UNIVERSIDADE FEDERAL DO AMAZONAS
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA E DE COMPUTAÇÃO
PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

ANÁLISE TÉCNICA DA COBRANÇA DO FIO B PARA CONSUMIDORES COM GERAÇÃO FOTOVOLTAICA CONECTADA EM BAIXA TENSÃO VISANDO A PROPOSTA DE UM COMPONENTE TARIFÁRIO JUSTO

KAMILA GOMES DE SOUSA

Manaus
Setembro de 2026

KAMILA GOMES DE SOUSA

ANÁLISE TÉCNICA DA COBRANÇA DO FIO B PARA CONSUMIDORES COM GERAÇÃO FOTOVOLTAICA CONECTADA EM BAIXA TENSÃO VISANDO A PROPOSTA DE UM COMPONENTE TARIFÁRIO JUSTO

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, PPGEE, da Universidade Federal do Amazonas, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Luiz Eduardo Sales e Silva
Coorientador: Prof. Dr. Renan Landau Paiva de Medeiros

Manaus
Setembro de 2026

Ficha Catalográfica

Elaborada automaticamente de acordo com os dados fornecidos pelo(a) autor(a).

S725a Sousa, Kamila Gomes de

Análise Técnica da Cobrança do Fio B para Consumidores com Geração Fotovoltaica Conectada em Baixa Tensão Visando a Proposta de um Componente Tarifário Justo / Kamila Gomes de Sousa. - 2026.

149 f. : il., color. ; 31 cm.

Orientador(a): Prof. Dr. Luiz Eduardo Sales e Silva.

Coorientador(a): Prof. Dr. Renan Landau Paiva de Medeiros.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal do Amazonas, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Manaus, 2026.

1. Geração Distribuída. 2. Lei 14.300/2022. 3. Fio B. 4. Perdas Técnicas. 5. Avaliação Técnica e Econômica. I. Silva, Prof. Dr. Luiz Eduardo Sales e. II. Medeiros, Prof. Dr. Renan Landau Paiva de. III. Universidade Federal do Amazonas. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. IV. Título

---

Ministério da Educação
Universidade Federal do Amazonas
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

FOLHA DE APROVAÇÃO

Poder Executivo Ministério da Educação
Universidade Federal do Amazonas
Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação
Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica

Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. Av. General Rodrigo Octávio Jordão Ramos, nº 3.000 - Campus Universitário, Setor Norte - Coroado, Pavilhão do CETELI. Fone/Fax (92) 99271-8954 Ramal:2607. E-mail: ppgee@ufam.edu.br

KAMILA GOMES DE SOUSA

ANÁLISE TÉCNICA DA COBRANÇA DO FIO B PARA CONSUMIDORES COM GERAÇÃO FOTOVOLTAICA CONECTADA EM BAIXA TENSÃO VISANDO A PROPOSTA DE UM COMPONENTE TARIFÁRIO JUSTO

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Amazonas, como requisito parcial para obtenção do título de Mestra em Engenharia Elétrica na área de concentração Controle e Automação de Sistemas.

Aprovada em 17 de setembro de 2026.

Prof. Dr. Luiz Eduardo Sales e Silva - Presidente
Profa. Dra. Veronica Etchebehere Santiago - Membro Titular 1 - Externo
Prof. Dr. Alessandro Bezerra Trindade - Membro Titular 2 - Interno
Documento assinado eletronicamente

Manaus, 09 de setembro de 2026.

Documento assinado eletronicamente por **Luiz Eduardo Sales e Silva**, **Professor do Magistério Superior**, em 21/09/2026, às 10:16, conforme horário oficial de Manaus, com fundamento no art. 6º, § 1º, do Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015 .

Documento assinado eletronicamente por **Alessandro Bezerra Trindade**, **Professor do Magistério Superior**, em 21/09/2026, às 10:25, conforme horário oficial de Manaus, com fundamento no art. 6º, § 1º, do Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015 .

Documento assinado eletronicamente por **Verônica Etchebehere Santiago**, **Professor do Magistério Superior**, em 22/09/2026, às 13:13, conforme horário oficial de Manaus, com fundamento no art. 6º, § 1º, do Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015 .

A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://sei.ufam.edu.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **3359860** e o código CRC **0819FD48**.

Avenida General Rodrigo Octávio, 6200 - Bairro Coroado I Campus Universitário Senador Arthur Virgílio Filho - Telefone:
CEP 69080-900 Manaus/AM -

Referência: Processo nº 23105.034533/2026-60 SEI nº 3359860

Gostaria de expressar minha

gratidão a mim mesma.

Agradecimentos

Agradeço, primeiramente, ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica pela oportunidade de realização deste mestrado, especialmente ao coordenador, Prof. Dr. Waldir Sabino da Silva Junior, por todo o suporte.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Luiz Eduardo Sales e Silva, expresso minha profunda gratidão pela confiança, pela orientação técnica e pelo incentivo constante. Agradeço pela oportunidade fornecida, sem a qual não seria possível a realização deste trabalho.

Ao Cristian Erik Costa de Souza, meu melhor amigo, presente durante todos esses anos.

Ao Maurício Pessoa Fantesia, por todo o suporte ao longo desses anos.

A Valdemarina Gomes, José Ferreira de Sousa e Jaíne Gomes de Sousa, por todo o suporte nesta caminhada.

Ao grupo de K-pop BTS, por todo o apoio e incentivo por meio de suas músicas e atitudes.

Sobretudo a todos os amigos que fiz e que mantém a coragem de gostar de mim. Apesar de mim.

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de financiamento 001.

Resumo da Dissertação apresentada à UFAM como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica

ANÁLISE TÉCNICA DA COBRANÇA DO FIO B PARA CONSUMIDORES COM GERAÇÃO FOTOVOLTAICA CONECTADA EM BAIXA TENSÃO VISANDO A PROPOSTA DE UM COMPONENTE TARIFÁRIO JUSTO

KAMILA GOMES DE SOUSA

Orientadores: Luiz Eduardo Sales e Silva
Renan Landau Paiva de Medeiros

Programa: Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

A expansão da GDFV em RDBT tem provocado mudanças técnicas, econômicas e regulatórias no setor elétrico brasileiro, especialmente após a promulgação da Lei nº 14.300/2022, estabelecendo novas regras para a compensação da energia elétrica injetada na rede. Nesse contexto, esta pesquisa avalia a cobrança gradativa da componente tarifária TUSD Fio B aplicada a consumidores com GDFV conectada em baixa tensão, tendo como objetivo analisar se a estrutura atual de cobrança reflete, de forma justa, os benefícios técnicos proporcionados pela microgeração distribuída. A metodologia baseia-se na modelagem computacional de uma RDBT, utilizando o *software Open*DSS integrado à linguagem *Python*. A partir dos dados da rede, são simulados diferentes níveis de penetração de GDFV, considerando cenários sem geração e com inserção progressiva de unidades com GDFV. Em cada cenário, são analisadas grandezas técnicas como energia consumida, energia injetada, perdas elétricas, fluxo de potência e capacidade de hospedagem. Paralelamente, realiza-se a avaliação econômica da cobrança do Fio B conforme os percentuais estabelecidos pela Lei nº 14.300/2022, além da aplicação da correlação de *Pearson*, para relacionar os efeitos técnicos da GD com a estrutura tarifária vigente. Os resultados parciais indicam a redução das perdas técnicas e o alívio do carregamento do transformador com a inserção da GDFV, especialmente durante os períodos de maior irradiância solar. Contudo, a injeção excessiva provoca fluxo de potência reverso e

retoma o aumento das perdas. Do ponto de vista econômico-regulatório, os resultados apresentam a assimetria entre os benefícios técnicos gerados pela microgeração e a cobrança vigente da TUSD Fio B, pois a tarifa considera predominantemente a energia injetada, sem incorporar diretamente os efeitos operacionais positivos causados à rede. Assim, a pesquisa evidencia a necessidade de um componente tarifário alternativo, considerando os benefícios sistêmicos proporcionados pelos prossumidores. Para solucionar essa distorção, o estudo propõe dois modelos alternativos de valoração (MBPTT e MBPTH), demonstrando que a precificação dinâmica minuto a minuto do MBPTH promove a justiça tarifária ao isentar os períodos de alívio e tarifar pontualmente os excessos sobrecarregadores da rede.

Palavras-chave: Geração Distribuída; Lei 14.300/2022; Fio B; Correlação de *Pearson*; Perdas Técnicas; Avaliação Técnica e Econômica.

Abstract of Dissertation presented to UFAM as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master in Electrical Engineering

TECHNICAL ANALYSIS OF WIRE B CHARGES FOR CONSUMERS WITH LOW-VOLTAGE GRID-CONNECTED PHOTOVOLTAIC GENERATION: TOWARD A PROPOSAL FOR A FAIR TARIFF COMPONENT

KAMILA GOMES DE SOUSA

Advisors: Luiz Eduardo Sales e Silva
Renan Landau Paiva de Medeiros

Department: Postgraduate in Electrical Engineering

The expansion of Photovoltaic Distributed Generation (PVDG) in Low-Voltage Distribution Networks (LVDN) has triggered technical, economic, and regulatory changes in the Brazilian electricity sector, especially following the enactment of Law 14.300/2022, which established new rules for the compensation of electricity injected into the grid. In this context, this research evaluates the gradual charging of the Tariff for the Use of the Distribution System (TUSD) Wire B tariff component applied to consumers with PVDG connected to low-level networks. The objective is to analyze whether the current charging structure fairly reflects the technical benefits provided by distributed microgeneration. The methodology is based on the computational modeling of an LVDN using OpenDSS software integrated with the Python programming language. Based on network data, different PVDG penetration levels are simulated, considering scenarios without generation and the progressive insertion of units with PVDG. In each scenario, technical parameters such as consumed energy, injected energy, electrical losses, power flow, and hosting capacity are analyzed. Concurrently, an economic evaluation of the Wire B charge is performed according to the percentages established by Law 14300/2022, alongside the application of Pearson's correlation to relate the technical effects of Distributed Generation (DG) with the current tariff structure. Partial results indicate a reduction in technical losses and transformer load rellef with the insertion of PVDG, particularly

during periods of peak solar irradiation. However, excessive injection causes reverse power flow and a subsequent increase in losses. From an economic-regulatory perspective, the results reveal an asymmetry between the technical benefits generated by microgeneration and the current TUSD Wire B charging model, as the tariff predominantly considers injected energy without directly incorporating the positive operational effects provided to the grid. Thus, the research highlights the need for an alternative tariff component that accounts for the systemic benefits provided by prosumers. To solve this distortion, the study proposes two alternative valuation models (MBPTT and MBPTH), demonstrating that the minute-by-minute dynamic pricing of MBPTH promotes tariff fairness by exempting grid-relief periods and selectively charging only for overloading network excesses.

Keywords: Distributed Generation; Law 14300/2022; Wire B; Pearson Correlation; Technical Losses; Technical and Economic Evaluation.

Sumário

1 Introdução **1**

1.1 Considerações Iniciais 1

1.2 Motivação 4

1.3 Justificativa 5

1.4 Estado da Arte 6

1.5 Objetivos 9

1.5.1 Objetivo Geral 9

1.5.2 Objetivos específicos 9

1.6 Organização do trabalho 10

2 Fundamentação Teórica **12**

2.1 Introdução 12

2.2 Geração Distribuída no Brasil 13

2.2.1 Conceitos e Tipos 13

2.2.2 Histórico e Evolução 14

2.3 Estrutura Tarifária no Setor Elétrico Brasileiro 19

2.3.1 Componentes da Tarifa (TE, TUSD, Encargos) 19

2.3.2 O Papel do Fio B na Remuneração da Distribuidora 24

2.4 Evolução Regulamentar da GD e do Fio B 28

2.4.1 REN 482/2012 28

2.4.2 REN 687/2015 29

2.4.3 Projeto de Lei 5.829/2019 30

2.4.4 Lei 14.300/2022 e REN 1059/2023 32

2.5 Impactos Técnicos da Geração Distribuída 37

2.5.1 Redução de Perdas Técnicas 37

2.5.2 Alívio de Carregamento dos Elementos da Rede 38
2.6 Justiça Tarifária 39
2.6.1 Conceito e Indicadores 39
2.6.2 Abordagens Internacionais 41
2.7 Correlação de *Pearson* 43
2.8 Considerações Finais 44

3 Metodologia 46
3.1 Introdução 46
3.2 Abordagem Metodológica 47
3.3 Ferramentas e Modelos Computacionais 53
3.3.1 OpenDSS 53
3.3.2 Ambiente de Programação e Automação 53
3.4 Modelagem da Rede de Distribuição 54
3.4.1 Modelagem dos Elementos da Concessionária 54
3.4.2 Modelagem dos Elementos de Carga 58
3.4.3 Modelagem dos Elementos da Geração 60
3.5 Estrutura de Simulação 60
3.5.1 Cenário sem Geração Distribuída (Referência) 60
3.5.2 Cenários com Penetração Gradativa de GD 61
3.5.3 Cenários Tarifários com Base na Metodologia ANEEL 61
3.5.4 Cenários Técnicos com Base na Alternativa 62
3.5.5 Análise e Representação de Dados 63
3.6 Considerações Finais 64

4 Justificativa Técnica 65
4.1 Introdução 65
4.2 Cenários dos Experimentos 66
4.3 Impactos Técnicos da GD nas Simulações 70
4.3.1 Redução de Perdas 70
4.3.2 Alívio no Carregamento 72
4.4 Interpretação Econômica e Regulatória 74
4.4.1 Cobrança Atual vs Benefício Técnico 74

4.4.2 Correlação de Pearson 79
4.5 Considerações Finais 81

5 Modelo Alternativo de Cobrança 83
5.1 Introdução 83
5.2 Modelo Baseado na Perda Técnica Total 83
5.2.1 Exemplo de Aplicação 85
5.3 Modelo Baseado na Perda Técnica Horária 87
5.3.1 Exemplo de Aplicação 89
5.4 Aplicação da Nova Metodologia aos Cenários Simulados 91
5.4.1 Aplicação do Método MBPTT 91
5.4.2 Aplicação do Método MBPTH 93
5.5 Considerações Finais 95

6 Aplicação dos Métodos Propostos 97
6.1 Introdução 97
6.2 Aplicação do MBPTT 98
6.3 Aplicação do MBPTH 100
6.4 Comparativo Final entre Estrutura Atual e Propostas 112
6.4.1 Lei 14.300/2022 e o MBPTT 112
6.4.2 Lei 14.300/2022 e o MBPTH 114
6.5 Considerações Finais 115

7 Conclusão 117
7.1 Propostas para Trabalhos Futuros 119
7.2 Trabalhos Publicados 120

A Modelagem da Rede Elétrica 135

B Resultados Detalhados 149

Lista de Figuras

1.1 Capacidade global de energia renovável instalada em 2025. 2

2.1 Matriz Elétrica Brasileira 2024. Fonte: BEN (2025). 18
2.2 Participação das fontes renováveis na matriz elétrica. Fonte: BEN (2025). 18
2.3 Oferta Interna de Energia Elétrica 2015-2024. Fonte: BEN (2025). . . 19
2.4 Composição tarifária da energia elétrica no Brasil. 21
2.5 Composição da receita da distribuidora no Brasil. 25
2.6 Componentes da TUSD para sistemas de GD antes e depois da aprovação da Lei 14.300/2022. 27
2.7 Alternativas de compensação propostas pela ANEEL. 31
2.8 Cobrança gradual do Fio B. 33
2.9 Cobrança parcial dos componentes tarifários. 33
2.10 Resumo das regras de transição impostas pela Lei 14.300/2022. 34
2.11 Comparativo dos conceitos de micro e minigeração distribuída. 34
2.12 Comparativo do faturamento de demanda. 35
2.13 Comparativo do custo de disponibilidade. 35
2.14 Ciclo da “ espiral da morte ” das distribuidoras. 40

3.1 Fluxograma da metodologia proposta. 48
3.2 Esquema de ligação dos elementos abordados neste estudo. 50
3.3 Esquema de conexão utilizando *Open*DSS e *Python*. 54

