou 4702. Em relação aos consumidores com SFV remoto, a mediana em 2024 era de 2553 UCs e atingiu, em 2028, 3934 consumidores. O fato de o mercado potencial da classe 1 ser superior ao da classe 2 é condizente com o esperado, uma vez que o *FAL* é maior que 50%.

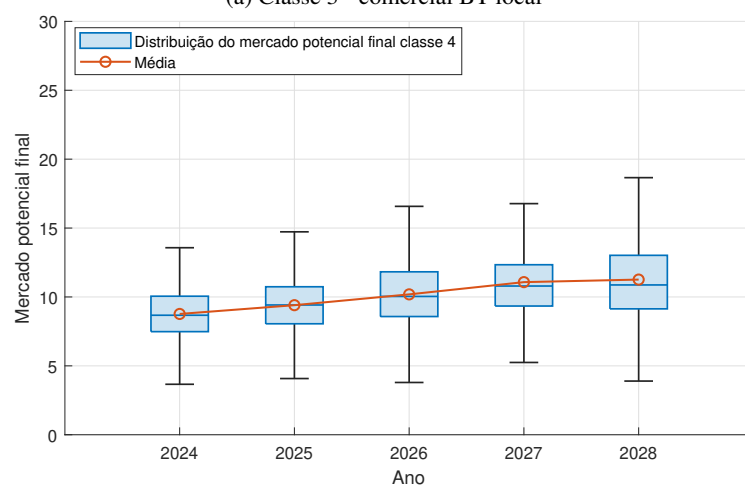
Nota-se que na classe comercial BT com SFV local, disposta na Figura 5.7a, a mediana do mercado potencial final parte de 484 e alcança 675 consumidores em 2028. Para consumidores AT, apresentados na Figura 5.7b, a mediana partiu de 9 consumidores em 2024 e alcançou 11 consumidores em 2028. A classe 5 - comercial AT/BT, Figura 5.7c remoto, por sua vez, variou de 265 consumidores, em 2024, a 358 em 2028.

Da comparação entre as Figuras 5.6 e 5.7, depreende-se que o crescimento do mercado potencial final não é tão intenso para consumidores AT. Tal fato é consequência da migração de consumidores ao ACL, conforme disposto na seção 5.4. Além disso, os valores observados para a classe 4 são os menos significativos, devido às baixas dimensões da distribuidora, tal qual apresentado na Tabela 4.2. Além disso, na Figura 5.7a, identifica-se em 2026 uma alteração no comportamento dos resultados. Isso está associado ao estabelecimento do piso de preço do SFV, conforme disposto na seção 5.2.

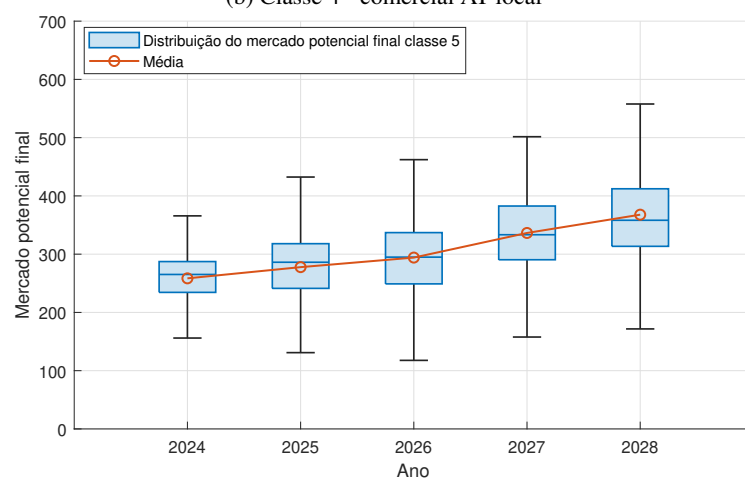
A fim de se identificar a relevância do mercado potencial final obtido frente às dimensões da distri-



(a) Classe 3 - comercial BT local



(b) Classe 4 - comercial AT local



(c) Classe 5 - comercial AT/BT remoto

Figura 5.7: Mercado potencial final das classes comerciais.

buidora, ele é comparado com o total de UCs declarado em 2023 e disposto na Tabela 4.2. Por meio dos dados da mediana de 2024, nota-se que apenas 7,27% das UCs são previstas para aderir à GDFV. Este valor é resultado da avaliação socioeconômica, da expansão do mercado livre de energia e da sensibilidade ao payback adotada.

5.6 EXPECTATIVA DE NÚMERO DE ADOTANTES

Por meio da Equação 3.14 e dos valores de mercado potencial final, obteve-se a curva do número acumulado de adotantes à GDFV. Os resultados estão apresentados nas Figuras 5.8 e 5.9.

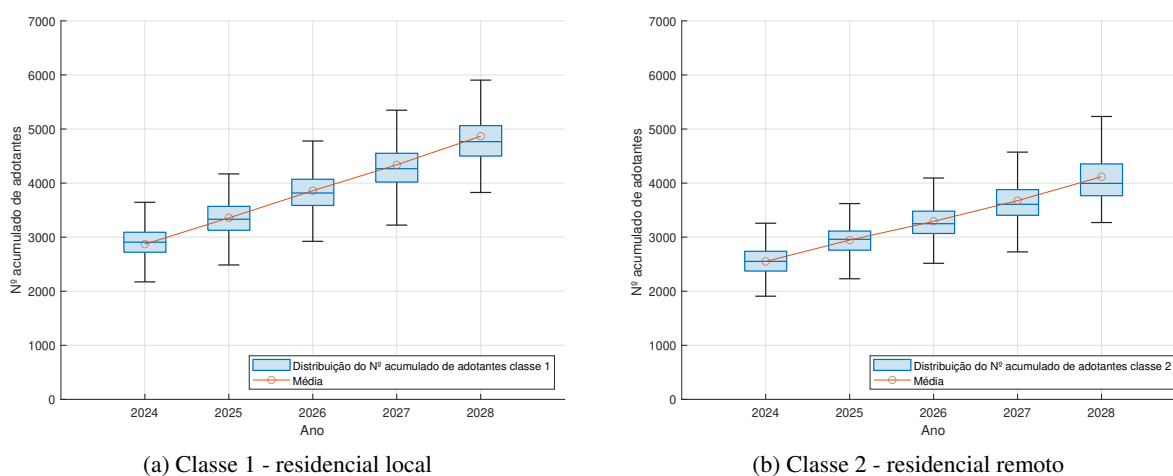
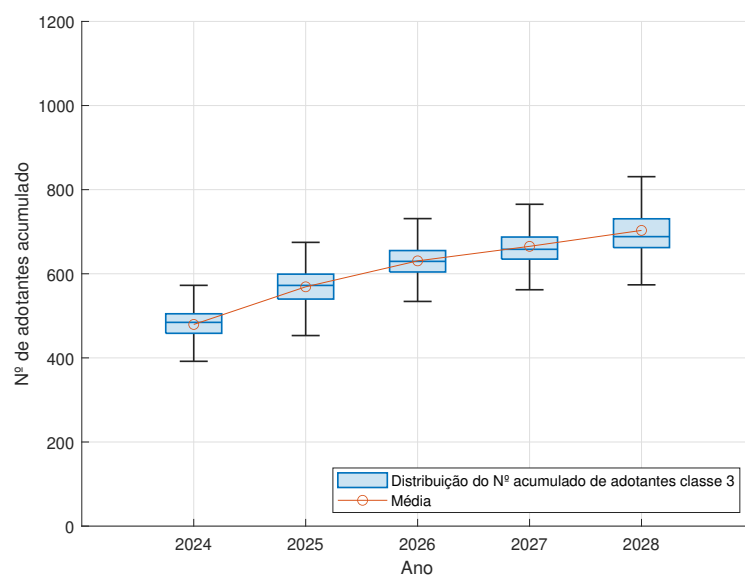


Figura 5.8: Número acumulado de adotantes classes residenciais.