4.1 Curva de irradiação solar típica de céu limpo. 66
4.2 Rede elétrica utilizada. 67
4.3 Perfil de curva de carga residencial normalizada em p.u. 68

4.4 Comportamento da energia e das perdas técnicas em função do nível de penetração. 70
4.5 Distribuição horária da energia e das perdas elétricas ao longo de 24 horas em cenário com e sem GDFV. 71
4.6 Distribuição horária da energia do transformador e das perdas técnicas ao longo de 24 horas em cenário com e sem GDFV. 73
4.7 Distribuição da energia do transformador e das perdas técnicas por NP. 74
4.8 Distribuição horária do montante financeiro compensado (em R$) relativos ao Fio B para o período entre 2025 e 2028. 75
4.9 Evolução dos custos compensados relativos ao Fio B por nível de penetração. 76
4.10 Distribuição horária do montante financeiro compensado (em R\$) relativos ao Fio B e perdas técnicas para o período entre 2025 e 2028. . 77
4.11 Evolução dos custos compensados relativos ao Fio B e perdas técnicas por nível de penetração. 78
4.12 Matriz de correlação de Pearson entre as variavéis de geração injetada, consumo e perdas técnicas. 80
4.13 Matriz de correlação de Pearson para o período de geração. 81

5.1 Fluxograma de aplicação do método MBPTT. 92
5.2 Fluxograma de aplicação do método MBPTH. 94

6.1 Perdas técnicas não acumuladas no transformador ao longo do dia para diferentes níveis de penetração (NP) da GDFV. 98
6.2 Comparativo anual entre perdas técnicas e valores compensados pelo MBPTT e pela Lei 14.300/2022. 99
6.3 Perfil de valores compensados e não compensados para o NP 20 de 2023 a 2028. 101
6.4 Perfil de valores compensados e não compensados para o NP 21 de 2023 a 2028. 102
6.5 Perfil de valores compensados e não compensados para o NP 22 de 2023 a 2028. 104

6.6 Perfil de valores compensados e não compensados para o NP 23 de 2023 a 2028. 105
6.7 Perfil de valores compensados e não compensados para o NP 24 de 2023 a 2028. 106
6.8 Perfil de valores compensados e não compensados para o NP 25 de 2023 a 2028. 108
6.9 Perfil de valores compensados e não compensados para o NP 26 de 2023 a 2028. 109
6.10 Evolução diária dos valores totais compensados, não compensados e perdas técnicas em função do Nível de Penetração para os anos de 2023 a 2028. 111

Lista de Tabelas

2.1 Evolução GD Solar de sistemas conectados no Brasil de 2012-2021. . . 16

2.2 Evolução GD Eólica de sistemas conectados no Brasil de 2012-2021. . 16

2.3 Evolução GD Termelétrica de sistemas conectados no Brasil de 2012-2021. 17

2.4 Evolução GD Hidrelétrica de sistemas conectados no Brasil de 2012-2021. 17

3.1 Descrição das variáveis do barramento de entrada. 55

3.2 Descrição das variáveis do código das características elétricas e dimensionais do condutor. 56

3.3 Descrição das variáveis do código das características geométricas do condutor. 56

3.4 Descrição das variáveis dos condutores. 57

3.5 Descrição das variáveis do transformador. 58

3.6 Descrição das variáveis da curva de carga. 59

3.7 Descrição das variáveis das cargas. 59

3.8 Descrição das variáveis das cargas. 60

4.1 Parâmetros de Configuração da Unidade de Geração Fotovoltaica. . . 69

6.1 Comparativo dos resultados entre o MBPTT e Lei 14.300/2022. . . . 112

6.2 Comparativo dos resultados entre o MBPTH e Lei 14.300/2022. . . . 114

B.1 Comparativo detalhado dos resultados entre o MBPTT e Lei 14.300/2022. 149

B.2 Comparativo detalhado dos resultados entre o MBPTH e Lei 14.300/2022. 149

Lista de Abreviaturas e Siglas

***Open*DSS** *Open Distribution System Simulator*

ACR Ambiente de Contratação Regulada

AIR Análise de Impacto Regulatório

ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica

BDGD Base de Dados de Geração Distribuída

BRR Base de Remuneração Regulatória

BT Baixa Tensão

CAA Custo Anual dos Ativos

CAIMI Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis

CAOM Custo de Administração, Operação e Manutenção

CCE Contrato de Compra e Venda de Energia

CCEE Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CDE Conta de Desenvolvimento Energético

CDE COVID Quota da Conta de Desenvolvimento Energético associada a Conta COVID

CE *Conto Energia*

CE Custo de aquisição de energia elétrica e geração própria

CFURH Contribuição sobre Uso de Recursos Hídricos

CH Capacidade de Hospedagem

CNPE Conselho Nacional de Política Energética

CO Custos Operacionais

CT Custo com conexão e uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição

DER Recurso Energético Distribuído

DIT Demais Instalações de Transmissão

DLL *Dynamic Link Library*

EEG Erneuerbare Energien Gesetz

EER Encargo de Energia de Reserva

ELET Eletrobras

EMUC Emprendimentos com Múltiplas Unidades Consumidoras

ES Encargos setoriais definidos em legislação específica

ESS Encargos de Serviços de Sistema

FiP *Feed-in Premium*

FiT *Feed-in Tariff*

GD Geração Distribuída

GDFV Geração Distribuída Fotovoltaica

IEA *International Energy Agency*

IEC *International Electrotechnical Commission*

IEEE *Institute of Electrical and Electronics Engineers*

IGP-M Índice Geral de Preços - Mercado

MBPTH Modelo Baseado na Perda Técnica Horária

MBPTT Modelo Baseado na Perda Técnica Total

MIQ Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade

MME Ministério de Minas e Energia

MMGD Microgeração e Minigeração Distribuída

MP Medida Provisória

NEM *Net Energy Metering*

NP Nível de Penetração

OIEE Oferta Interna de Energia Elétrica

ONS Operador Nacional do Sistema

OR Outras Receitas

P&D_EE Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética

PERS Programa de Energia Renovável Social

PL Projeto de Lei

Pm Fator de Ajuste de Mercado

PRODIST Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica

PROINFRA Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

PRORET Procedimentos de Regulação Tarifária

PTF Produtividade Total dos Fatores

QRR Quota de Reintegração Regulatória

RB Rede Básica

RC Remuneração do Capital

RDBT Rede de Distribuição de Baixa Tensão

REN Resolução Normativa

RI Receitas Irrecuperáveis

RTA Reajustes Tarifários Anuais

RTP Revisão Tarifária Periódica

SCEE Sistema de Compensação de Energia Elétrica

SEB Sistema Elétrico Brasileiro

SIN Sistema Interligado Nacional

SSP *Scambio sul Posto*

TE Tarifa de Energia

TFSEE Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica

TUSD Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

UC Unidades Consumidora

VPA Valor da Parcela A

VPB Valor da Parcela B

VS *Code* *Visual Studio Code*

Capítulo 1

Introdução

1.1 Considerações Iniciais

A procura por energia elétrica de menor custo na geração tem sido um dos principais motivadores na mudança do paradigma energético mundial rumo à descarbonização. Esse processo prioriza a adoção de fontes renováveis e eficiência energética, visando substituir os sistemas de produção e consumo de energia dependentes de combustíveis fósseis (Doukas, 2022). Impulsionada por políticas governamentais, tecnologias sustentáveis e investimentos mais competitivos, a participação de fontes renováveis na matriz elétrica evidencia-se em virtude do crescimento expressivo (Breyer *et al.*, 2022). Em 2025, as energias renováveis contribuíram com quase 60% do aumento de demanda da energia mundial (IEA, 2026). Como consequência, esse cenário tem sido decisivo para a consolidação da Geração Distribuída (GD), destacando-se pelos benefícios gerados aos seus usuários, como a redução do custo da geração de energia elétrica e dependência da rede elétrica convencional (IEA, 2022).

Neste contexto, a energia solar surge como a protagonista entre as fontes renováveis. A relevância desta tecnologia é ratificada em 2025 ao representar a maior parte do total global. Com uma capacidade de 2.392 GW, ela soma 47% de toda potência renovável instalada no período, conforme demonstra a Figura 1.1 (IRENA, 2026).

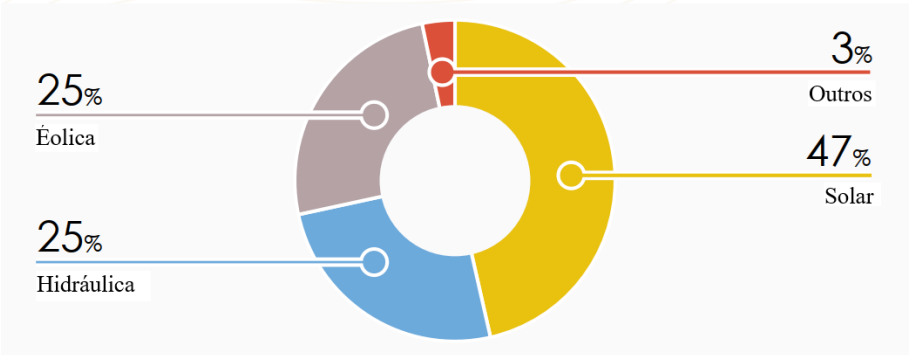

Figura 1.1: Capacidade global de energia renovável instalada em 2025.
Fonte: Adaptado de (IRENA, 2026).

Embora 2025 marque o maior aumento na capacidade e no crescimento de energia renovável, existem disparidades significativas entre países e regiões. A Ásia concentra a maior parte da nova capacidade instalada em 2025, com destaque para a China e seu acréscimo de 440,1 GW. A capacidade da Europa expande-se com a contribuição significativa da Alemanha para esse crescimento, adicionando mais de 20,5 GW. Enquanto isso, a capacidade na América do Norte aumenta 42,1 GW, impulsionada por instalações nos Estados Unidos. Em seguida, a capacidade instalada da Oceania apresenta acréscimo de 6,1 GW, em grande parte devido a adições na Austrália. E por fim, na América do Sul, a capacidade expande-se em 19,6 GW, com o Brasil colaborando com 11,6 GW (IRENA, 2026).

No Brasil, a capacidade instalada de Microgeração e Minigeração Distribuída (MMGD) cresceu entre 2024 e 2025 de forma relevante, saltando de 36,2 GW para 45 GW (EPE, 2025b). Sob essa tendência, o segmento totaliza 47,07 GW de potência instalada no Sistema Interligado Nacional (SIN) até abril de 2026, montante correspondente a 18,7% da matriz elétrica nacional. Estimativas para o horizonte de 2030 projetam a manutenção desse crescimento, com a expectativa de atingir 69,75 GW e consolidar uma participação de 25,5% na capacidade total do país (ONS, 2026).

Esse crescimento acelerado da MMGD viabiliza-se predominantemente pela tecnologia fotovoltaica, dada a sua facilidade de integração ao ambiente urbano. A microgeração fotovoltaica, por exemplo, caracteriza-se pela instalação de geradores de fonte solar com potência instalada menor ou igual a 75 kW, conectados à rede de distribuição por meio de instalações de consumidores em baixa tensão, conforme estabelece o marco regulatório vigente (Presidência da República Federativa do Brasil,

2022).

O cerne dessa integração reside na bidirecionalidade do fluxo de potência, durante períodos de elevada irradiância, o excedente gerado é injetado na rede. Dessa forma, a introdução da GD altera o perfil das curvas de carga nos alimentadores, gerando oscilações nas perdas técnicas e pode tanto favorecer quanto comprometer a eficiência operacional do sistema de distribuição (Rey; Giusto, 2023).

Paralelamente, do ponto de vista do prossumidor, a inserção da GD alivia o carregamento dos transformadores e alimentadores da Rede de Distribuição de Baixa Tensão (RDBT), podendo contribuir para a postergação de investimentos em reforços de infraestrutura por parte da concessionária (ANEEL, 2021a). Contudo, essa expansão descentralizada obriga as distribuidoras a realizarem aportes na infraestrutura pois a intermitência da GD exige investimentos em adequações tecnológicas, proteção e qualidade da energia para suportar a nova dinâmica operacional (Grupo Energisa, 2019).

Diante disso, com o intuito de converter os impactos operacionais em viabilidade econômica para o prossumidor, o desenvolvimento desse segmento no Brasil baseou-se inicialmente na introdução do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE). Esse modelo, estruturado no formato de *Net Energy Metering* (NEM), permitia a compensação integral entre a energia injetada e a consumida, sem distinção dos componentes tarifários. Segundo Joshi, Rao e Banerjee (2024) a utilização do modelo NEM é fundamental para a maturação do mercado interno, pois cria um ambiente de incentivo propício à queda dos custos de instalação e à popularização da tecnologia fotovoltaica.

Contudo, com o advento da Lei nº 14.300/2022, instituidora do Marco Legal da MMGD no Brasil, vigora o novo período de transição tarifária (Presidência da República Federativa do Brasil, 2022). O objetivo central da nova legislação reside na mitigação dos subsídios cruzados, garantindo a contribuição proporcional dos usuários de GD para o custeio da infraestrutura da rede elétrica. A lei determina a cobrança gradativa sobre a componente tarifária do Fio B, responsável pela remuneração e depreciação dos ativos das distribuidoras e a cobrança do custo de disponibilidade se o consumo for menor que o valor de referência.

Portanto, a implementação da lei reflete o esforço regulatório para garantir

que a expansão da MMGD não comprometa o equilíbrio econômico-financeiro do setor. Nesse cenário, é essencial analisar se os percentuais de cobrança sobre o Fio B foram tecnicamente dimensionados e se os valores atuais refletem as mudanças sistêmicas.

1.2 Motivação

Em 2019, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) inicia a revisão da ANEEL nº 482/2012 propondo, via Audiência Pública nº 01/2019 (ANEEL, 2019), o fim da paridade tarifária. A proposta prevê a compensação de apenas um percentual do crédito de energia, gerando forte resistência no setor fotovoltaico pelo risco de inviabilizar investimentos em um mercado ainda incipiente no Brasil.

Diante dessa instabilidade, surge o PL 5.829/2019 na Câmara dos Deputados. Após interrupções causadas pela pandemia, a tramitação é retomada em 2020, consolidando 59 emendas parlamentares em busca do modelo estável (Câmara dos Deputados, 2019).

Neste contexto, a proposta estabelece o custeio da componente tarifária Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) Fio B para consumidores com geração própria, enquanto os demais custos pelo uso da rede são transferidos para a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e, consequentemente, para a tarifa dos consumidores sem GD. O primeiro parecer proferido em plenário detalha o período de transição gradativa, iniciando com a cobrança de 10% no segundo e terceiro ano, seguida de aumentos de 20% a cada biênio, até atingir o pagamento integral no décimo segundo ano. Versões posteriores do documento consolidam a Lei 14.300/2022 e as porcentagens atualmente vigentes.

Apesar da definição desses índices, nota-se a ausência de justificativa técnica explícita para os percentuais adotados nos documentos. O texto limita-se a relatar a construção da proposta como fruto de diversas reuniões entre líderes parlamentares, o Ministério de Minas e Energia (MME), técnicos da ANEEL e associações ligadas ao segmento de energia solar e a agentes da distribuição, com o intuito de alcançar consenso. Contudo, permanece a lacuna do embasamento técnico e econômico para esclarecer a natureza dessas porcentagens, pois o impacto das modificações atinge

diretamente concessionárias e milhões de consumidores, influenciando a economia do setor com alto potencial de crescimento.

Essa busca por um ponto de equilíbrio político-regulatório continua a se desdobrar no cenário legislativo por meio do PL 4.831/2023, propondo o estabelecimento do limite de 10% para a inserção de GD na área de atuação de cada concessionária de distribuição, desobrigando-as de fornecer novos pontos de conexão após o atingimento dessa marca (Câmara dos Deputados, 2023).

Dessa forma, torna-se necessária a análise da inclusão das alterações geradas pela GD nesses percentuais e limites de penetração. A literatura técnica proposta pela ANEEL aponta a importância de não restringir a visão da GD à ótica dos custos de infraestrutura, considerando as mudanças sistêmicas ao setor elétrico. Entre os possíveis benefícios locacionais, destacam-se a redução das perdas técnicas nos sistemas de distribuição, podendo aliviar o uso da rede e eventual adiamento de investimentos em expansão da rede elétrica. Contudo, deve-se considerar que para determinados níveis de penetração e localidades, o efeito contrário pode ocorrer, devido à inversão do fluxo de potência (ANEEL, 2021a).

Portanto, a ausência da valoração clara desses atributos no texto legal reforça a percepção da transição baseada em negociações políticas sobrepondo-se aos cálculos de custo-benefício. Sem a devida contabilização de fatores técnicos e econômicos, corre-se o risco de sobretaxar uma fonte contribuinte para a diversificação da matriz energética.

1.3 Justificativa

A definição dos percentuais de cobrança da componente TUSD Fio B para consumidores atendidos em baixa tensão com microgeração distribuída ainda apresenta limitada fundamentação técnica e econômica explícita nos documentos base para a promulgação da Lei nº 14.300/2022. Embora esse processo tenha possibilitado a construção de um marco legal para a GD no Brasil, observa-se a ausência de metodologias transparentes capazes de quantificar, de forma objetiva, os reais impactos técnicos e econômicos da microgeração fotovoltaica sobre os sistemas de distribuição. Tal lacuna levanta questionamentos acerca da eficiência do modelo

vigente, especialmente sob a ótica da justiça tarifária, da sinalização econômica adequada e da proporcionalidade entre custos e alterações atribuídas à GD.

Nesse contexto, a discussão sobre justiça tarifária torna-se essencial, pois a estrutura de cobrança do Fio B deve buscar um equilíbrio entre a sustentabilidade econômico-financeira das distribuidoras e o reconhecimento dos benefícios proporcionados pela GD. A adoção de mecanismos tarifários desprovidos de uma avaliação técnica abrangente pode resultar tanto na subvalorização quanto na sobrevalorização dos impactos da GD, comprometendo a equidade entre consumidores com e sem geração própria.

Adicionalmente, esta pesquisa justifica-se pela necessidade de ampliar a valoração das mudanças sistêmicas associados à GD. A inserção da geração fotovoltaica próxima aos centros de carga possibilita a redução das perdas técnicas nas redes de distribuição, o alívio do carregamento de transformadores e alimentadores, a melhoria dos perfis de tensão e o potencial adiamento de investimentos em expansão e reforço da infraestrutura elétrica (ANEEL, 2021a).

Dessa forma, o presente trabalho propõe contribuir para o preenchimento dessa lacuna regulatória por meio da análise técnica da cobrança do Fio B aplicada a consumidores com geração fotovoltaica conectada em baixa tensão. A partir da avaliação técnica dos impactos da GD sobre a rede elétrica e da relação entre custos e benefícios sistêmicos, busca-se discutir a coerência do modelo atual e propor uma alternativa tarifária tecnicamente fundamentada, capaz de promover maior equilíbrio regulatório, eficiência econômica e justiça tarifária no contexto da geração distribuída no Brasil.

1.4 Estado da Arte

Nesta Seção, aborda-se o estado da arte dos temas relacionados aos problemas discutidos nesta pesquisa. O foco concentra-se na inserção de GD em RDBT e nos seus respectivos impactos técnicos e econômicos sobre a infraestrutura. Deste modo, investigações relacionadas à justiça tarifária, à formulação de modelos tarifários alternativos e à valoração dos benefícios da geração própria tornam-se centrais para delimitar o estado da arte.

No âmbito das diretrizes sociais do setor elétrico, (Heleno; Tarekegne; Parvania, 2024) destacam a necessidade de integrar as dimensões de equidade e justiça energética no planejamento dos sistemas de potência. A abordagem conceitual fundamenta-se nos pilares das justiças distributiva e procedimental para argumentar sobre a modernização das redes dever transcender métricas de eficiência técnica. Segundo essa perspectiva, incorporar critérios de equidade social é indispensável para assegurar a alocação justa de encargos, evitando que o fardo financeiro decorrente da modernização tecnológica recaia desproporcionalmente durante a expansão da GD.

Sob a perspectiva técnica, a inserção massiva de Recurso Energético Distribuído (DER) em baixa tensão altera o comportamento físico da infraestrutura existente. Em (Micallef; Spiteri-Staines; Licari, 2024) e (Fanos *et al.*, 2023), identificam-se desafios críticos, tais como o desequilíbrio de tensão, sobretensões e fluxo reverso de potência. Enquanto o primeiro estudo propõe o uso de sistemas de armazenamento para estabilizar a tensão, o segundo valida, via técnica *Hardware-in-the-Loop*, algoritmos de controle ativo para expandir a Capacidade de Hospedagem (CH) da rede. Tais investigações ratificam a importância de quantificar o impacto técnico da GD para fundamentar propostas de tarifação de rede.

Em relação aos modelos tarifários variáveis projetados para mitigar esses impactos, (Souza, P. V. B. de *et al.*, 2023) propõem uma metodologia de valoração e remuneração baseada na formulação de um sinal tarifário composto por quatro propriedades fundamentais: uso da infraestrutura, perdas elétricas, carga de pico e índices de confiabilidade. Para quantificar os custos e benefícios marginais, o modelo utiliza o valor de *Shapley*, oriundo da Teoria dos Jogos Cooperativos, realizando uma alocação de responsabilidades isenta de viés de precedência. A validação do método é testada no sistema padrão IEEE RBTS Bus 2 e na rede de distribuição brasileira real.

Expandindo a abordagem locacional, (Dantas *et al.*, 2025) propõem uma metodologia multi-etapas baseada em simulações de fluxo de potência para formular um sinal tarifário estruturado por agrupamentos de alimentadores. O método baseia-se na divisão da rede em regiões pré-definidas e no cálculo das diferentes CHs do alimentador conforme a inserção posicional da GD. A tarifa locacional resultante

varia proporcionalmente ao desempenho técnico de cada segmento, penalizando as regiões com pior impacto físico e subsidiando aquelas com melhores indicadores técnicos.

Sob a ótica de alocação equitativa fundamentada na sensibilidade do sistema, (Murari *et al.*, 2025) desenvolve um algoritmo avançado para o cálculo dos encargos de uso da rede de distribuição. A metodologia quantifica o desvio no custo anual total do sistema com base em alterações incrementais no fluxo de potência ativa e reativa, no produto fluxo-distância (métricas de MW-Milhas e MVAr-Milhas) e no fator de potência nodal. O modelo associa a capacidade utilizada dos ativos de rede à distância percorrida pela energia, convertendo impactos elétricos em sinais financeiros diretos para consumidores e DER.

A complexidade desses sinais econômicos é explorada via ferramentas de otimização operativa e de mercado. Em (Lima; Teixeira; Contreras, 2023), desenvolve-se um modelo de otimização $min - min$ projetado para estruturar um Programa de Resposta à Demanda (PRD) acoplado a tarifas de congestionamento. O nível de carregamento crítico é determinado por uma abordagem baseada em fluxo para rastrear o estresse físico máximo nos condutores, comprovando a precisão do sinal locacional para induzir reduções de demanda. Complementarmente, (Sanchez-Lopez *et al.*, 2025) avaliam o impacto distributivo dos custos de rede por meio de um modelo de equilíbrio baseado em Jogos de *Stackelberg*. O estudo simula as interações entre um planejador proativo e prossumidores de diferentes origens socioeconômicas, revelando o fato da introdução de tarifas baseadas em capacidade ou componentes fixas locacionais equilibra a recuperação de custos e garante maior equidade social.

A transposição dessas metodologias para a realidade regulatória brasileira revela gargalos metodológicos. No que tange aos custos fixos em RDBT no Brasil, (Etchebehere; Marangon Lima, 2022) demonstram que os modelos de compensação vigentes, como o *Net Metering*, geram subsídios cruzados indesejados entre investidores de GD e consumidores sem geração própria. Para mitigar esta distorção, o estudo valida, no alimentador real da concessionária nacional, uma metodologia de tarifação locacional voltada para redes elétricas radiais, fundamentada na responsabilidade individual sobre os custos fixos da infraestrutura.

Por fim, no âmbito dos impactos diretos da Lei nº 14.300/2022 sobre a mi-

crogeração distribuída, (Pires *et al.*, 2025) investigam a viabilidade econômica de sistemas híbridos com baterias no cenário brasileiro, utilizando técnicas de otimização multiobjetivo. Embora o estudo aponte as novas regras de medição líquida não inviabilizarem por completo os investimentos fotovoltaicos, os autores evidenciam o fato da impossibilidade de compensação da componente TUSD Fio B penalizar severamente os prossumidores.

Dessa forma, apesar do avanço metodológico observado na literatura na tentativa de acoplar os impactos físicos da rede à formação de modelos tarifários, identifica-se uma lacuna quanto à aplicação dessas ferramentas para solucionar impasses regulatórios específicos do cenário brasileiro pós-promulgação da Lei nº 14.300/2022. Os estudos existentes focam predominantemente em mercados de energia desregulamentados ou no cálculo de custos marginais nodais, falhando em fornecer subsídios objetivos para a revisão de componentes reguladas fixas, como a componente TUSD Fio B.

1.5 Objetivos

1.5.1 Objetivo Geral

O objetivo geral deste trabalho é avaliar a cobrança da componente tarifária TUSD Fio B aplicada a consumidores com Geração Distribuída Fotovoltaica (GDFV) conectados em baixa tensão no cenário brasileiro pós-Lei nº 14.300/2022, propondo um componente tarifário alternativo e tecnicamente fundamentado, responsável por considerar os benefícios sistêmicos da microgeração, de modo a promover a eficiência econômica e a justiça tarifária.

1.5.2 Objetivos específicos

- Investigar o processo de transição tarifária estabelecido pelo Marco Legal da GD;
- Identificar o impacto econômico da cobrança gradativa do Fio B;
- Analisar os impactos técnicos gerados pela inserção gradativa de geração fotovoltaica, focando nas perdas técnicas, carregamento de transformadores e na

capacidade de hospedagem;

- Correlacionar os impactos técnicos e impactos econômicos da cobrança gradativa do Fio B;
- Formular um modelo tarifário alternativo para converter os impactos técnicos em componentes tarifárias;
- Aplicar o modelo alternativo proposto em rede elétrica real, comparando a proposta metodológica com as regras vigentes da Lei nº 14.300/2022.

1.6 Organização do trabalho

Este trabalho está estruturado em 7 capítulos, conforme descrito a seguir:

- No Capítulo 1 - Introdução, contextualiza o tema e expõe as considerações iniciais, fundamentais para a dissertação. Nele, são apresentadas a motivação, a justificativa e os objetivos norteadores do estudo, além da apresentação do estado da arte sobre os tópicos centrais e a própria organização do texto;
- No Capítulo 2 - Revisão da literatura, aprofunda os conceitos teóricos essenciais. Neste, aborda-se o histórico, os tipos, a evolução e os impactos técnicos da GD no Brasil, bem como sua estrutura tarifária e regulamentação. Por fim, introduz-se o conceito de justiça tarifária sob uma perspectiva internacional;
- No Capitulo 3 - Metodologia, detalha as ferramentas computacionais e o fluxo metodológico adotados. Neste, descreve-se os cenários de simulação e a modelagem desenvolvida em *Python* e *Open Distribution System Simulator* (*Open*DSS), explicitando a abordagem determinística e o cálculo dos parâmetros econômicos necessários para os experimentos;
- Capítulo 4 - Justificativa Técnica, apresenta a avaliação da CH do sistema, a análise das perdas técnicas em diferentes NPs de GDFV e a verificação das inconsistências tarifárias entre a injeção física de energia e a regulação vigente;
- Capítulo 5 - Modelo Alternativo de Cobrança, desenvolve a formulação matemática dos modelos propostos de valoração do encargo Fio B, introduzindo a

métrica do valor não compensado fundamentada no impacto das perdas técnicas na RDBT;

- Capítulo 6 - Aplicação dos Métodos Propostos, aplica os modelos criados a rede elétrica de baixa tensão, confrontando quantitativamente e financeiramente a cobrança estabelecida pela Lei nº 14.300/2022 com a valoração baseada em perdas técnicas sob cenários sazonais e de evolução temporal da regra de transição;

- No Capítulo 7 - Conclusão, apresentam-se as considerações finais da pesquisa, sintetizando o contraste entre a regra de cobrança do Fio B da Lei nº 14.300/2022 e os impactos físicos reais da GDFV na rede de baixa tensão.

Capítulo 2

Fundamentação Teórica

2.1 Introdução

A GD surge como um contraponto ao modelo tradicional de geração centralizada. No Brasil, o setor elétrico vivencia a expansão crescente da GD, especialmente a partir da Resolução Normativa (REN) nº 482/2012 da ANEEL, instituidora do SCEE. Esse crescimento decorre da atratividade financeira para consumidores de baixa tensão (Grupo B), os quais encontram na GD uma alternativa para a mitigação das tarifas e oportunidade de redução de custos operacionais.

Contudo, a rápida adoção dessa tecnologia traz desafios regulatórios, principalmente acerca do equilíbrio econômico do sistema. A discussão sobre o subsídio cruzado resulta na promulgação da Lei 14.300/2022. Este novo marco legal altera significativamente a dinâmica do SCEE ao introduzir a cobrança gradual pelo uso da infraestrutura de distribuição, com foco específico no componente tarifário Fio B, pertencente à parcela da TUSD.

Diante deste panorama, este capítulo de revisão de literatura propõe fundamentar os conceitos técnicos e regulatórios necessários para a análise da adequação dessa cobrança. Assim, aborda-se o histórico da GD no Brasil, a composição das tarifas de energia e o papel específico do Fio B na remuneração das distribuidoras, a evolução da regulamentação da GD e do Fio B, além dos impactos técnicos e da justiça tarifária.

2.2 Geração Distribuída no Brasil

2.2.1 Conceitos e Tipos

O conceito de GD adotado mundialmente pelo setor energético apresenta a ideia de contraposição à geração centralizada. Contudo, encontram-se diferentes definições variando de acordo com fatores como: forma de conexão à rede, capacidade instalada, localização e tecnologias.

Assim, a *International Energy Agency* (IEA) define a GD como uma fonte de energia elétrica conectada diretamente à rede de distribuição para atender consumidores locais e dar suporte ao sistema (Adajah *et al.*, 2021). Enquanto a *International Electrotechnical Commission* (IEC) descreve essa modalidade como a geração por múltiplas fontes conectadas à rede de distribuição (IEC, s.d.). Por sua vez, o *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE) conceitua tal tecnologia como o fornecimento proveniente de unidades de pequeno porte localizadas próximas ao centro de consumo (Zilles *et al.*, 2012).

No Brasil, conforme estabelece o Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica (PRODIST) (ANEEL, 2021b), a GD corresponde a unidades geradoras de energia elétrica, de qualquer potência, vinculadas tanto à rede de distribuição quanto às instalações dos consumidores. Essas unidades funcionam de forma paralela ao sistema elétrico ou de maneira isolada. Assim, a capacidade de transporte energético da GD se limita à rede de distribuição ou ao ponto de conexão. Enquanto, a legislação brasileira classifica a GD em MMGD de acordo com a potência instalada.

A microgeração distribuída corresponde a centrais geradoras de energia elétrica a partir de fontes renováveis ou de cogeração qualificada [1], com potência instalada de até 75 kW, conectadas à rede de distribuição por meio das instalações de unidades consumidoras. Enquanto, a minigeração distribuída abrange centrais semelhantes, mas com potência instalada superior a 75 kW e limitada a 5 MW no caso de fontes despacháveis, ou a 3 MW quando se trata de fontes não despacháveis (Presidência da República Federativa do Brasil, 2022).

[1] Trata-se de uma classificação atribuída a sistemas de cogeração cumpridoras de critérios de uso eficiente da energia, fato responsável por viabilizar sua inclusão em programas de estímulo à cogeração, conforme as normas estabelecidas.