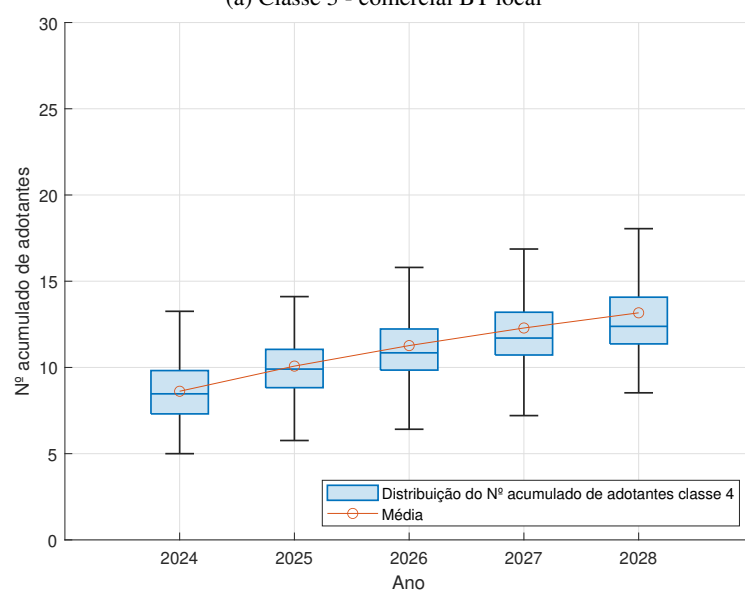
Para consumidores residenciais com SFV instalado localmente, Figura 5.8a, a mediana obtida em 2028 foi de 4767 consumidores com GDFV. Observando os valores esperados para cada ano, é prevista uma média de crescimento de 14,14% a.a. Para a classe 2, disposta na Figura 5.8b, foi previsto o crescimento médio de 12,73% a.a. de modo a alcançar a mediana de 3995 consumidores em 2028.

Em relação aos consumidores da classe 3, Figura 5.9a, a mediana dos valores para 2028 foi de 688 consumidores com crescimento médio de 10,17% a.a. Para a classe 4, Figura 5.9b, estimou-se o crescimento médio de 11,24% a.a. e a mediana de 12 consumidores para 2028. Por fim, da Figura 5.9c, identifica-se um aumento médio de 11,83% a.a. do número de prosumidores e a mediana prevista para 2028 foi de 380 consumidores. A classe 4, comercial AT com SFV local, apresentou o menor número de adotantes previsto. Tal fato está relacionado ao mercado potencial final obtido na seção 5.5. Contudo, o crescimento médio anual é próximo dos valores observados nas demais classes.

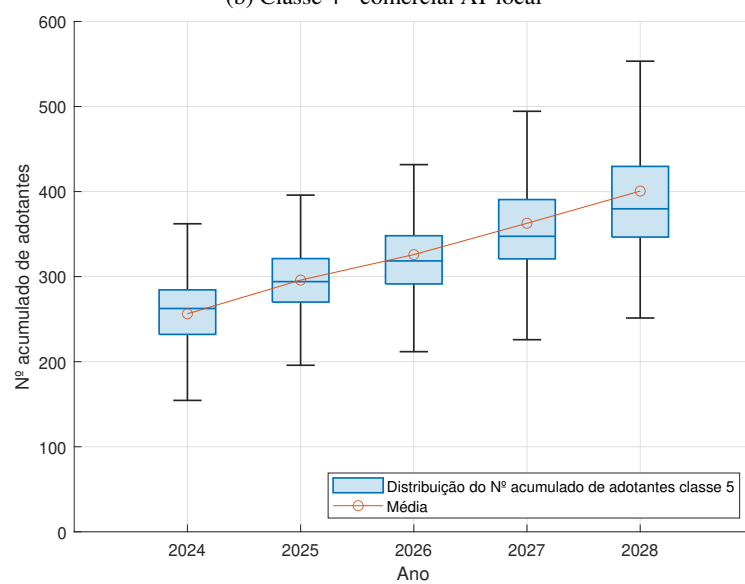
Ao agregar os resultados de mediana obtidos, obtém-se o total de 9842 consumidores com GDFV. Este resultado representa mais de 6 vezes o total de UCs adequadas à GDFV em 2023 na área de concessão da distribuidora.



(a) Classe 3 - comercial BT local



(b) Classe 4 - comercial AT local



(c) Classe 5 - comercial AT/BT remoto

Figura 5.9: Número acumulado de adotantes classes comerciais.

5.7 EXPECTATIVA DE POTÊNCIA INSTALADA

A Figura 5.10 dispõe o total de potência instalada de GDFV prevista no período de 2024 a 2028.

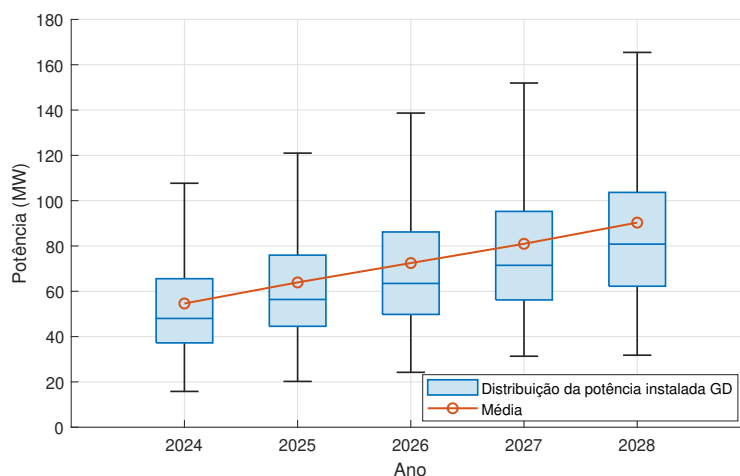


Figura 5.10: Potência instalada referente a GDFV prevista na distribuidora.

Na Figura 5.10, a mediana dos valores previstos para 2028 foi de 80,82 MW de potência instalada. Conforme disposto no capítulo 4, a distribuidora possuía 13,86 MW instalados em 2023. Dessa forma, o crescimento estimado até 2028 é de aproximadamente 483,12%.