Considerando-se a GD como unidade de geração conectada à rede elétrica de distribuição, sua localização ocorre próximo à carga, podendo suprir o autoconsumo industrial, comercial e residencial, com ou sem produção de excedentes exportáveis à rede. Além dessa classificação, a legislação brasileira também prevê mais três modalidades de consumo (ANEEL, 2023b):

1. Geração Compartilhada: A geração distribuída é gerenciada por cooperativas ou consórcios com o objetivo de redução das faturas das residências ou empresas ligadas aos nomes dos mesmos;

2. Autoconsumo Remoto: O excedente de energia gerada é abatido em uma única unidade geradora para Unidades Consumidoras (UCs) pertencentes ao mesmo titular em pessoa física ou jurídica;

3. Emprendimentos com Múltiplas Unidades Consumidoras (EMUC): Condomínios verticais ou horizontais localizados na mesma área ou em áreas adjacentes instalem o sistema gerador em uma área comum, assegurando às unidades consumidoras do local e da área comum operem de maneira energeticamente independente entre si.

Portanto, a GD abrange diversas definições, as quais expressam tanto a diversidade de possibilidades técnicas quanto a necessidade de regulamentação específica. Esses aspectos conceituais constituem a base para compreender quais fatores históricos e regulatórios impulsionam a implementação de novos conceitos na legislação nacional e como o segmento evolui ao longo do tempo.

2.2.2 Histórico e Evolução

Em 2004, por meio da legislação n° 10.848, realiza-se a reorganização do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) (Brasil, 2004b). Nesta regulamentação, define-se o conceito de GD no Brasil e, no mesmo ano, o Decreto n° 5.163 (Brasil, 2004a) finaliza a reorganização do SEB ao regulamentar a comercialização de energia elétrica, os procedimentos e outorga, entre outros procedimentos. Depois, os procedimentos vinculados à redução de tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição para a GDFV e outras fontes são estabelecidos pela REN n° 77 (ANEEL,

2004). No ano de 2010, as condições gerais de fornecimento de energia elétrica são atualizadas e consolidadas por meio da REN n° 414 (ANEEL, 2010b).

Posteriormente, em 2012, o SEB passa por importantes alterações regulatórias. A ANEEL altera a REN n° 482 (ANEEL, 2012a), estabelecendo as condições gerais para o acesso de MMGD aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o SCEE.

Segundo o PRODIST, o excedente de energia corresponde à energia injetada gratuitamente na rede e convertida em créditos de energia pelo SCEE, e esses créditos podem ser usados para compensar o consumo próprio ou compartilhado (ANEEL, 2021b). Dessa forma, o saldo positivo de energia apurado em determinado mês pode ser utilizado para compensar o consumo registrado em outro posto tarifário ou no ciclo de faturamento subsequente. Tal procedimento somente se viabiliza mediante a utilização de um medidor de energia elétrica bidirecional, capaz de registrar de forma integrada o fluxo bidirecional. Assim, a ANEEL também modifica a REN n° 502/2012 (ANEEL, 2012b), regulamentando os sistemas de medição de energia elétrica de unidades consumidoras do Grupo B, referindo-se aos consumidores de baixa tensão.

Ainda em 2012, a ANEEL edita a REN nº 517, com a finalidade de complementar e esclarecer alguns pontos sobre o SCEE, previamente instituído pela REN Nº 482 (ANEEL, 2012a). No ano de 2015, a ANEEL publica a REN n° 687/2015, promovendo atualizações importantes na REN n° 482/2012 (ANEEL, 2015b), onde se destaca a mudança nos limites de potência instalada da MMGD.

No Brasil, até o ano de 2021, com a aprovação da Lei 14.300/2022, o SCEE considera a energia gerada com o mesmo valor da consumida. Então, a partir de 2015, devido ao endividamento generalizado das distribuidoras decorrente da Medida Provisória (MP) n° 579/2012, com o objetivo de redução compulsória da tarifa de energia elétrica (Brasil, 2012), muitos consumidores residenciais iniciam a adoção de GD, como forma de proteção contra a alta nos preços da energia, e muitos consumidores comerciais para reduzir custos operacionais e ganhar competitividade em momentos de corte de investimentos pelos concorrentes.

Além disso, o retorno financeiro é melhor para aqueles com pagamento por tarifas mais caras, exatamente os consumidores residenciais e comerciais de baixa

tensão. Desta forma, a atratividade financeira dos investimentos em GD aumenta, sobretudo nesses segmentos.

Em 2016, houve a edição da REN nº 745/2016 (ANEEL, 2016b) para atualizar a REN n° 77/2004, apresentando o detalhamento das regras em relação aos descontos das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, definição do cálculo de desconto de ampliação de capacidade de usina e especificação de desconto em caso de autoprodução e geração compartilhada por meio de consórcios (ANEEL, 2004). A REN nº 724/2016 implementa as revisões dos módulos 3 e 5 do PRODIST, definindo responsabilidades sobre os custos de eventuais obras de ampliação ou reforço na rede e as condições contratuais essenciais para o uso e a conexão aos sistemas de distribuição (ANEEL, 2016a).

Assim, com o avanço das regulamentações e a implementação de diferentes ações de incentivo, observa-se o crescimento expressivo no número de unidades consumidoras conectadas à rede elétrica, em conformidade com as RENs brasileiras vigentes entre 2012 e 2021. As Tabelas 2.1 a 2.4 apresentam a quantidade de conexões e capacidade instalada entre 2012-2021. Nesse período, a fonte solar fotovoltaica consolida-se como a modalidade predominante.

Tabela 2.1: Evolução GD Solar de sistemas conectados no Brasil de 2012-2021.

Central Geradora Solar Fotovoltaica										
Ano	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Conexões instaladas	2	12	105	501	2.751	4.770	11.865	41.399	72.394	137.506
Capacidade Instalada (MW)	410	125	586	4.450	21.110	50.183	146.046	530.942	1.109.476	1.569.225

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL em 23/08/2025 (ANEEL, 2025).

Tabela 2.2: Evolução GD Eólica de sistemas conectados no Brasil de 2012-2021.

Central Geradora Eólica										
Ano	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Conexões instaladas	0	7	9	18	7	7	5	7	12	13
Capacidade Instalada (kW)	0	20	32	54	5.013	5.118	49	62	4.596	200

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL em 23/08/2025 (ANEEL, 2025).

Tabela 2.3: Evolução GD Termelétrica de sistemas conectados no Brasil de 2012-2021.

Usina Termelétrica										
Ano	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Conexões instaladas	0	0	2	5	25	42	76	81	114	86
Capacidade Instalada (kW)	0	0	11	529	9.139	8.704	12.685	36.730	37.310	29.710

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL em 23/08/2025 (ANEEL, 2025).

Tabela 2.4: Evolução GD Hidrelétrica de sistemas conectados no Brasil de 2012-2021.

Central Geradora Hidrelétrica										
Ano	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Conexões instaladas	0	0	0	2	1	14	13	9	10	6
Capacidade Instalada (kW)	0	0	0	2.296	19	1.444	8.325	7.080	8.925	8.044

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL em 23/08/2025 (ANEEL, 2025).

Em conjunto às evoluções regulatórias citadas anteriormente, os incentivos implementados pelas resoluções contribuem para o crescimento do mercado de GD. Logo, com a expansão e o horizonte otimista para o mercado, a ANEEL anuncia mais uma revisão da REN 482, com o objetivo de evitar o subsídio cruzado, no qual os consumidores não adotantes da GD acabam arcando com parte dos custos de rede a serem pagos pelos consumidores utilizadores do sistema de GD.

Assim, em 2019, apresenta-se ao Congresso Nacional o Projeto de Lei (PL) 5829/2019, aprovado pela Câmara dos Deputados em agosto de 2021 e, por fim, em janeiro de 2022, a Lei 14.300 é publicada e institui o Marco Legal da MMGD, altera o SCEE e o Programa de Energia Renovável Social (PERS) no Brasil (Presidência da República Federativa do Brasil, 2022).

A Lei 14.300/2022 garante a todas as unidades existentes ou com solicitação de acesso até um ano após a publicação da lei mantenham os benefícios obtidos até 2045. A lei estabelece as regras aplicadas durante e após a transição regulatória. A principal mudança originada é a cobrança do componente pelo uso da infraestrutura da concessionária. Além disso, instaura a possibilidade de venda de produção excedente à concessionária e institui o PERS, destinado a investimentos na instalação de sistemas de GD para os consumidores de baixa renda.

A partir de 2018, mesmo com forte retração econômica, o crescimento da GD

no mercado brasileiro é elevado. Com base nas Tabelas 2.1 a 2.4 é possível observar o crescimento da GD, principalmente para as fontes solar e eólica. Segundo a (EPE, 2025a), o incremento da geração eólica e solar fotovoltaica auxilia na manutenção do alto grau de renovabilidade da matriz elétrica brasileira, predominantemente renovável até 2024, com 55,3% de geração de fontes hídricas, conforme apresentado na Figura 2.1. Além disso, a Figura 2.2 apresenta de 2004 a 2024 a participação das fontes renováveis na matriz elétrica se mantém acima de 70%, com destaque para a solar e eólica, as quais a partir de 2019 apresentam participação significativa.

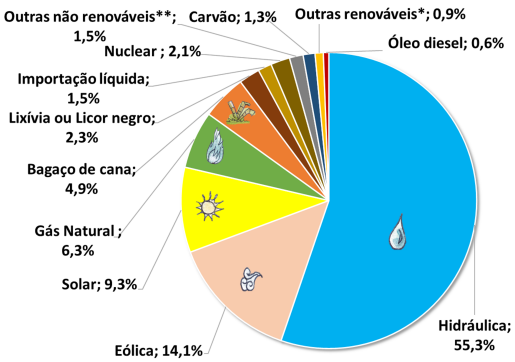

Figura 2.1: Matriz Elétrica Brasileira 2024. Fonte: BEN (2025).

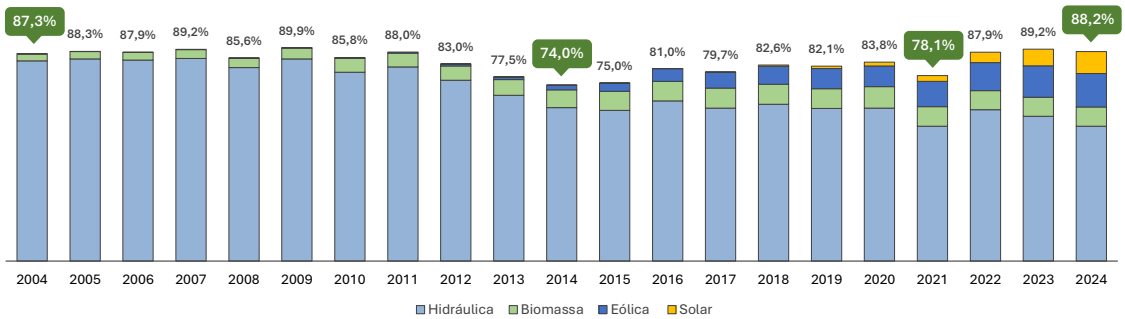

Figura 2.2: Participação das fontes renováveis na matriz elétrica. Fonte: BEN (2025).

Outro fator em evidência é o fato das fontes renováveis auxiliarem na manutenção da renovabilidade da Oferta Interna de Energia Elétrica (OIEE), mesmo em períodos de maior estresse hídrico no país (EPE, 2025a). A Figura 2.3 mostra a OIEE de 2015 a 2024, destacando as fontes eólica, solar e outras renováveis, com crescimento evidente ao longo dos últimos 10 anos, além da estabilidade da hidráulica e dos derivados da cana e da redução de petróleo e derivados, gás natural, carvão mineral e coque.

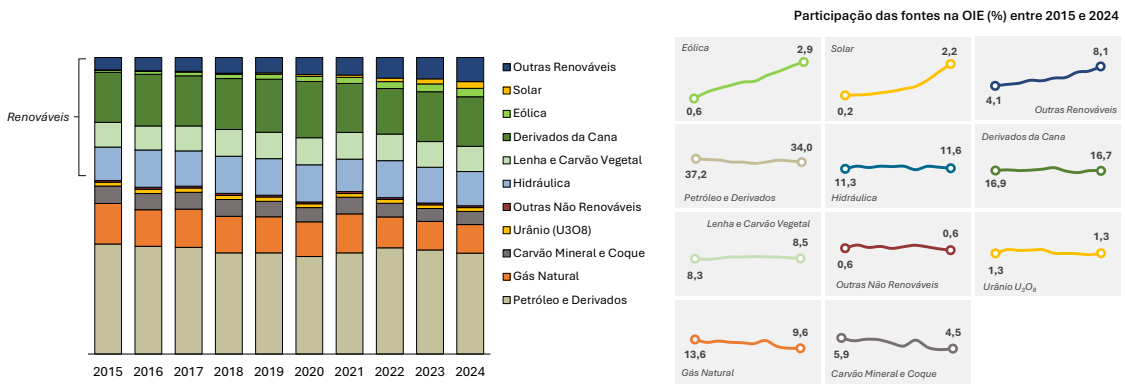

Figura 2.3: Oferta Interna de Energia Elétrica 2015-2024. Fonte: BEN (2025).

A evolução regulatória no SEB molda a dinâmica energética atual no país. A criação do SCEE e promulgação da Lei 14.300/2022 consolidam esse cenário ao estabelecer regras para a GD. Essas atualizações normativas impulsionam a adoção de fontes renováveis e a viabilidade de modelos de negócios no setor. Dessa forma, a seguir, será detalhada a estrutura tarifária brasileira para compreender os impactos e desafios decorrentes da expansão da GD.

2.3 Estrutura Tarifária no Setor Elétrico Brasileiro

2.3.1 Componentes da Tarifa (TE, TUSD, Encargos)

No Brasil, as tarifas de energia são definidas pela ANEEL de forma a garantir o equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão das distribuidoras, permitindo a recuperação dos custos regulatórios e a remuneração dos investimentos (Iglesias, 2021). De acordo com (ANEEL, 2023a), as funções de custo são utilizadas para criar as diferentes modalidades tarifárias, tanto para a TUSD quanto para a Tarifa de Energia (TE), com base em critérios temporais e faixas de tensão, como postos tarifários e grupos/subgrupos tarifários.

Os consumidores podem ser agrupados de acordo com as modalidades tarifárias (ANEEL, 2022a):

1. Grupo A: consumidores de alta e média tensão, além dos conectados à rede subterrânea.

    a) Modalidade tarifária horária azul: aplica-se tarifas variáveis de acordo

com a hora de consumo; em contrapartida, para a demanda de potência, estabelece-se uma tarifa única;

b) Modalidade tarifária horária verde: aplica-se tarifas variáveis para a energia elétrica e a demanda de potência de acordo com a hora de consumo;

2. Grupo B: consumidores de baixa tensão.

   a) Modalidade tarifária convencional monômia: aplica-se tarifa única para a energia elétrica, independentemente do horário de consumo;

   b) Modalidade tarifária horária branca: aplica-se tarifas variáveis de acordo com a hora de consumo; tal aplicação é vetada para os consumidores de baixa renda e para a iluminação pública.

Além disso, existem as modalidades tarifárias pertencentes aos demais acessantes:

a) Modalidade tarifária geração: aplica-se tarifa específica para as centrais geradoras acessantes às redes de distribuição, consistindo em uma tarifa única para a demanda de potência;

b) Modalidade tarifária distribuição: aplica-se tarifa destinada às distribuidoras utilizadoras da rede de outras concessionárias. Para o grupo A, a cobrança da demanda de potência e do consumo de energia varia de acordo com o horário, enquanto para o grupo B, aplica-se uma tarifa única apenas sobre o consumo de energia.

E por fim, os postos tarifários classificam-se (ANEEL, 2021c):

1. Posto tarifário ponta: corresponde a três horas diárias consecutivas de maior demanda;

2. Posto tarifário intermediário: compõe-se de duas horas adjacentes ao período de ponta e aplica-se apenas ao grupo B;

3. Posto tarifário fora de ponta: abrange as demais horas do dia, complementares aos dois primeiros períodos.

De modo geral, a tarifa de energia final do consumidor é composta por dois componentes principais: TUSD e TE. Além disso, incidem sobre cada tarifa encargos e impostos federais, estaduais e municipais. A Figura 2.4 apresenta a divisão dos componentes, encargos e impostos.