5.8 PERCENTUAL DE PERDAS TÉCNICAS

A Figura 5.11 expõe os resultados de percentual de perdas técnicas obtidos frente a execução do fluxo de potência.

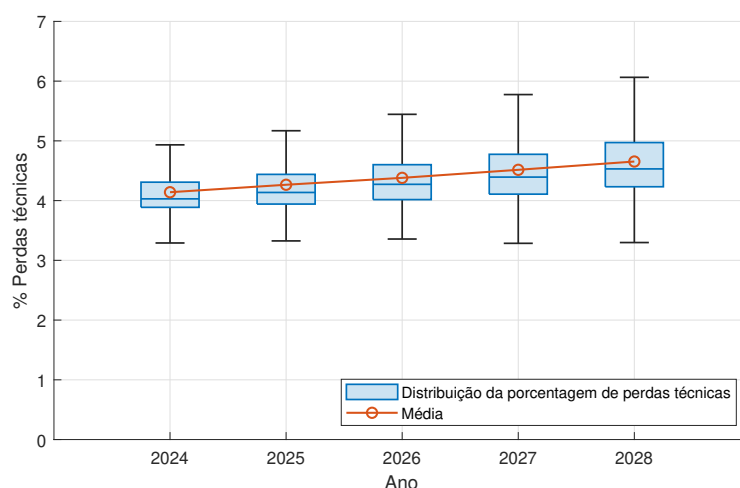


Figura 5.11: Porcentagem de perdas técnicas.

Segundo dados da ANEEL e dispostos na seção 4.2, a distribuidora apresentou 4,43% de perdas técnicas no último reajuste tarifário realizado em 2023. Contudo, tendo em vista a existência de alimentadores inadequados para a execução do fluxo de potência, a ANEEL considera tanto os resultados das simulações

quanto o montante de perdas declarado pela distribuidora. No presente trabalho, são considerados apenas os alimentadores com convergência. Estes, ao se executar o fluxo de potência sem a adição da GDFV, obtiveram 3,58% de perdas técnicas. Dessa forma, considera-se este valor para comparação com os cenários após a adição da GDFV.

Da Figura 5.11, identifica-se a mediana de 4,03% em 2023 e de 4,53% em 2028. Ambos os valores superam as perdas técnicas sem a adição da GDFV. Vale destacar que em 2028 os resultados estão distribuídos entre 3,30% e 6,06%. Uma vez que o primeiro quartil da distribuição é de 4,23%, nota-se que, em menos de 25% dos cenários, houve diminuição das perdas técnicas por meio da adição da GDFV. Em geral, a inserção da GDFV não ocasionou em melhora nas perdas técnicas.

5.9 ANÁLISE DA TARIFA

Nesta seção, são apresentados os resultados obtidos no procedimento de reajuste tarifário. Inicialmente, são expostas as estimativas de energia requerida e perdas técnicas em MWh. Em seguida, discorre-se acerca das previsões de tarifa de energia elétrica BT e AT. Os valores são comparados com os calculados pela ANEEL em 2023 e vigentes em 2024.

5.9.1 Energia Requerida

A Figura 5.12 apresenta os valores de energia requerida pela distribuidora calculados no momento de recálculo da tarifa de energia elétrica. Para fins de comparação, adicionou-se a curva da energia proveniente da GDFV.

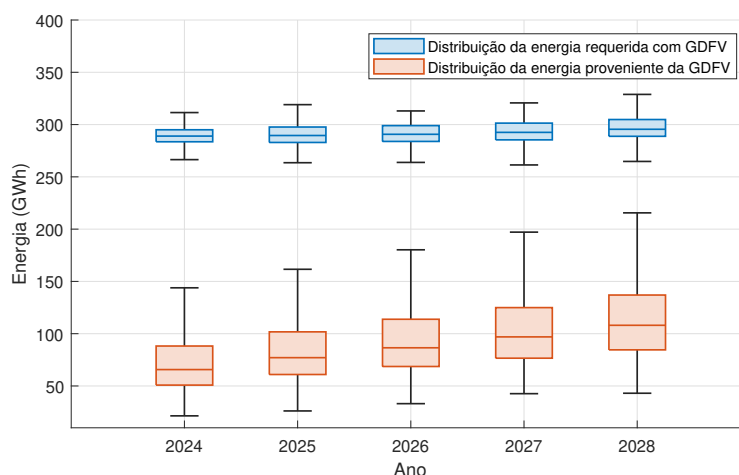


Figura 5.12: Energia requerida pela distribuidora.

Na Figura 5.12, observa-se que a mediana da energia requerida para atendimento aos consumidores em 2023 foi de 289 GWh. Em 2028, este valor foi de 295 mil MWh. Por outro lado, a mediana da energia proveniente da GDFV em 2023 foi de 65,7 GWh, e alcançou 108 GWh em 2028. Este crescimento equivale a um aumento de 39,17%. Apesar das análises contemplarem o crescimento do consumo de energia elétrica, o aumento da energia injetada na rede oriunda da GDFV limitou o aumento da energia requerida

pela distribuidora a apenas 2,03%. Tal resultado destaca a possibilidade da GDFV como forma de suprimento da energia demandada pelos consumidores da distribuidora, diminuindo os custos com contratação de energia. Contudo, a energia proveniente da GDFV não é constante ou controlável, sendo influenciada pela irradiação solar. Surge, então, a dificuldade da distribuidora de identificar quanto de energia deve ser contratada de modo a suprir seus consumidores e evitar cenários de sobrecontratação de energia elétrica. Nestas situações, a sobrecontratação é classificada como involuntária e o valor é repassado diretamente para a tarifa.

5.9.2 Montante de Perdas Técnicas

A Figura 5.13 apresenta a energia relativa às perdas técnicas calculada no momento do reajuste tarifário.

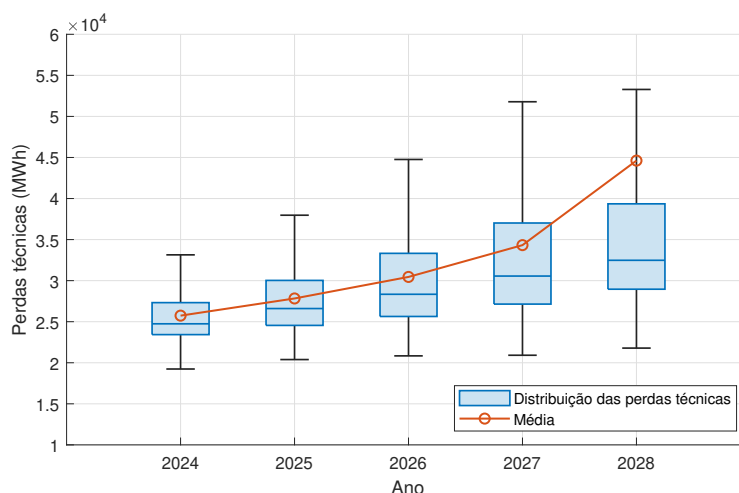


Figura 5.13: Montante de perdas técnicas de energia.

Da Figura 5.13, observa-se que a mediana em 2024 foi de 24,74 mil MWh e o valor esperado equivalente a 25,74 mil MWh. Já em 2028, estes valores foram de 32,48 mil MWh e 44,62 mil MWh, respectivamente. Visto que o montante de perdas técnicas foi de 25 mil MWh em 2023, reforça-se que a adição da GDFV não ocasionou em redução das perdas técnicas. Nota-se que a média alcança valores mais elevados que a mediana. Tal fato é consequência da presença de *outliers*, os quais não são representados graficamente.

5.9.3 Tarifa de Energia Elétrica para a Baixa Tensão

A Figura 5.14 apresenta a previsão da tarifa convencional para consumidores BT. Os valores são os mesmos para os diferentes subgrupos de tensão na modalidade convencional de tarifação.

Por meio da Figura 5.14, nota-se que a mediana da tarifa de energia elétrica em 2029 foi de 848,30 R\$/MWh. Para este ano, o primeiro e terceiro quartis observados foram de 753,9 e 1044 R\$/MWh. Em contrapartida, o valor vigente para a distribuidora, calculado no último reajuste tarifário realizado pela ANEEL em 2023, é de 627,25 R\$/MWh. Estimou-se que a expansão da GDFV ocasiona a elevação da tarifa em 35,24%. O aumento anual da mediana da tarifa foi de, em média, 3,31% a.a. partindo de 2025.

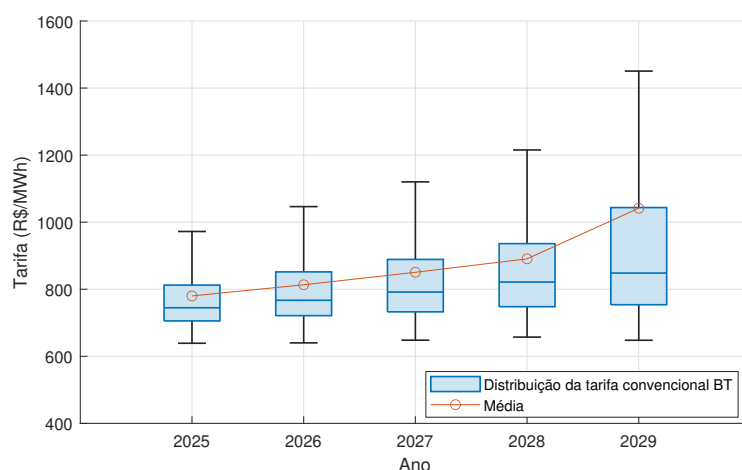
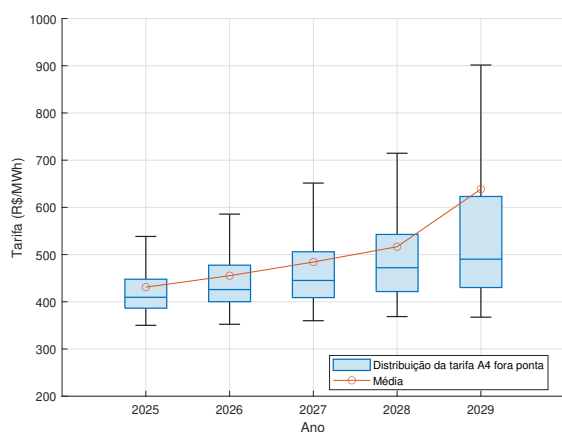


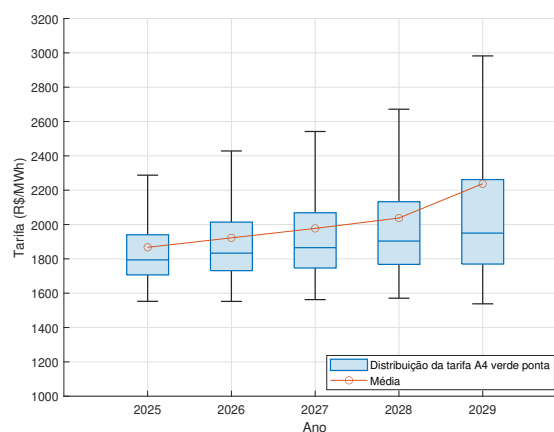
Figura 5.14: Resultado tarifa convencional BT.

5.9.4 Tarifa de Energia Elétrica para a Alta Tensão

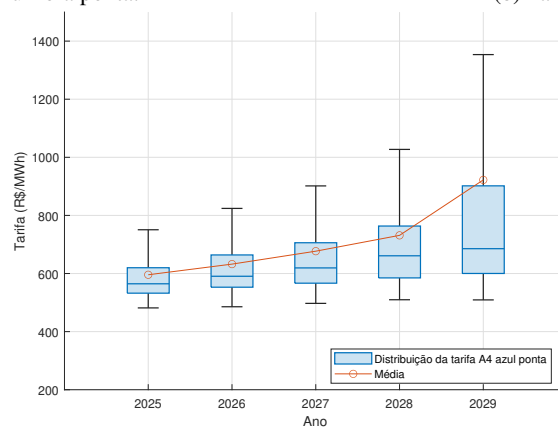
A Figura 5.15 apresenta os resultados da tarifa de energia elétrica para consumidores A4 nas modalidades verde e azul em ponta e fora ponta. Vale destacar que no período fora de ponta os valores são iguais em ambas as modalidades.



(a) Tarifa verde e azul fora ponta.



(b) Tarifa verde ponta.



(c) Tarifa azul ponta.

Figura 5.15: Tarifa de energia elétrica nas modalidades verde e azul.

Ao se analisar a Figura 5.15a, nota-se que a mediana em 2029 é de 490,30 R\$/MWh, enquanto a vigente é de 342,23 R\$/MWh. Em relação à tarifa de ponta na modalidade verde, Figura 5.15b, a mediana atingiu, em 2029, 1950,00 R\$/MWh. Em contrapartida, ela é de 1524,41 R\$/MWh em 2024. Por fim, na ponta da modalidade azul, apresentada na Figura 5.15c, observou-se 685,50 R\$/MWh em 2029. A tarifa atual correspondente é de 470,95 R\$/MWh. Da Figura 5.15, observa-se que as curvas possuem comportamentos semelhantes. Tal fato se justifica devido à relação entre a curva de energia requerida e ao procedimento semelhante de cálculo das mesmas.

A Figura 5.16 expõe os resultados de tarifa de demanda para as modalidades azul e verde.