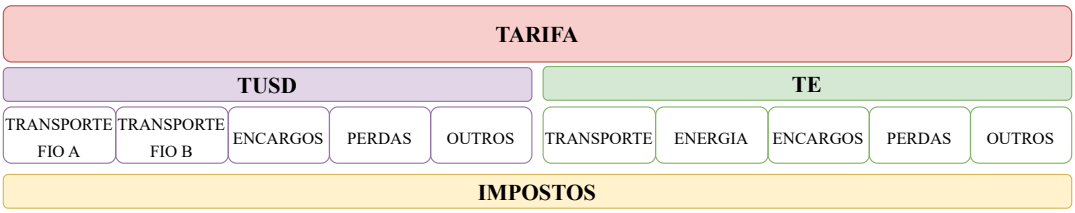

Figura 2.4: Composição tarifária da energia elétrica no Brasil.

Conforme observado na Figura 2.4, a TUSD é composta de cinco elementos (ANEEL, 2023a):

1. TUSD Fio A: compõe-se de custos regulatórios relacionados ao uso de ativos pertencentes a terceiros, abrangendo, entre outros, o uso dos transformadores de potência da Rede Básica (RB) com tensão inferior a 230 kV e das Demais Instalações de Transmissão (DIT) compartilhadas, uso dos sistemas de distribuição de outras distribuidoras e a conexão às instalações de transmissão ou de distribuição;

2. TUSD Fio B: constitui-se de custos regulatórios relacionados ao uso de ativos pertencentes à própria distribuidora;

3. TUSD Encargos: parcela da TUSD destinada à recuperação dos custos de: Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética (P&D_EE), Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE), contribuição para o Operador Nacional do Sistema (ONS), quota da CDE, Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFRA) e Quota da Conta de Desenvolvimento Energético associada a Conta COVID (CDE COVID);

4. TUSD Perdas: parcela da TUSD destinada à recuperação dos custos regulatórios com as perdas técnicas do sistema da distribuidora, perdas não técnicas, perdas na RB devido às perdas regulatórias da distribuidora e receitas irrecuperáveis;

5. TUSD Outros: refere-se à subvenção D $<$ 350 e outros.

Aplica-se a TUSD aos usuários do sistema de distribuição, com exceção dos seguintes casos:

a) Para concessionárias ou permissionárias de distribuição, excluem-se os componentes relativos à TUSD Encargos e às Perdas Não Técnicas;

b) Para a subclasse de baixa renda, são isentas a cota da CDE, PROINFRA e a CDE COVID;

c) Para a parcela do consumo atendido por empreendimentos próprios de produção independente e/ou de autoprodução, são isentas a CDE, PROINFRA e a CDE COVID;

d) Para centrais geradoras, aplica-se um método específico de cálculo da TUSD, conforme descrito em (ANEEL, 2023a).

A TUSD diferencia-se por subgrupo, posto e modalidade tarifária, classificando-se em:

a) TUSD Azul: ponta (R$/kW), fora de ponta (R$/kW) e sem distinção horária (R$/MWh);

b) TUSD Verde: ponta (R$/MWh), fora de ponta (R$/MWh) e sem distinção horária (R$/kW);

c) TUSD Convencional binômia: definida sem distinção horária (R$/kW) e (R$/MWh);

d) TUSD Branca: ponta (R$/MWh), intermediária (R$/MWh) e fora de ponta (R$/MWh);

e) TUSD Convencional monômia: definida sem distinção horária (R$/MWh);

f) TUSD Distribuição (TUSDd): ponta (R$/kW), fora de ponta (R$/kW) e sem distinção horária (R$/MWh);

g) TUSD Geração (TUSDg): definida sem distinção horária (R$/kW).

A TE subdivide-se em quatro componentes (ANEEL, 2023a):

1. TE Energia: destina-se à recuperação dos custos pela compra de energia elétrica repassada ao consumidor, incluindo Ambiente de Contratação Regulada (ACR), quota de Itaipu, geração própria, aquisição do atual supridor e compra de GD;

2. TE Transporte: destina-se à recuperação dos custos de transmissão relacionados à Itaipu;

3. TE Perdas: destina-se à recuperação dos custos com perdas na RB devido ao mercado de referência de energia;

4. TE Encargos: destina-se à recuperação dos custos relacionados a:

   a) contribuição sobre Encargos de Serviços de Sistema (ESS) e Encargo de Energia de Reserva (EER);

   b) P&D_EE;

   c) Contribuição sobre Uso de Recursos Hídricos (CFURH);

   d) quota da CDE associada aos Empréstimos da Conta COVID e Conta Escassez Hídrica (TE CDE);

   e) quota da CDE para modicidade tarifária resultante da desestatização da Eletrobras (ELET) (CDE ELET);

   f) quota da CDE associada ao benefício tarifário do sistema de compensação da GD (CDE GD).

5. TE Outros: refere-se à subvenção D $<$ 230 e outros.

A TE incide sobre todos os componentes tarifários, exceto para concessionárias ou permissionárias de distribuição detentoras de Contrato de Compra e Venda de Energia (CCE) com o agente de distribuição supridor, agente da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), TE Perdas, cotista de Itaipu e TE Transporte (ANEEL, 2023a).

Além disso, a TE diferencia-se por posto e modalidade tarifária, classificando-se em:

a) TE Horária: ponta (R$/MWh), intermediária (R$/MWh) e fora de ponta (R$/MWh);

b) TE Convencional: definida sem distinção horária (R$/MWh);

c) TE Suprimento: definida sem distinção horária (R$/MWh).

Portanto, a composição tarifária evidencia a multiplicidade de elementos para assegurar tanto a remuneração das distribuidoras quanto a modicidade tarifária aos consumidores. Essa estrutura fundamenta-se na separação entre a TUSD e a TE, cada uma com seus próprios componentes. A partir disso, verifica-se a participação do Fio B na remuneração da distribuidora, tal componente representa um dos itens de custo dos sistemas de GD injetando energia na rede de distribuição da concessionária.

2.3.2 O Papel do Fio B na Remuneração da Distribuidora

O processo de Revisão Tarifária Periódica (RTP), realizado em média a cada quatro anos de acordo com as diretrizes do Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET), define a parcela da TUSD Fio B, destinada a remunerar a atividade de distribuição de energia (Balestra, 2022). Essa componente é relevante para a sustentabilidade financeira da distribuidora, pois é por meio desta que os custos operacionais (OPEX), regulados pelo Submódulo 2.2 do PRORET (PRORET..., 2025), e os custos de capital (CAPEX), estruturados na Base de Remuneração Regulatória (BRR) do Submódulo 2.3 (ANEEL, 2022b), são ressarcidos, garantindo a remuneração dos investimentos da concessionária.

Em contrapartida, nas demais parcelas da TUSD e da TE, a distribuidora atua essencialmente como uma repassadora de recursos. Os valores arrecadados relativos à TE[2], aos encargos setoriais, aos impostos e à componente de transmissão da TUSD (Fio A) são integralmente destinados aos geradores, ao ONS, às transmissoras e ao Governo. Enquanto o Fio B passa por esse ciclo plurianual estrito da RTP para manter o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, os outros custos regulados são atualizados nos Reajustes Tarifários Anuais (RTA) (ANEEL, 2026).

Dessa forma, os procedimentos para a definição, revisão e aplicação das tarifas de energia elétrica são realizadas de acordo com o PRORET o qual estabelece critérios para o cálculo de encargos setoriais, perdas técnicas e não técnicas, bem

[2]Varia conforme a realidade hídrica e possui mecanismos regulatórios de compensação financeira.

como procedimentos específicos para casos especiais (ANEEL, 2026). Nesta Seção, considera-se o submódulo principal do PRORET, pois apresenta a regra ou conceito geral.

Neste contexto, os custos das distribuidoras, para o cálculo tarifário, dividem-se em duas parcelas. A Figura 2.5 ilustra os elementos para composição de cada parcela (Iglesias, 2021):

1. Parcela A: representa os custos não gerenciáveis pela distribuidora, ou seja, compra de energia, encargos setoriais e os custos relacionados à transmissão (Fio A);

2. Parcela B: representa os custos gerenciáveis pela distribuidora, ou seja, os custos de distribuição de energia (Fio B).

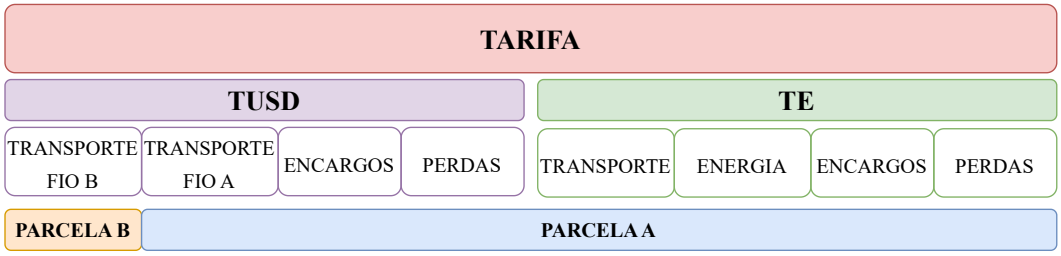

Figura 2.5: Composição da receita da distribuidora no Brasil.

Os custos da Parcela A são repassados às tarifas de forma integral. A Equação 2.1 apresenta o Valor da Parcela A (VPA), composta pela soma dos componentes abaixo (PRORET..., 2024):

$$VPA = CE + CT + ES + RI \tag{2.1}$$

Onde,

CE: Custo de aquisição de energia elétrica e geração própria (CE)

CT: Custo com conexão e uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição (CT)

ES: Encargos setoriais definidos em legislação específica (ES)

RI: Receitas Irrecuperáveis (RI)

Enquanto os custos da Parcela B são corrigidos anualmente, no processo de reajuste tarifário pelo Índice Geral de Preços - Mercado (IGP-M) menos um Fator X, avaliando a eficiência operacional da empresa. O Fator X é definido no processo

de revisão tarifária, com a finalidade de estimar os ganhos de produtividade da distribuição de energia e destiná-los à modicidade tarifária nos reajustes subsequentes. A Equação 2.2 mostra o Valor da Parcela B (VPB), composta pela soma dos componentes abaixo (PRORET..., 2024):

$$VPB = (CAOM + CAA) \times (1 - Pm - MIQ) - OR \tag{2.2}$$

Onde,

CAOM: Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM)

CAA: Custo Anual dos Ativos (CAA)

Pm: Fator de Ajuste de Mercado (Pm)

MIQ: Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade (MIQ)

OR: Outras Receitas (OR)

Detalha-se o processo de cálculo do CAOM em (PRORET..., 2025), sendo composto conforme a Equação 2.3.

$$CAOM = CO + RI \tag{2.3}$$

Onde,

CO: Custos Operacionais (CO)

RI: RI

Enquanto o CAA resulta da soma da Remuneração do Capital (RC), da Quota de Reintegração Regulatória (QRR) e do Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis (CAIMI), a Equação 2.4 demonstra tal operação.

$$CAA = RC + QRR + CAIMI \tag{2.4}$$

Para definir o Pm e o MIQ utiliza-se as mesmas bases Pd e Q, respectivamente, dos componentes do Fator X. O componente Pd reflete os ganhos de produtividade das distribuidoras de energia elétrica no período analisado, sendo ajustado conforme a variação de mercado de cada empresa em relação à média do setor. Seu cálculo considera a mediana da Produtividade Total dos Fatores (PTF) e o crescimento médio do mercado faturado de cada distribuidora em comparação ao crescimento médio do conjunto das distribuidoras (PRORET..., 2024).

Logo, a componente Q busca promover a melhoria da qualidade dos serviços prestados. Avalia-se tanto aspectos técnicos quanto comerciais, levando em conta a variação de seis indicadores e o cumprimento dos padrões de qualidade estabelecidos para as distribuidoras de energia elétrica (PRORET..., 2024).

As OR classificam-se em duas categorias principais: aquelas vinculadas ao serviço de distribuição de energia elétrica e aquelas oriundas de outras atividades empresariais. No primeiro caso, tratam-se de receitas não tarifárias associadas a serviços relacionados ao fornecimento de energia, como os serviços cobráveis definidos pela regulamentação. No segundo, enquadram-se as atividades acessórias ao contrato de concessão ou permissão, exercidas por conta e risco da distribuidora, as quais se dividem em dois subgrupos: atividades próprias e atividades complementares (PRORET..., 2024).

Com o avanço das conexões de GD, a partir de 2023, após a aprovação da Lei 14.300/2022 e o fim da paridade tarifária, a cobrança do Fio B passa a ser progressiva, e cria-se um período de transição para a gradual aplicação de custos sobre a energia injetada. A Figura 2.6 apresenta como ficam definidos os componentes da TUSD antes e depois da aprovação da Lei 14.300/2022 para sistemas de GD.

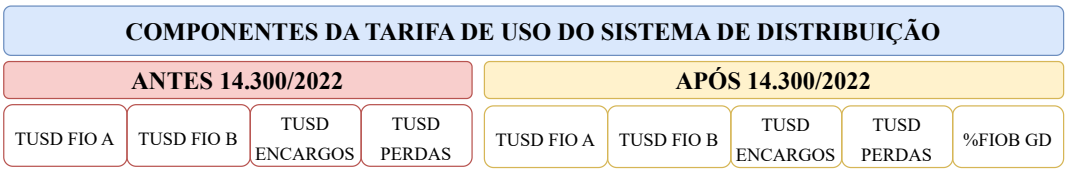

Figura 2.6: Componentes da TUSD para sistemas de GD antes e depois da aprovação da Lei 14.300/2022.

Conforme a Figura 2.6, a principal alteração trazida pela nova legislação refere-se à forma como os componentes da tarifa são compensados. Antes da Lei 14.300/2022, ocorre a compensação integral de todos os componentes da TUSD. Com a vigência da Lei 14.300/2022, introduz-se a cobrança gradual da TUSD Fio B. Sendo assim, embora a estrutura permaneça dividida entre Fio A, encargos e perdas, a componente do Fio B deixa de ser integralmente compensada, passando a ter uma porcentagem paga pelo usuário de GD de forma gradual.

2.4 Evolução Regulamentar da GD e do Fio B

2.4.1 REN 482/2012

Ao longo dos anos, a ANEEL busca maneiras legais de lidar com a conexão de geração distribuída à rede de distribuição, realizando consultas e audiências públicas, como a consulta pública nº 15/2010 (ANEEL, 2010a) e nº 42/2011 (ANEEL, 2011), resultando na publicação da REN nº 482/2012.

A REN n° 482/2012 (ANEEL, 2012a) da ANEEL é o principal marco regulatório para o setor da GD quando relaciona pessoa física ou jurídica, salvo as concessionárias e comercializadoras de energia, pois ela formula o conceito de MMGD e cria o SCEE, permitindo aos consumidores a troca da energia excedente de produção com a da rede de distribuição. Segundo (EPE, 2025a), a GD aumenta 169% de 2018 para 2019.

Assim, a publicação da REN representa um avanço para os produtores de energia em pequena escala no país, bem como a promoção do desenvolvimento da GD se deve às alterações operacionais para o sistema elétrico. Isto inclui a antecipação de investimentos em expansão das redes de transmissão e distribuição, a redução do impacto ambiental, a diminuição do carregamento das redes, a minimização das perdas e a diversificação da matriz energética (ANEEL, 2012a).

A REN n° 482/2012 prevê um limite de capacidade de GD para microgeração de 100kW e para minigeração de 1 MW, e a unidade consumidora tem apenas 36 meses para compensar a energia injetada na rede. Além disso, define o SCEE como um sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com MMGD é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa (ANEEL, 2012a) (ANEEL, 2015b).