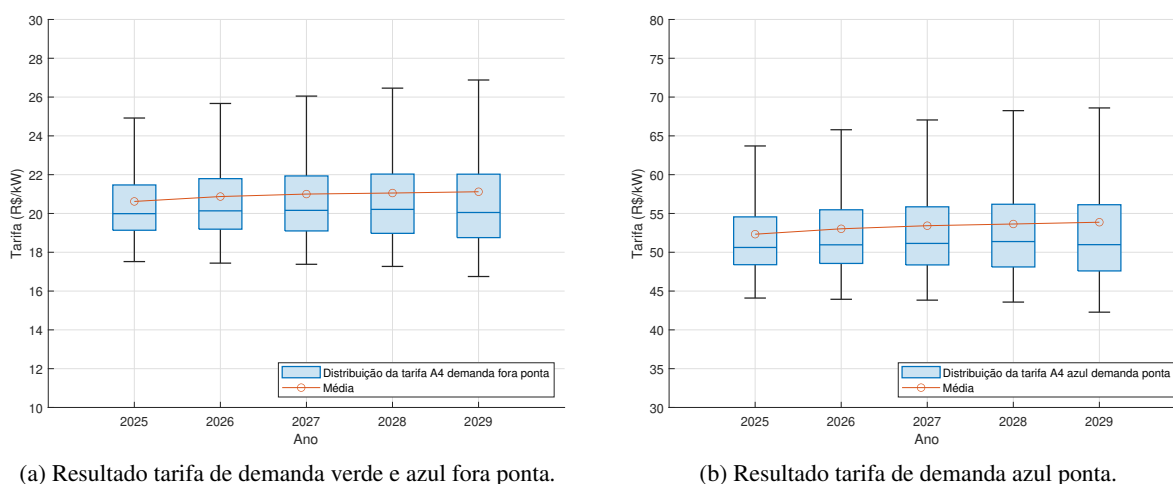


Figura 5.16: Tarifa de demanda nas modalidades verde e azul.

Na Figura 5.16a, observa-se que a mediana da tarifa fora de ponta alcançou, em 2029, 20,05 R\$/kW, enquanto a vigente é de 17,27 R\$/kW. Na ponta, apresentada na Figura 5.16b, a mediana em 2024 foi de 50,98 R\$/kW. Em contrapartida, a vigente para a ponta é de 43,41 R\$/kW. Nota-se que, para a demanda, o impacto da GDFV foi de, em média, 16,8%.

A Figura 5.17 apresenta os resultados da tarifa de demanda cobrada para UCs de geração.

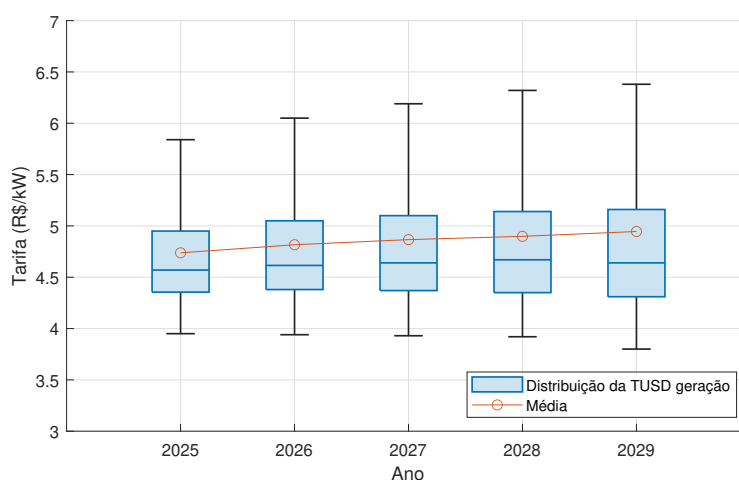


Figura 5.17: Tarifa de demanda aplicada a UCs de geração A4.

De acordo com a Figura 5.17, observa-se que, em 2029, a mediana foi de 4,64 R\$/kW. No último

reajuste tarifário realizado pela ANEEL, em 2023, este valor foi de 3,85 R\$/kW. Estima-se um aumento de 20,52%.

O crescimento da GDFV trouxe aumentos significativos na tarifa que ocasionaram em maior atratividade do investimento, conforme relatado na seção 5.3. Além disso, apesar de um mercado potencial final correspondente a apenas 7,27% do total de UCs em 2023, a energia proveniente da GDFV foi suficiente para gerar impactos na tarifa de energia elétrica, a exemplo do aumento de 35,24% na tarifa residencial. Em regiões com mais consumidores aptos a instalar a GDFV, espera-se que o efeito na tarifa de energia elétrica seja mais elevado.

Pode-se concluir que a cobrança da Fio B para os prosumidores não impediu a denominada "espiral da morte". O aumento da tarifa de energia elétrica será percebido pelos consumidores sem a MMGD e elevando a economia com energia dos prosumidores. Vale destacar que no presente trabalho o encargo CDE foi mantido constante, pois contempla fatores externos à MMGD e é recalculado em escala nacional. Dessa forma, os resultados de tarifa observados seriam notados indiretamente na tarifa no aumento da CDE.

5.10 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O capítulo apresentou os resultados e análises relativos ao crescimento da GDFV e impactos na tarifa de energia elétrica. Inicialmente, foram expostos os resultados de preço unitário do SFV e o payback por classe de consumidor. Observou-se que, em todas as classes, o investimento mostrou-se viável, e com tempo de retorno médio inferior a 6 anos.

Em seguida, foi apresentada a estimativa de comportamento do mercado livre. Por meio da mediana dos resultados, foi previsto que até 2029 ele represente 84,22% do mercado A4 da distribuidora em análise. Em relação à mediana do mercado potencial final, identificou-se que apenas 6218 UCs irão aderir a GDFV. Tal valor representa apenas 7,27% do total de UCs de 2023.

Posteriormente, os resultados de número de adotantes por ano e potência instalada foram exibidos. Por meio da mediana dos resultados, é previsto para 2028 80,82 MW de GDFV, um crescimento de 483,12% em relação ao valor observado em 2023.

Além disso, foram apresentados os resultados de perdas técnicas e tarifa de energia elétrica para os diferentes grupos de tensão e modalidades de cobrança. Apesar do mercado potencial final não ser tão significativo, foi suficiente para aumentar as perdas técnicas da distribuidora em mais de 75% dos casos. Ademais, levou a um aumento de 35,24% na tarifa convencional residencial. Os resultados evidenciaram que a cobrança da fio B aos prosumidores não impediu os subsídios cruzados aos consumidores sem GD.

6 CONCLUSÕES

Este trabalho propôs uma metodologia para a realização de análise de risco da tarifa de energia elétrica contemplando a expansão da GDFV e o sistema de compensação de energia determinado na Lei n.º 14.300. Para tanto, utilizou-se o Sistema para Processos Automatizados de Revisões/Reajustes Tarifários (SPARTA) e a Planilha de Cálculo da Abertura Tarifária (PCAT), desenvolvidos pela ANEEL. Associado a estes, empregou-se o OpenDSS para a execução do fluxo de potência em cada cenário de potência do SFV e posicionamento do SFV na rede.

Visando-se contemplar os diferentes tipos de consumidores, eles foram segregados em 5 classes distintas conforme o subgrupo de tensão e modalidade de geração, a saber: (i) residencial local; (ii) residencial remoto; (iii) comercial BT local; (iv) comercial AT local; e (v) comercial AT/BT remoto. A atratividade da tecnologia foi determinada por meio do fluxo de caixa do consumidor, considerando os custos e benefícios relacionados ao investimento. Nesta etapa, consideraram-se as despesas com a aquisição do SFV, com a substituição do inversor, com a demanda contratada, e com a manutenção e operação do sistema. Os benefícios associados são a isenção tributária, a redução da energia faturada e o recebimento de créditos de energia do SCEE.