O faturamento dessa energia deve considerar a energia consumida, deduzidos a energia injetada e eventual crédito de energia acumulado em ciclos de faturamentos anteriores por posto tarifário, quando for o caso, sobre os quais devem incidir todas as componentes da tarifa em R$/MWh. No qual, o excedente de energia é a diferença positiva entre a energia injetada e a consumida (ANEEL, 2012a) (ANEEL, 2015b).

Conforme mencionado na Seção 2.3, a tarifa de energia elétrica no Brasil

é composta pela TE e pela TUSD. Além disso, a tarifa total inclui os impostos de PIS/COFINS e ICMS. Então, com o aumento de sistema de GD no Brasil, a discussão sobre a cobrança tarifária em cima dos sistemas os quais utilizam a rede de distribuição pertencente à concessionária eleva-se.

De acordo com (ANEEL, 2012a), a cobrança da Parcela B para sistemas de MMGD utilizadoras da rede de distribuição da concessionária, principalmente os de geração solar fotovoltaica, é promovida pelo princípio da paridade tarifária.

Logo, a energia injetada na rede gera créditos na fatura do consumidor, com o valor do crédito equivalente ao preço da energia. Além disso, a energia excedente gerada é trocada por créditos pelo valor total da energia consumida, garantindo uma redução significativa na conta de energia elétrica. A regra é aplicável a geradores baseados em fontes de energia incentivadas [3], como solar, eólica, biomassa, hídrica e cogeração qualificada.

Além disso, os consumidores com GD são cobrados com um valor mínimo de referência no faturamento. Caso o faturamento do consumidor do grupo B seja inferior a esse valor mínimo, aplica-se um custo de disponibilidade. Esse custo é definido como 30 kWh para ligação monofásica, 50 kWh para ligação bifásica e 100 kWh para ligação trifásica. Para os consumidores do grupo A, apenas o custo de demanda é cobrado, sem a cobrança de um custo de disponibilidade (ANEEL, 2012a).

2.4.2 REN 687/2015

Com o passar dos anos e com o acompanhamento da implantação da REN 482/2012, identifica-se a necessidade de realização de alterações em sua estrutura. Dessa forma, com o objetivo de reduzir os custos e o tempo para a conexão da MMGD, compatibilizar o sistema de compensação de energia elétrica com as condições gerais de fornecimento, aumentar o público-alvo e melhorar as informações na fatura, a ANEEL realiza a consulta pública 005/2014 (ANEEL, 2014). Esta consulta propõe questionamentos os quais dividem-se em três temas: Identificação do problema; ampliação dos limites de aplicação do conceito de NEM; e questões

[3] Refere-se às usinas de matrizes renováveis que recebem incentivos regulatórios (como descontos nas tarifas de TUSD ou TUST) para se tornarem mais competitivas no mercado.

adicionais.

A audiência pública nº 26/2015 (ANEEL, 2015a) culmina com a publicação da REN n° 687/2015 em 24 de novembro (ANEEL, 2015b), a qual corrige as deficiências encontradas desde a regulamentação REN n° 482/2012 com o objetivo de otimizar o processo e reduzir as barreiras para o acesso à GD. Além disso, revisa a Seção 3.7 do módulo 3 do PRODIST.

Entre as principais alterações, destacam-se o aumento da validade dos créditos gerados pelo excedente de energia produzida, modificando-se de 36 para 60 meses, além de ser possível utilizar esses créditos em unidades localizadas em outro endereço, desde pertençam ao mesmo titular e estejam na área de atendimento da mesma distribuidora (ANEEL, 2015b). Assim, definem-se os conceitos de autoconsumo remoto, geração compartilhada e EMUC.

Com relação aos procedimentos necessários para se conectar a micro ou minigeração distribuída à rede da distribuidora, a ANEEL estabelece regras as quais simplificam o processo. Ou seja, instituem-se formulários padronizados para a realização da solicitação de acesso pelo consumidor e o prazo total para a distribuidora conectar usinas de até 75 kW, antes totalizando 82 dias, reduz-se para 34 dias (PRORET..., 2025).

2.4.3 Projeto de Lei 5.829/2019

Diante do avanço da tecnologia fotovoltaica, a ANEEL entende a necessidade de revisar a REN n° 482/2012, a fim de cobrar componentes tarifários das unidades com GD, pois tais unidades consumidoras usam a rede da distribuidora na injeção de energia e na posterior apropriação de créditos (Neto *et al.*, 2018).

As distribuidoras alegam insuficiência na compensação pelo uso da rede de distribuição no modelo atual, com possível aumento de custos para consumidores sem geração própria. Por outro lado, grupos interessados no crescimento da GD defendem a sistemática em vigor e destacam os benefícios da expansão desse setor (ANEEL, 2018).

Após contribuições e audiências públicas, a ANEEL publica a Análise de Impacto Regulatório (AIR) n° 003/19 para avaliar os benefícios e custos no qual a GD proporciona ao sistema elétrico brasileiro, além de identificar as melhores

alternativas para o SCEE. As alternativas diferem na maneira como valorizam a energia injetada na rede, considerando em cada uma delas qual componente da tarifa é compensado ou pago pelos prossumidores (Neto *et al.*, 2018).

A Alternativa 0 corresponde ao modelo de compensação conforme a REN n° 482/2012, compensando todas as componentes tarifárias. A Alternativa 1, por sua vez, elimina a compensação apenas da componente da TUSD referente ao transporte do Fio B, responsável por transportar a energia gerada pelo sistema de energia solar para a rede elétrica. Cada uma das alternativas subsequentes gradualmente remove uma das componentes tarifárias da compensação de energia, conforme ilustrado na Figura 2.7 (Iglesias, 2021).

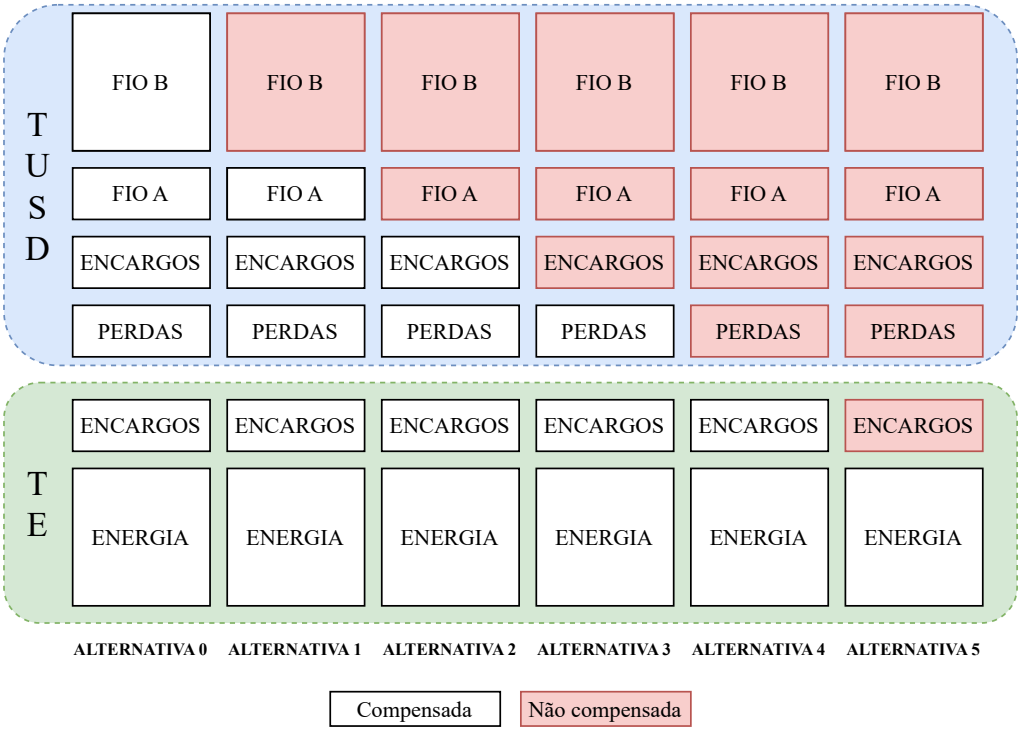

Figura 2.7: Alternativas de compensação propostas pela ANEEL.
Fonte: Autor com base em (ANEEL, 2018).

De acordo com a Figura 2.7, a tarifa de energia elétrica inclui uma série de custos os quais são destinados para remunerar a geração, transmissão, distribuição e perdas de energia, além de impostos, tributos e encargos. A ANEEL é responsável pelos encargos, tendo como objetivo financiar as necessidades do setor elétrico.

Após a apresentação das alternativas, a ANEEL propõe a manutenção das

regras atuais por 10 anos, seguida pela implementação da Alternativa 5, responsável por compensar apenas a componente Energia da TE. No entanto, isso resulta em uma perda significativa na compensação de energia, pois essa componente representa apenas 38% da tarifa, gerando resistência dos principais agentes do setor contra as revisões propostas pela ANEEL (ANEEL, 2018).

Embora a mudança de regra possa desestimular o crescimento da GD e deixar de valorizar seus benefícios para o setor elétrico, há uma movimentação no Congresso Nacional em apoio à GD, com a expectativa de uma mudança regulatória garantidora de maior segurança jurídica e evite conflitos entre os agentes. Em 2019, o PL 5.829 é apresentado na Câmara dos Deputados para instituir o marco legal para a MMGD mas, devido à pandemia do COVID-19, os processos são estendidos e apenas em agosto de 2021 o PL é aprovado pela Câmara dos Deputados. Finalmente, em janeiro de 2022, a Lei 14.300/2022 é publicada (Presidência da República Federativa do Brasil, 2022).

2.4.4 Lei 14.300/2022 e REN 1059/2023

A aprovação da Lei 14.300/2022, conhecida como Marco Legal da MMGD, garante a todas as unidades existentes ou solicitantes de acesso, no prazo máximo de um ano após a publicação da lei, mantenham os benefícios obtidos até 2045. Além disso, a lei estabelece as regras aplicadas durante e após a transição regulatória (Presidência da República Federativa do Brasil, 2022). Para consumidores solicitantes após os 12 meses da publicação da lei, ou seja, sem direito adquirido, o faturamento segue as seguintes condições:

1. Para geração junto à carga, geração compartilhada, EMUC ou autoconsumo inferior a 500 kW, o faturamento é gradualmente cobrado com base na TUSD Fio B, de acordo com a Figura 2.8.

% de cobrança da TUSD Fio B
15% em 2023
30% em 2024
45% em 2025
60% em 2026
75% em 2027
90% em 2028
2029* - a definir

*Projetos protocolados entre o 13° e o 18° mês de **publicação da Lei** pagam 90% do Fio B até 31/12/2030

Figura 2.8: Cobrança gradual do Fio B.

Fonte: Autor com base em (Presidência da República Federativa do Brasil, 2022).

2. No caso de autoconsumo remoto com capacidade superior a 500 kW ou geração compartilhada no qual um dos consumidores possua 25% ou mais dos créditos de energia, aplica-se uma cobrança incluindo a TUSD Fio B, 40% da TUSD Fio A, TFSEE e P&D. Essas cobranças seguem as diretrizes estabelecidas na Figura 2.9.

Componentes tarifários cobrados	
2023 a 2028	100% da TUSD Fio B + 40% TUSD Fio A + TFSEE + P&D
2029* a definir	*Projetos protocolados entre o 13° e o 18° mês de **publicação da Lei** pagam 90% do Fio B até 31/12/2030

Figura 2.9: Cobrança parcial dos componentes tarifários.

Fonte: Autor com base em (Presidência da República Federativa do Brasil, 2022)

A partir de 2029, cobram-se todas as componentes tarifárias não relacionadas ao custo da energia, considerando-se os benefícios da geração distribuída na rede. A ANEEL é responsável por avaliar e atribuir um valor a esses benefícios, seguindo as diretrizes estabelecidas pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). Um resumo das regras de transição é apresentado na Figura 2.10.

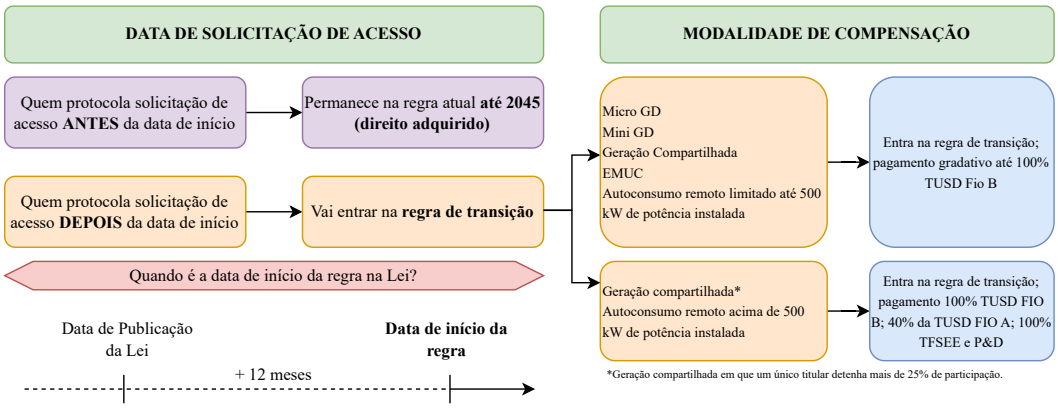

Figura 2.10: Resumo das regras de transição impostas pela Lei 14.300/2022.
Fonte: Autor com base em (Presidência da República Federativa do Brasil, 2022).

Dessa forma, os projetos classificam-se em três categorias: GD I, referente a conexões protocoladas até a data de início da vigência da legislação; GD II, para protocolos posteriores sujeitos ao custeio gradativo do Fio B; e GD III, para solicitações posteriores enquadradas no pagamento integral desse componente tarifário.

A lei mantém o conceito de microgeração distribuída em conformidade com a resolução da ANEEL, mas há modificações no texto para definir a minigeração distribuída, como mostrado na Figura 2.11. Além disso, introduz-se o conceito de Autoconsumo Local, no qual a geração ocorre junto à carga, e o excedente de energia produzida é compensado na própria unidade consumidora.

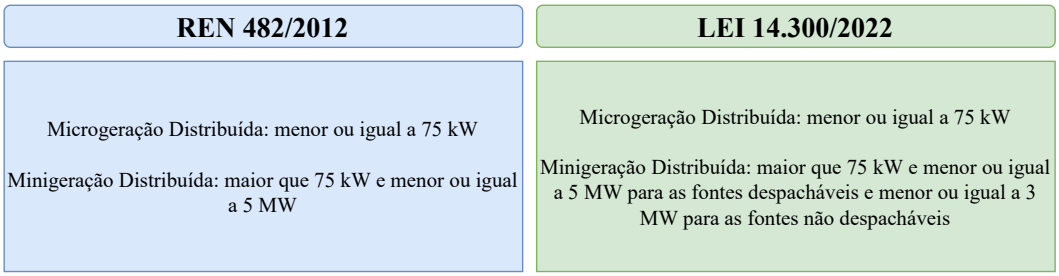

Figura 2.11: Comparativo dos conceitos de micro e minigeração distribuída.
Fonte: Autor com base em (Presidência da República Federativa do Brasil, 2022).

Ademais, para os consumidores com a Lei 14.300/2022, há a alteração no cálculo da demanda contratada para unidades consumidoras com geração distribuída. Os detalhes dessa mudança são apresentados na Figura 2.12.

REN 482/2012	LEI 14.300/2022
Para consumidores do grupo A com Mini GD, a tarifa de referência para faturamento da demanda contratada é a TUSDdemanda (TUSDd*): Demanda contratada (kW) x TUSDd (R$/kW)	Para usinas geradoras de Mini GD remotas pertencente ao grupo A, a tarifa de referencia para faturamento da demanda contratada (MUSD**) passa a ser a TUSDinjeção***: Demanda contratada (kW) x TUSDinjeção (R$/kW)
*Tarifa de uso do sistema de distribuição aplicada à aemanda contratada	**Montante de uso do sistema de distribuição ***O valor da TUSDinjeção aplicável à Mini GD a ser definido pela ANEEL.

Figura 2.12: Comparativo do faturamento de demanda.

Fonte: Autor com base em (Presidência da República Federativa do Brasil, 2022).