A variabilidade das variáveis envolvidas foi estimada pelo Método de Monte Carlo. Em seguida, elegeram-se os consumidores com condições financeiras e físicas de instalar SFV. Nesta etapa, foi contemplado o aumento das migrações de consumidores para o ACL por meio de regressão linear dos dados históricos. A estimativa do número de adotantes à GDFV foi realizada empregando-se do Modelo de Bass. Os coeficientes de inovação e imitação foram calibrados por meio dos dados históricos.

Devido aos impactos associados à inserção de SFVs nas perdas técnicas de energia, para cada potência instalada de GDFV, obteve-se o percentual de perdas técnicas por meio da execução do fluxo de potência. Existem diversas particularidades no cálculo da tarifa de energia elétrica. Estas foram contempladas na aplicação direta da metodologia desenvolvida pela agência reguladora. As novas tarifas estimadas são utilizadas para realimentar o cálculo e prever a adoção no ano subsequente. Tendo em vista o fim do período de transição determinado na Lei n.º 14.300 e os estudos de abertura do mercado de energia elétrica, é estimado os valores de tarifa e número de adotantes para os próximos 5 anos. Cada sorteio das variáveis aleatórias determina um cenário, cuja convergência é verificada por meio do critério estatístico de parada denominado Coeficiente de Variação.

A metodologia proposta foi aplicada à distribuidora responsável por atender ao município de Poços de Caldas, localizado em Minas Gerais. Ela atende a 85.583 UCs, das quais 91,25% correspondem a consumidores residenciais, 7,97% a consumidores comerciais e as demais são UCs rurais, de iluminação pública e AT.

Nos resultados de payback, o investimento se mostrou viável em todas as classes de consumidores. O maior tempo de retorno foi para a classe comercial AT local, com valor esperado de 5,2 anos em 2024. Por outro lado, o menor tempo de retorno médio foi de 1,67 anos para a classe comercial BT local. Vale ressaltar que, apesar do aumento da cobrança da parcela referente a fio B, o payback apresentou tendência

de queda em todas as classes.

Por meio das análises socioeconômicas do mercado da distribuidora, identificou-se o total de consumidores que irão ser sensibilizados pelo payback e aderir à GDFV. Ao agregar as medianas dos resultados obtidos por classe de consumidor, obtêm-se que apenas 7,27% do total de UCs declaradas em 2023 realizarão o investimento. Em seguida, aplicou-se o Modelo de Bass e estimou-se a curva do número de adotantes à GDFV. Por meio dos resultados de mediana identificados, previu-se que o total de adeptos ao SCEE alcançará até 2028 6 vezes o valor observado até dezembro de 2023, e atingirá 80,82 MW de potência instalada.

Observou-se que a adição da GDFV não resultou em melhoras nas perdas técnicas da distribuidora. Em mais de 75% dos cenários, os SFVs instalados ocasionarem em aumento do percentual de perdas observado. Por outro lado, a energia gerada pela MMGD atuou diminuindo o montante a ser contratado pela distribuidora para atendimento aos seus consumidores. Contudo, a intermitência da geração fotovoltaica pode ocasionar em situações de subcontratação ou sobrecontratação pela distribuidora, levando ao aumento da tarifa de energia elétrica.

Os resultados apresentados evidenciam que a mudança na regulação do sistema de compensação de energia elétrica não foi suficiente para impedir a existência de subsídios cruzados entre os consumidores com e sem a GDFV. O fenômeno denominado "espiral da morte" tornou-se perceptível nos resultados de payback obtidos. Nele o aumento da tarifa torna o investimento mais atrativo, ocasionando em maiores efeitos na tarifa. Além disso, apesar do número de adotantes à GDFV representar cerca de 7,27% do mercado da distribuidora, a estimativa de prossumidores foi suficiente para ocasionar em aumento de 35,24% na tarifa residencial. Em outras distribuidoras o impacto pode ser ainda mais significativo. Vale destacar que este trabalho não contemplou impactos na tarifa externos à GDFV.

Em conclusão, a metodologia proposta demonstrou-se eficaz na análise de risco relacionada à expansão da GDFV e à dinâmica de compensação de energia no contexto da Lei n.º 14.300. Os resultados indicaram que, embora o payback para o investimento em SFVs seja atrativo para todas as classes de consumidores analisadas, o aumento das perdas técnicas e a intermitência da geração fotovoltaica representam desafios para as distribuidoras. O fenômeno da "espiral da morte", associado ao aumento das tarifas e à crescente adesão à GDFV, mostrou-se preocupante, uma vez que ele pode gerar impactos significativos na tarifa de energia. Ademais, a análise previu um crescimento expressivo no número de adotantes à GDFV, o que reforça a importância de uma regulamentação mais equilibrada para evitar subsídios cruzados e consequências tarifárias adversas. Futuros estudos podem aprofundar a análise incluindo outros fatores externos à GDFV, a fim de fornecer uma avaliação mais abrangente dos impactos no setor elétrico.

Sugere-se como trabalhos futuros:

- Aplicar a metodologia proposta em outras distribuidoras brasileiras com dimensões distintas;
- Considerar as demais modalidades de MMGD, geração compartilhada e empreendimento de múltiplas UCs;
- Aplicar métodos de validação estatística da representatividade do modelo com base em dados reais. Dessa forma, identificar a eficácia da metodologia, a relação e a significância das variáveis envolvidas;
- Realizar simulações com diferentes valores de sensibilidade ao payback;

- Identificar outros métodos de projeção da expansão do ACL;
- Considerar, na análise de risco, outros recursos energéticos distribuídos, tais como sistemas de armazenamento de energia e veículos elétricos; e
- Quantificar o impacto da GDFV na receita da distribuidora.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABRACEEL. *Cartilha do Consumidor Livre de Energia*. 2020. Disponível em: <<https://abraceel.com.br/wp-content/uploads/post/2020/10/Cartilha-do-Consumidor-Livre-3.pdf>>. Acesso em: 07 set. 2024.

ABUD, T. P. *Um modelo de Bass modificado para calcular a capacidade de alojamento da geração distribuída FV em redes de BT*. Tese (Tese (Doutorado)) — Universidade Federal Fluminense, 2023.

AMARAL, A. G. D. *As reais alternativas de comercialização*. 2016. Disponível em: <<https://sucroenergetico.revistaopinioes.com.br/pt-br/revista/detalhes/15-reais-alternativas-de-comercializacao/>>. Acesso em: 3 out. 2024.

ANEEL. *Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012*. <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/atren2012482.pdf>>, 2012.

ANEEL. *Nota Técnica nº 0057/2014-SRD/ANEEL*. [S.l.], 2014. Acesso em: 26 ago. 2024.

ANEEL. *Resolução Normativa nº 687, de novembro de 2015*. <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>, 2015.

ANEEL. *Consulta Pública 001/2019, Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 003/2019-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL*. 2019. Disponível em: <https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p_auth=t8re0yes&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: 28 set. 2023.

ANEEL. *Nota Técnica nº 158/2020–SGT/ANEEL*. 2020. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/tarifa/arquivo/NT%20158.pdf>>. Acesso em: 6 set. 2024.

ANEEL. *Nota Técnica nº 260/2021–SGT/ANEEL*. 2021. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/tarifa/arquivo/Nota%20T%C3%A9cnica%20n%C2%B0%20260_2021-SGT_ANEEL.pdf>. Acesso em: 6 set. 2024.

ANEEL. *Resolução Normativa nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021*. <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.pdf>>, 2021. Acesso em: 07 set. 2024.

ANEEL. *Nota Técnica nº 237/2022–SGT/ANEEL*. 2022. Disponível em: <<https://www.solarize.com.br/downloads/Aneel-NT-237-2022-tarifas-transicao.pdf>>. Acesso em: 9 set. 2024.

ANEEL. *Resolução Normativa nº 1009, de 22 de março de 2022*. <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20221009.pdf>>, 2022. Acesso em 07 set. 2024.

ANEEL. *Base de Dados Geográfica da Distribuidora - BDGD*. 2023. <<https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/base-de-dados-geografica-da-distribuidora-bdgd>>. Acesso em: 21 mar. 2024.

ANEEL. *Memórias de cálculo dos processos tarifários homologados a partir de 2013*. 2023. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/calendario-de-atividades/processos-tarifarios>>. Acesso em: 15 mar. 2024.

ANEEL. *Relação de empreendimentos de Geração Distribuída*. 2023. Disponível em: <<https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/relacao-de-empreendimentos-de-geracao-distribuida>>. Acesso em: 20 mar. 2024.

ANEEL. *Resolução Normativa nº 1.059, de 7 de fevereiro de 2023*. <<https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/resolucao-normativa-aneel-n-1.059-de-7-de-fevereiro-de-2023-463828999>>, 2023.

ANEEL. *Tarifas e Informações Econômico-Financeiras*. 2023. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/relatorios-e-indicadores/tarifas-e-informacoes-economico-financeiras>>. Acesso em: 26 ago. 2024.

ANEEL. *Perdas de Energia Elétrica na Distribuição*. 2024. Disponível em: <https://git.aneel.gov.br/publico/centralconteudo/-/raw/main/relatorioseindicadores/tarifaekonomico/Relatorio_Perdas_Energia.pdf>. Acesso em: 6 set. 2024.

ANEEL. *Procedimentos de Regulação Tarifária*. <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/proret>>, 2024. Acesso em: 26 ago. 2024.

ANEEL. *Regras e Procedimentos de Distribuição*. <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/prodist>>, 2024. Acesso em: 26 ago. 2024.

ANEEL. *Tomada de Subsídios para elaboração da Agenda Regulatória 2025/2026 - TEMAS PRIORITÁRIOS*. <https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/tomadas-de-subsidios?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_count=1&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_idDocumento=53454&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFaseReuniao=fase&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_jspPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp>, 2024.

ANSARIN, M.; GHIASSI-FARROKHFAL, Y.; KETTER, W.; COLLINS, J. *Cross-subsidies among residential electricity prosumers from tariff design and metering infrastructure*. [S.l.]: Elsevier Ltd, 2020. 111736 p.

BASS, F. M. *A New Product Growth for Model Consumer Durables/Comments on "A New Product Growth for Model Consumer Durables"*. Linthicum: Institute for Operations Research and the Management Sciences, 2004. 1825 p.

BECK, R. W. *Distributed Renewable Energy Operating Impacts and Valuation Study*. 2009.

BLANK, L.; GEGAX, D. *Do residential net metering customers pay their fair share of electricity costs? Evidence from New Mexico utilities*. [S.l.]: Elsevier Ltd, 2019. 100973 p.

BRASIL. *Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022*. <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/114300.html>, 2022.

BRITO, L. M. A. *Impacto da Geração Distribuída na Receita da Distribuidora e na Tarifa de Energia Elétrica*. Tese (Trabalho de Conclusão de Curso) — Universidade de Brasília, Faculdade de Tecnologia, 2017.

BROOKS, S.; GELMAN, A.; JONES, G. *Handbook of Markov Chain Monte Carlo*. 1. ed. [S.l.]: Chapman and Hall/CRC, 2011.

CARVALHO, P. A. M. de. *Avaliação dos Impactos Técnicos e Financeiros Decorrentes da Integração de Recursos Energéticos Distribuídos*. Tese (Trabalho de Conclusão de Curso) — Universidade de Brasília, Faculdade de Tecnologia, 2021.

CCEE. *Regras de Comercialização*. Disponível em <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20221051_2_6.pdf>, 2023. Acesso em: 07 set. 2024.

- CLASTRES, C.; PERCEBOIS, J.; REBENAQUE, O.; SOLIER, B. *Cross subsidies across electricity network users from renewable self-consumption*. [S.l.]: Elsevier Ltd, 2019. 100925 p.
- COELHO, E. de O. P.; AQUILA, G.; BONATTO, B. D.; BALESTRASSI, P. P.; PAMPLONA, E. de O.; NAKAMURA, W. T. *Regulatory impact of photovoltaic prosumer policies in Brazil based on a financial risk analysis*. [S.l.]: Elsevier Ltd, 2021. 101214 p.
- CORIA, G.; PENIZZOTTO, F.; PRINGLES, R. Economic analysis of rooftop solar pv systems in argentina. *Revista IEEE América Latina*, IEEE, v. 18, n. 1, p. 32–42, 2020. ISSN 1548-0992.
- CPUC. *2022 Distributed Energy Resources Avoided Cost Calculator Documentation*. [S.l.], 2022.
- DENHOLM, P.; DRURY, E.; MARGOLIS, R. *The Solar Deployment System (SolarDS) Model*. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/docs/fy10osti/45832.pdf>>, 2009. Acesso em: 09 set. 2024.
- DONG, C.; SIGRIN, B.; BRINKMAN, G. *Forecasting residential solar photovoltaic deployment in California*. New York: Elsevier Inc, 2017. 251–265 p.
- EPE. *Recursos Energéticos Distribuídos: Impactos no Planejamento Energético*. 2018. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/sala-de-imprensa/noticias/Documents/ND%20-%20Recursos%20Energ%C3%A9ticos%20Distribu%C3%ADdos.pdf>>. Acesso em: 6 set. 2024.
- EPE. *Nota Técnica EPE DEA-SEE 014/2022, Modelo de Mercado da Micro e Minigeração Distribuída (4MD): Metodologia – Versão PDE 2032*. <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-689/topico-639/NT_Metodologia_4MD_PDE_2032_VF.pdf>, 2022.
- EPRI. *OpenDSS PVSystem Element Model*. 2011. Disponível em: <<https://sourceforge.net/p/electricdss/discussion/861977/thread/7cc53d82/d60d/attachment/OpenDSS/%20PVSystem/%20Model.pdf>>. Acesso em: 18 out. 2022.
- GREENER. *Estudo Estratégico de Geração Distribuída*. 2023. Disponível em: <<https://www.greener.com.br/>>. Acesso em: 20 set. 2023.
- IGLESIAS, C.; VILAÇA, P. On the regulation of solar distributed generation in brazil: A look at both sides. *Energy policy*, Elsevier Ltd, v. 167, p. 113091, 2022. ISSN 0301-4215.
- INMET. *Dados históricos Anuais*. 2023. Disponível em: <<https://portal.inmet.gov.br/dadoshistoricos>>. Acesso em: 15 mai. 2024.
- KOMENO, A. S. F.; FILHO, A. de L. F.; DOMINGUES, E. G.; VIEIRA, D.; RAGGI, L. M. de R. *Method for analyzing the economic viability of net energy metering regulation based on risk analysis*. [S.l.]: Elsevier Inc, 2022. 11–30 p.
- KONZEN, G. *Difusão de Sistemas Fotovoltaicos Residenciais conectados à rede no Brasil: uma simulação via Modelo de Bass*. Tese (Dissertação de Mestrado) — Universidade de São Paulo, Programa de Pós-Graduação em Energia, Instituto de Energia e Ambiente, 2014.
- KURDGELASHVILI, L.; SHIH, C.-H.; YANG, F.; GARG, M. *An empirical analysis of county-level residential PV adoption in California*. New York: Elsevier Inc, 2019. 321–333 p.
- KURZ, D.; NOWAK, A. *Analysis of the Impact of the Level of Self-Consumption of Electricity from a Prosumer Photovoltaic Installation on Its Profitability under Different Energy Billing Scenarios in Poland*. Basel: MDPI AG, 2023. 946 p.