O pagamento do custo de disponibilidade é alterado para todos os consumidores, conforme ilustrado na Figura 2.13.

REN 482/2012	LEI 14.300/2022
Para o grupo B, o custo de disponibilidade representa o mínimo que o consumidor deve pagar na conta de luz, com os seguintes valores de referência: Ligação Monofásica: 30 kWh Ligação Bifásica: 50 kWh Ligação Trifásica: 100 kWh	O custo de disponibilidade continua com os valores mínimo de referência 30, 50 ou 100 kWh, com a seguinte regra de aplicação: Para projetos com direito adquirido: • Se o consumo **for maior** que a referência, a compensação é limitada a ela. Se **for menor**, cobra-se o custo de disponibilidade. Para projetos na regra de transição: • Se o consumo **for maior** que a referência, ocorre a compensação total sem cobrança de disponibilidade. Se **for menor**, cobra-se o custo de disponibilidade. **Exceção:** o valor mínimo faturável aplicável aos microgeradores de até 12kW com compensação no mesmo local de geração deve ter uma redução de até 50% em relação ao valor mínimo aplicável aos demais consumidores equivalentes.

Figura 2.13: Comparativo do custo de disponibilidade.

Fonte: Autor com base em (Presidência da República Federativa do Brasil, 2022).

Outra prática comum no mercado é o faturamento por optante B, não mencionado na REN nº 482/2012. Com a aprovação da lei, esse modelo obtém maior segurança jurídica. Nessa modalidade, as unidades consumidoras do grupo A, com geração local e potência nominal abaixo de 112,5 kVA, podem ser faturadas como consumidores do Grupo B, eliminando o custo da demanda.

Por fim, após a aprovação da Lei 14.300/2022, em fevereiro de 2023, publica-se a REN n° 1059/2023. Esta resolução atualiza os procedimentos de conexão e faturamento para sistemas de MMGD, além de reformular as diretrizes do SCEE. Além disso, o documento promove ajustes nas Resoluções Normativas n° 920/2021, 956/2021, 1.000/2021 e 1.009/2022, estabelecendo novas disposições complementares (ANEEL, 2023c).

Assim, detalha-se como as distribuidoras devem realizar o novo cálculo de faturamento, considerando a cobrança pelo uso da rede e garantindo-se a aplicação das diretrizes da lei uniformemente em conformidade técnica com o novo Marco Legal.

Então, conforme a REN n° 1059/2023, o faturamento para unidades consumidoras do grupo B participantes do SCEE é estruturado pela soma das parcelas de consumo da rede e de energia injetada de acordo com a Equação 2.5.

$$C_{total} = P_{cons} + P_{inj} \tag{2.5}$$

Onde:

C_{total}: Custo total do faturamento;

P_{cons}: Parcela referente à energia ativa consumida da rede;

P_{inj}: Parcela referente à energia ativa injetada na rede.

O montante devido pela parcela referente à energia ativa consumida da rede é definido pelo maior valor entre o custo de disponibilidade e o faturamento efetivo, conforme a Equação 2.6.

$$P_{cons} = \max(C_{disp}, F_{consumida}) \tag{2.6}$$

Onde:

C_{disp}: Custo de disponibilidade;

$F_{consumida}$: Faturamento de Energia Consumida.

O faturamento de energia consumida ($F_{consumida}$) calcula-se a partir da diferença entre o consumo e a energia compensada, somada ao custo de transporte dessa energia apresentado na Equação 2.7, observando-se as devidas classificações (GD I, GD II ou GD III).

$$F_{consumida} = (E_{cons} - E_{comp}) \cdot T + (E_{comp} \cdot T_{transp}) \tag{2.7}$$

E_{cons}: Montante de energia ativa consumida da rede;

E_{comp}: Energia compensada (limitada a E_{cons});

T: Tarifa de energia (conforme categoria de consumidor);

T_{transp}: Tarifa de transporte da energia compensada (aplicável conforme enquadramento GD I, II ou III).

Adicionalmente, o processo de compensação limita-se ao total consumido no ciclo, sob a condição do valor monetário faturado não ser inferior ao custo de disponibilidade. Logo, o cálculo referente à energia injetada na rede é calculado pela Equação 2.8:

$$P_{inj} = (Inj - Cons) \cdot TUSD_g \tag{2.8}$$

P_{inj}: Faturamento de Energia Injetada;

Inj: A demanda medida de injeção, em kW;

$Cons$: A demanda medida requerida do sistema, em kW, limitado ao valor da injeção;

$TUSD_g$: Tarifa de uso do sistema de distribuição aplicável a central geradora.

2.5 Impactos Técnicos da Geração Distribuída

2.5.1 Redução de Perdas Técnicas

A integração da MMGD altera a dinâmica operacional da RDBT, impactando diretamente o perfil das perdas técnicas. Estas caracterizam-se pela energia dissipada por efeito Joule em transformadores, condutores e sistemas de medição e estão diretamente correlacionadas com o carregamento dos componentes e a topologia da rede.

Em cenários nos quais a GD apresenta proximidade geográfica com os centros de carga, observa-se uma atenuação das perdas técnicas. Tal fenômeno decorre da redução do fluxo de potência demandado às subestações de alta para média tensão e transportado ao longo dos alimentadores. Ao promover a descentralização do

suprimento, reduz-se o carregamento dos condutores, mitigando, consequentemente, as perdas por dissipação térmica.

Contudo, a variação das perdas é inerentemente incerta e ditada pela imprevisibilidade do comportamento do usuário, sendo condicionada à correlação espacial entre os perfis de geração e carga. Em situações de injeção excedente, caso a potência gerada precise ser escoada para pontos de carga remotamente localizados, o efeito pode ser o inverso, elevando o carregamento dos circuitos e, por conseguinte, exacerbando as perdas técnicas (Dias *et al.*, 2025).

Por essa razão, avaliar o comportamento das perdas a partir do ponto de conexão do GDFV torna-se importante, dada a singularidade da relação entre geração e consumo de um único cliente e o efeito conjunto das incertezas associadas a múltiplos consumidores.

Portanto, o gerenciamento desses indicadores, conforme as diretrizes do Módulo 7 do PRODIST, apresenta-se como um requisito para a eficiência técnico-econômica do sistema, dado o impacto financeiro dessas perdas, quantificado pela Equação 2.9, refletindo diretamente na estrutura tarifária (Souza Nunes, 2024):

$$P(R\$) = P_{kWh} \cdot T \tag{2.9}$$

Onde:

$P(R\$)$: representa o impacto financeiro das perdas técnicas;

P_{kWh}: montante de energia dissipada (perdas técnicas);

T: tarifa de energia vigente.

2.5.2 Alívio de Carregamento dos Elementos da Rede

O transformador de distribuição constitui o principal elemento da rede secundária, desempenhando um papel tanto pela sua funcionalidade operacional quanto pelo elevado custo de capital associado. Este equipamento é responsável pela conversão dos níveis de tensão e corrente, do sistema de média para o de baixa tensão, mediante o fenômeno da indução eletromagnética, garantindo o suprimento energético aos consumidores finais (Silva, L. E. S., 2022). A manutenção da operação dentro dos limites nominais de carregamento é, portanto, um requisito fundamental

para a preservação da vida útil do ativo e para a mitigação de prejuízos financeiros decorrentes de falhas prematuras ou do dimensionamento inadequado.

Nesse contexto, a integração da GD aos sistemas de distribuição introduz a dinâmica de fluxo de potência bidirecional, alterando o carregamento dos elementos da rede. A injeção local de energia atua como uma fonte descentralizada, reduzindo o montante de potência a ser transmitido a partir dos níveis superiores da rede até as cargas. Segundo Magadum e Kulkarni (2022) a descentralização da geração diminui os custos de despacho por meio da redução do uso de reserva giratória e combustíveis, além de adiar a necessidade de aportes financeiros em novos ativos de rede.

Contudo, segundo os autores Santos e Junqueira (2025), o excesso de fluxo de potência em momentos de baixo consumo pode sobrecarregar a infraestrutura da rede, reduzindo a vida útil de componentes como transformadores e cabos caso não haja um dimensionamento adequado.

2.6 Justiça Tarifária

2.6.1 Conceito e Indicadores

A justiça tarifária pode ser compreendida como o estado de organização e rateio dos custos sistêmicos garantindo a energia elétrica como recurso universal, disponível por meio de tarifas módicas e distribuídas de forma equilibrada entre os usuários (Global Energy Alliance for People and Planet, 2025). No cerne desta discussão, encontram-se os conceitos de justiça tarifária horizontal e vertical.

A justiça horizontal estabelece tratamento tarifário igualitário a consumidores com características de carga e perfis de consumo idênticos, evitando discriminações injustificadas. A justiça vertical, por sua vez, fundamenta-se na equidade distributiva, sugerindo tratamento diferenciado a consumidores em situações socioeconômicas distintas. Assim, a tarifa evita tornar-se um fardo desproporcional às classes de menor renda, frequentemente beneficiadas por políticas de subsídios direcionados (Khan; Ünel; Dvorkin, 2023).

No cenário brasileiro, o desafio central reside no fato da estrutura de cobrança predominantemente volumétrica não refletir a realidade dos custos fixos da

rede de distribuição. Assim, os prossumidores utilizam a rede elétrica como um mecanismo de armazenamento virtual para injetar excedentes e compensar consumos futuros, mas deixam de remunerar os componentes de disponibilidade e manutenção da rede. Como consequência, ocorre um deslocamento de custos, o fenômeno de subsídio cruzado, no qual consumidores sem geração própria responsabilizam-se por uma parcela maior da receita requerida pela distribuidora, ferindo o princípio da neutralidade regulatória (Kumar; Khatod, 2025).

Além disso, a rápida expansão da MMGD introduz o ciclo conhecido como "espiral da morte"das distribuidoras. Este processo inicia-se quando consumidores migram para a autogeração, reduzindo o volume de energia faturada pela concessionária. Devido ao caráter majoritariamente fixo dos custos de manutenção da infraestrutura de rede, a redução da base de rateio obriga o regulador a elevar a tarifa unitária para os consumidores remanescentes no ciclo seguinte. Esse aumento, por sua vez, torna a geração própria ainda mais atrativa economicamente, incentivando novas migrações (Iglesias, 2021). A Figura 2.14 apresenta o ciclo descrito.

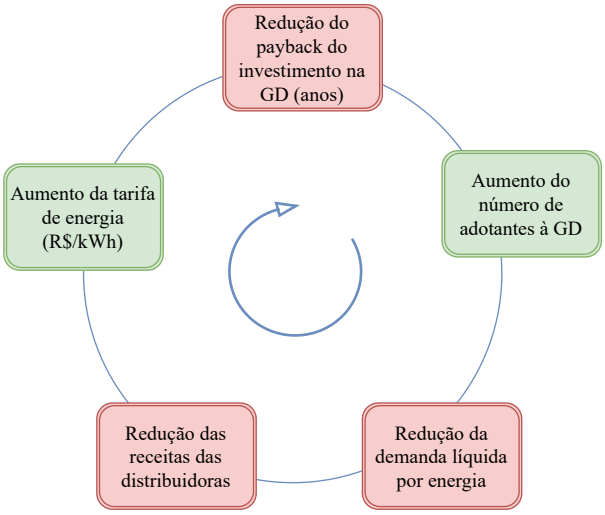

Figura 2.14: Ciclo da “ espiral da morte ” das distribuidoras.

Fonte: Autor.

Neste contexto, a ANEEL utiliza diversos componentes financeiros para quantificar a eficiência e a equidade das tarifas. Com o intuito de estruturar a análise proposta, elencam-se os indicadores responsáveis por representar, sob a ótica da pesquisa, os impactos financeiros para consumidores e concessionárias:

1. CO: utilizam-se métodos de *benchmarking* para definir o nível eficiente de custos; a ANEEL evita a ineficiência de uma gestão específica seja repassada ao consumidor.

2. Fator X: tem como propósito central assegurar o equilíbrio econômico-financeiro definido na revisão tarifária perdure nos reajustes seguintes, garantindo o compartilhamento dos incrementos de produtividade alcançados pelas distribuidoras com os usuários finais.

3. Perdas Técnicas e Não Técnicas: referem-se ao montante de energia elétrica perdido no sistema de distribuição. As perdas técnicas decorrem das características físicas da rede, como o transporte e a transformação de tensão. Por outro lado, as perdas não técnicas equivalem à diferença entre a perda total e a parcela técnica, abrangendo furtos, erros de medição e falhas no faturamento da distribuidora.

4. Subsídios Tarifários: mecanismo de subvenção econômica voltado a reduzir o valor da tarifa para determinados consumidores ou fontes de geração, cujos custos são rateados entre os demais usuários do SIN.

Assim, a escolha desses indicadores fundamenta-se na necessidade de mapear os componentes de maior influência sobre a equidade tarifária e o equilíbrio do setor. Ao selecionar o CO e o Fator X, é possível verificar a capacidade regulatória de promover a produtividade e impedir o repasse de custos ineficientes ao consumidor. Paralelamente, a inclusão das perdas e dos subsídios tarifários permite mensurar os impactos financeiros externos à gestão direta, mas responsáveis por sobrecarregar o custo final da energia.

2.6.2 Abordagens Internacionais

O NEM atua como um dos principais instrumentos de fomento à GD globalmente, exercendo a função de impulsionar a difusão dessa tecnologia até atingir a maturidade de mercado. No Brasil, o regime tarifário para a GD é regido por esse sistema até a promulgação da Lei 14.300/2022.

Os sistemas de faturamento para GD na maioria das nações são estruturados para mitigar riscos, incentivando o investimento dos consumidores em infraestrutura

própria. Nesse cenário, os modelos de NEM e *Feed-in Tariff* (FiT) destacam-se como os mais adotados para prossumidores, sendo o sistema de FiT, as concessionárias adquirem a totalidade da energia produzida, sem considerar o consumo da unidade.

A Alemanha serve como um exemplo notável na aplicação do esquema de tarifas FiT. De acordo com (Enescu *et al.*, 2023), o avanço das fontes renováveis no país é impulsionado pela Erneuerbare Energien Gesetz (EEG), fundamentando-se nos mecanismos de FiT ou *Feed-in Premium* (FiP) para subsidiar a eletricidade limpa. Segundo os autores, essa política sustenta-se em três características fundamentais:

1. Existem duas abordagens principais para o incentivo às renováveis: o modelo de receitas fixas e garantidas a longo prazo, com variações conforme a tecnologia utilizada, e o modelo de quotas, voltado à definição de metas de capacidade instalada ou volume de geração em vez de fixar o preço da energia;

2. Prioridade de injeção na rede para a eletricidade produzida;

3. Os operadores de rede devem assegurar a conexão técnica otimizada e o despacho prioritário dessa energia, mantendo a prerrogativa de controle remoto sobre a injeção na rede por segurança operacional. Financeiramente, o diferencial entre os preços garantidos aos produtores e os valores de mercado é custeado pelos consumidores finais por meio de encargos tarifários.

No cenário italiano, a transição dos mecanismos de incentivo reflete uma busca contínua pelo equilíbrio entre o estímulo à geração e a integridade econômica do sistema. Conforme analisam (Enescu *et al.*, 2023), o país migra de um modelo de FiT sob o programa *Conto Energia* (CE) para uma estrutura priorizando o autoconsumo. Na fase mais madura dessa política, a remuneração passa a ser aplicada de forma distinta: uma tarifa reduzida para a energia injetada e incentivos específicos para a energia consumida no próprio local, visando mitigar a sobrecarga na rede de distribuição.

Adicionalmente, o mecanismo *Scambio sul Posto* (SSP) atua como um sistema de armazenamento virtual, no qual o prossumidor é reembolsado parcialmente pela energia retirada da rede, por meio de cálculos baseados na volatilidade dos preços de mercado e variações zonais (Enescu *et al.*, 2023).

Na Austrália, o mercado elétrico oferece diversas modalidades tarifárias adaptadas ao perfil de cada usuário, com foco específico em dois modelos para os prossumidores: a FiT e as Tarifas de Injeção Variável. Nesta última modalidade, os valores de compensação oscilam conforme o horário do dia, sendo geralmente reduzidos durante o período diurno e mais elevados à noite.