LILIEN, G. L.; RANGASWAMY, A.; BRUYN, A. D. *Principles of Marketing Engineering - The Bass Model : Marketing Engineering Technical Note*. 2007. Disponível em: <<https://faculty.washington.edu/sundar/NPM/BASS-Forecasting%20Model/Bass%20Model%20Technical%20Note.pdf>>. Acesso em: 9 set. 2024.

LONDO, M.; MATTON, R.; USMANI, O.; KLAVEREN, M. van; TIGCHELAAR, C.; BRUNSTING, S. *Alternatives for current net metering policy for solar PV in the Netherlands: A comparison of impacts on business case and purchasing behaviour of private homeowners, and on governmental costs*. [S.l.]: Elsevier Ltd, 2020. 903–915 p.

MME. *Nota Técnica nº 14/2023/SAER/SE*. 2023. Disponível em: <https://antigo.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=241dca8c-8885-fe54-688e-8729fa3073a9&groupId=436859>. Acesso em: 26 ago. 2024.

MME. *Perguntas Frequentes - Tarifa de Energia Elétrica*. 2024. Disponível em: <<https://antigo.mme.gov.br/web/guest/servicos/ouvidoria/perguntas-frequentes/tarifa-de-energia-eletrica>>. Acesso em: 6 set. 2024.

MUÑOZ-ÁLVAREZ, D.; GARCÍA-FRANCO, J. F.; TONG, L. *On the Efficiency of Connection Charges—Part II: Integration of Distributed Energy Resources*. 2018. 3834-3844 p.

NETO, D. P. *Processo de otimização aplicada à análise de risco de investimento em geração de energia elétrica com fontes renováveis*. Tese (Tese (Doutorado)) — Universidade Federal Goiás, 2017.

PÉREZ-ARRIAGA, I.; KNITTER, C. *Utility of the Future*. [S.l.], 2016.

PICCIARIELLO, A.; VERGARA, C.; RENESES, J.; FRÍAS, P.; SÖDER, L. Electricity distribution tariffs and distributed generation: Quantifying cross-subsidies from consumers to prosumers. *Utilities policy*, Elsevier Ltd, OXFORD, v. 37, p. 23–33, 2015. ISSN 0957-1787.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos*. 2014.

RADATZ, P.; SUNDERMAN, W.; ROCHA, C. *Opends pvsystem and invcontrol element models*. [S.l.], 2020.

ROGERS, E. M. *Diffusion of Innovations*. 1. ed. [S.l.]: New York: Free Press of Glencoe, 1962.

SEF/MG. *Regulamento do ICMS*. 2023. Disponível em: <https://www.fazenda.mg.gov.br/empresas/legislacao_tributaria/ricms//index.html>. Acesso em: 15 mar. 2024.

SERGICI, S.; YANG, Y.; CASTANER, M.; FARUQUI, A. *Quantifying net energy metering subsidies*. [S.l.]: Elsevier Inc, 2019. 106632 p.

SIGRIN, B.; GLEASON, M.; PREUS, R.; BARING-GOULD, I.; MARGOLIS, R. *The Distributed Generation Market Demand Model (dGen): Documentation*. 2016.

STECANELLA, P. A. J. *Metodologia para a determinação dos impactos técnicos e financeiros provocados pela instalação de geração distribuída fotovoltaica em um sistema de distribuição*. Tese (Tese (Doutorado)) — Universidade de Brasília, Faculdade de Tecnologia, 2020.

TAMIZHMANI, G.; JI, L.; TANG, Y.; PETACCI, L. *Photovoltaic module thermal/wind performance: long-term monitoring and model development for energy rating*. 2003.

TARANTO, G. N.; FALCÃO, D. M.; RÊGO, L. de O.; CASSERES, E. M. M. D. *Texto de Discussão do Setor Elétrico n.º 73 - Impactos da Difusão da Micro e da Mini Geração no Planejamento, na Operação e na Manutenção do Sistema de Distribuição*. 2017. Disponível em: <https://gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/17_tdse_73.pdf>. Acesso em: 9 set. 2024.

TOGO, H. A. G. *Análise Técnica e Financeira do Uso de Sistemas Fotovoltaicos e de Armazenamento Distribuídos na Minimização dos Problemas de Tensão (Serviço Ancilar)*. Tese (Trabalho de Conclusão de Curso) — Universidade de Brasília, Faculdade de Tecnologia, 2023.

TRACHUK, A.; LINDER, N. Dissemination of distributed energy technologies. In: PRABU, S. L.; TNK, S.; JACOB-LOPES, E.; ZEPKA, L. Q. (Ed.). *Intellectual Property Rights*. Rijeka: IntechOpen, 2019. cap. 10. Disponível em: <<https://doi.org/10.5772/intechopen.88604>>.

VIEIRA, D. *Método para Determinação do Tipo de Incentivo Regulatório à Geração Distribuída Solar Fotovoltaica que Potencializa seus Benefícios Técnicos na Rede*. Tese (Tese (Doutorado)) — Universidade de Brasília, Faculdade de Tecnologia, 2016.

VIEIRA, S. J. de C.; CARPIO, L. G. T. *The economic impact on residential fees associated with the expansion of grid-connected solar photovoltaic generators in Brazil*. [S.l.]: Elsevier Ltd, 2020. 1084–1098 p.

WATTS, D.; VALDÉS, M. F.; JARA, D.; WATSON, A. *Potential residential PV development in Chile: The effect of Net Metering and Net Billing schemes for grid-connected PV systems*. OXFORD: Elsevier Ltd, 2015. 1037–1051 p.