Assim, essa dinâmica favorece estrategicamente os consumidores detentores de sistemas de baterias, permitindo a exportação da energia armazenada em momentos de maior valorização (Australian Government, 2026). Diante dessa estrutura, na qual o retorno financeiro depende do volume e do horário da eletricidade injetada, o país utiliza novos marcos regulatórios para impulsionar a adoção de tecnologias de armazenamento de energia (Silva, A. V. d.; Rato, 2024).

2.7 Correlação de *Pearson*

O estudo das relações entre variáveis constitui um dos pilares da análise estatística multivariada. No âmbito das análises paramétricas, o Coeficiente de Correlação de *Pearson* destaca-se como a métrica padrão para quantificar a força e a direção da associação linear entre duas variáveis quantitativas contínuas.

Do ponto de vista conceitual, o coeficiente de *Pearson* representa a covariância de duas variáveis padronizadas pelos seus respectivos desvios padrões (Chen, 2026). Contudo, por depender das unidades de medida originais dos dados, sua magnitude isolada impossibilita a comparação direta entre diferentes fenômenos (Da Silva, 2024). A padronização proposta por *Pearson* soluciona essa limitação, convertendo a covariância em uma métrica adimensional. Essa relação é expressa pela Equação 2.10 (Chen, 2026).

$$\rho(X, Y) = \frac{\text{cov}(X, Y)}{\sigma_X \sigma_Y} \tag{2.10}$$

Então, $\text{cov}(X, Y)$ reflete a variância compartilhada entre as variáveis, enquanto σ_X e σ_Y representam a dispersão individual de cada parâmetro.

Assim, dado um conjunto de dados empíricos contendo n pares de observações $(X_1, Y_1), (X_2, Y_2), \ldots, (X_n, Y_n)$, o coeficiente de correlação amostral r é formalizado pela Equação 2.11 (Da Silva, 2024).

$$r = \frac{\sum_{i=1}^{n}(X_i - \bar{X})(Y_i - \bar{Y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^{n}(X_i - \bar{X})^2 \sum_{i=1}^{n}(Y_i - \bar{Y})^2}} \tag{2.11}$$

Onde $\bar{X}$ e $\bar{Y}$ correspondem às médias aritméticas amostrais das respectivas variáveis. O numerador da equação reflete a soma dos produtos dos desvios, enquanto o denominador atua como um fator de normalização baseado na soma dos quadrados dos desvios individuais.

Devido às propriedades matemáticas da formulação da Equação 2.11, r é restrito ao intervalo $[-1, 1]$, de modo que a magnitude da associação linear é diretamente proporcional à proximidade do índice com esses limites extremos. Em contrapartida, a convergência do valor de r em direção a zero sinaliza a ausência de uma relação linear estatisticamente significante entre as variáveis analisadas (Da Silva, 2024).

2.8 Considerações Finais

A fundamentação teórica apresentada neste capítulo permite mapear a evolução do SEB desde a reorganização iniciada em 2004 até a consolidação do Marco Legal da MMGD pela Lei 14.300/2022. Observa-se o sucesso da inserção de fontes renováveis, com destaque para a solar fotovoltaica, amparado por um arcabouço regulatório no qual evolui de um incentivo integral à paridade tarifária para um modelo de transição em busca da sustentabilidade econômica do setor.

A análise da estrutura tarifária evidencia a remuneração das distribuidoras composta por custos não gerenciáveis (Parcela A) e custos gerenciáveis (Parcela B), sendo o Fio B o componente essencial para cobrir a administração, operação e manutenção dos ativos da própria concessionária. A introdução da cobrança progressiva deste componente para unidades com GD, conforme estipulado pela nova legislação, marca o fim da era de compensação integral e abre espaço para debates sobre a justiça tarifária na baixa tensão.

Por fim, os conceitos discutidos demonstram a garantia de direitos até 2045 para pioneiros e a segurança jurídica trazidas pela Lei 14.300/2022; contudo, a forma de cobrança do Fio B sobre os consumidores de baixa tensão ainda carece de avaliações técnicas profundas. Tais fundamentos sustentam a necessidade de investigar

modelos tarifários alternativos, objeto de estudo dos capítulos subsequentes, capazes de conciliar o incentivo à geração própria com a justa remuneração aos prossumidores e concessionárias.

Capítulo 3

Metodologia

3.1 Introdução

Este capítulo apresenta a abordagem metodológica estruturada para avaliar os impactos técnicos e econômicos da integração da GDFV em RDBT. O estudo fundamenta-se na utilização do *Open*DSS para a modelagem da rede, permitindo a análise do comportamento do sistema sob diversas condições de penetração da GDFV.

O objetivo principal desta metodologia é estabelecer a estrutura de simulação contemplando tanto as diretrizes regulatórias vigentes, estabelecidas pela Lei nº 14.300/2022 e pela ANEEL, quanto a análise técnica alternativa, voltada à mensuração do impacto real sobre a infraestrutura de rede. Para tanto, o processo divide-se em etapas distintas, abrangendo desde a coleta e tratamento de dados e a configuração de cenários operacionais até a execução automatizada de fluxos de potência via integração entre o *software* *Open*DSS e a linguagem *Python*.

A metodologia proposta busca responder aos desafios impostos pela transição energética no cenário brasileiro, fornecendo subsídios para a construção de indicadores de desempenho técnico e, por fim, para o desenvolvimento de um componente de justiça tarifária.

Portanto, para apresentar a sequência de procedimentos desenvolvidos nesta pesquisa, este capítulo organiza-se da seguinte forma: A Seção 3.2 apresenta a abordagem metodológica geral; A Seção 3.3 mostra as ferramentas e modelos computacionais empregados na integração entre o simulador OpenDSS e a linguagem *Python*;

A Seção 3.4 detalha a modelagem da rede de distribuição real de baixa tensão, incluindo a caracterização dos ativos físicos, perfis de carga e alocação da GDFV; A Seção 3.5 estabelece a estrutura de simulação para a execução dos fluxos de potência temporais, variação dos níveis de penetração e formulação dos modelos tarifários de cobrança; A Seção 3.6 sintetiza as considerações finais do capítulo, consolidando a base metodológica aplicada aos experimentos.

3.2 Abordagem Metodológica

A metodologia implementada consiste em realizar simulações com o auxílio do simulador de redes elétricas *Open*DSS e a linguagem de programação *Python* através do *software Visual Studio Code*. O *Open*DSS é o *software* principal, onde está modelada a rede elétrica usada neste trabalho. O *Open*DSS executa o fluxo de potência e permite a extração dos dados de medição da rede elétrica por meio da interface *Dynamic Link Library* (DLL) com a programação em *Python*, permitindo a obtenção dos resultados gráficos.

O algoritmo é projetado para uso em RDBTs, analisando-se energia e perdas técnicas em situações definidas. O objetivo é avaliar dois cenários principais, com e sem GDFV. Assim, para o cenário com GDFV, considera-se uma curva de irradiação solar padrão de céu limpo. No cenário sem geração fotovoltaica, por sua vez, utiliza-se a mesma metodologia, exceto pela não implementação da GDFV, assim como características associadas.

O funcionamento detalhado da metodologia aplicada à rede elétrica com GDFV é realizado em etapas. Conforme o Fluxograma da Figura 3.1, a metodologia estrutura-se em quatro blocos, abrangendo desde a preparação dos dados até a análise final dos impactos tarifários. A fase inicial de modelagem foca na preparação técnica e estruturação dos dados da rede elétrica. Em seguida, o bloco de simulação executa o fluxo de carga de forma iterativa para analisar diferentes cenários. Após as simulações, a etapa de tratamento de dados refina os resultados brutos para a análise econômica. Por fim, no último bloco, realiza-se a aplicação da metodologia proposta e a análise dos resultados obtidos.

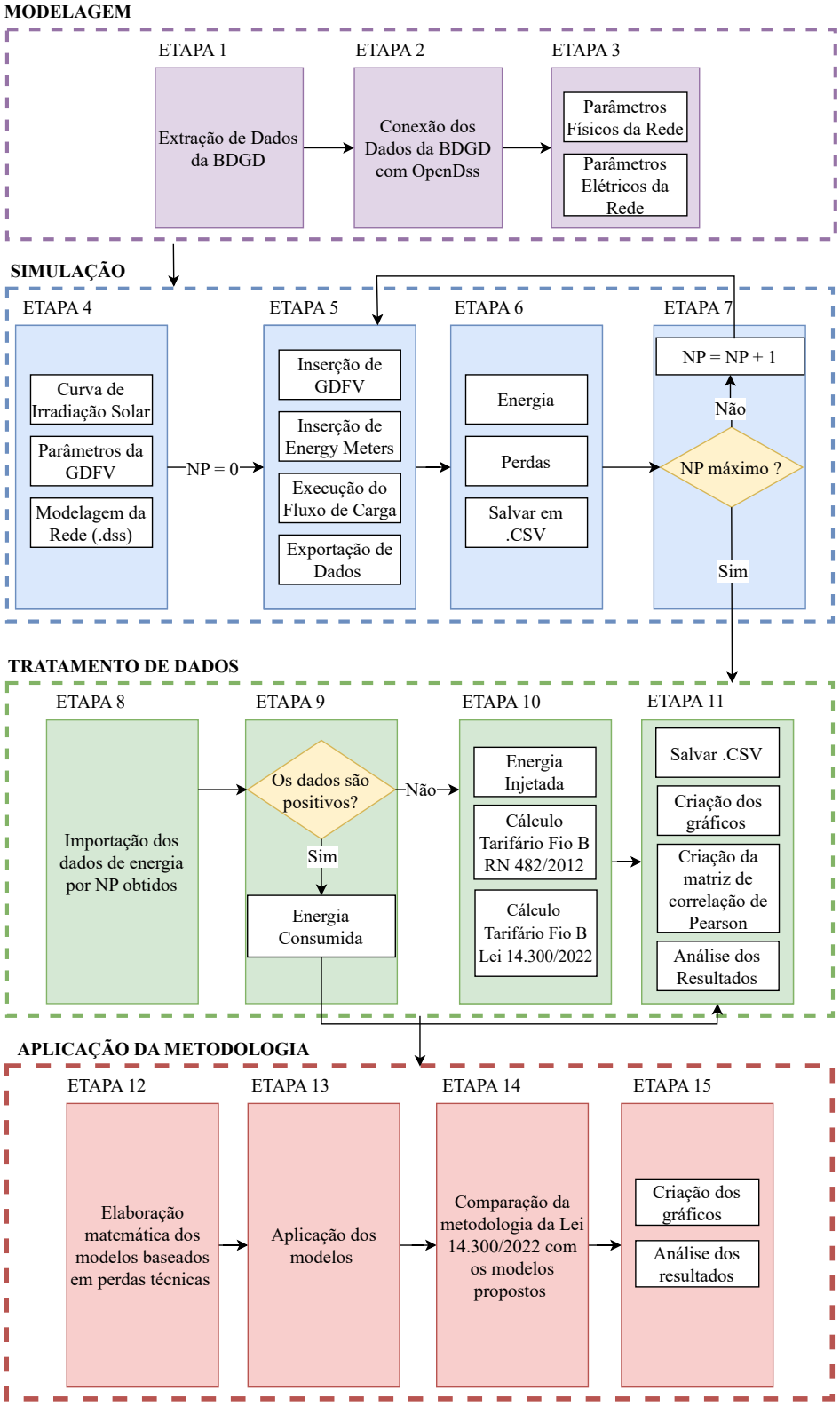

Figura 3.1: Fluxograma da metodologia proposta.

Fonte: Autora.

Inicialmente, realiza-se a extração de dados da Base de Dados de Geração Distribuída (BDGD) para integração ao *software Open*DSS. Em seguida, na Etapa 2, define-se os parâmetros físicos e elétricos da rede para consolidar a modelagem do sistema no formato *.dss*. Estes parâmetros compreendem características físicas, como a geometria, posicionamento espacial, raio geométrico e físico dos condutores. Além disso, insere-se propriedades elétricas, incluindo resistência dos condutores, número de fases, corrente em regime de emergência, conectividade entre barras e níveis de tensão.

A fase subsequente compreende a simulação por meio da interface entre o *Open*DSS e *Python*, estabelecida por meio da biblioteca *py_dss_interface*. Através do acesso direto às funções do *Open*DSS, a aplicação edita parâmetros, altera a topologia de arquivos *.dss* e gerencia simulações personalizadas de alta complexidade.

Em sequência, na Etapa 4, o processo engloba a inserção das curvas de irradiação solar e dos parâmetros da GDFV no modelo da rede. Posteriormente, na Etapa 5, inicia-se o ciclo iterativo em *Python* com o Nível de Penetração (NP) inicial. Durante este processo, insere-se a GDFV conforme o NP vigente e adiciona-se medidores de energia para monitorar o consumo das residências e as perdas técnicas da rede elétrica. A Figura 3.2 apresenta o esquema de conexão dos elementos, após o qual executa-se o fluxo de carga e a exportação dos dados.

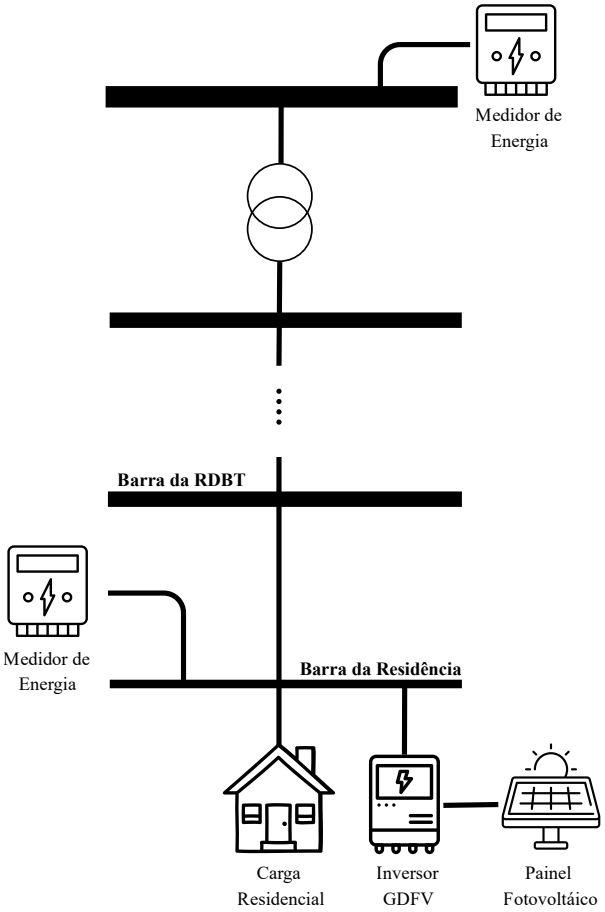

Figura 3.2: Esquema de ligação dos elementos abordados neste estudo.

Fonte: Autora.

Assim, são instalados dois medidores. O primeiro, posicionado na barra do lado primário do transformador, permite a aquisição dos dados referentes às perdas no circuito. O segundo medidor é instalado na barra da residência, possibilita a coleta de dados de energia consumida e injetada.

A seguir, na Etapa 6, os dados de energia e perdas são armazenados em arquivos no formato $.CSV$ para cada NP definido. Na Etapa 7, o valor do NP é incrementado unitariamente até atingir o limite máximo estabelecido, com o salvamento dos resultados finais em arquivos distintos.

Na sequência, das Etapas 8 a 11, realiza-se o tratamento e a organização das informações obtidas. Na Etapa 8, após a importação dos dados por NP, aplica-se um filtro lógico para verificar a polaridade dos valores: montantes positivos são tratados como energia consumida, enquanto valores negativos são classificados como energia injetada. Com os dados segmentados, a Etapa 10 constitui a análise econômica deste

estudo, onde quantifica-se a valoração dos créditos de energia sob a ótica da transição regulatória entre a REN 482/2012 e Lei 14.300/2022. Nesta etapa, compara-se o custo-benefício do modelo de compensação integral e o modelo de valoração gradual.

Assim, para as unidades consumidoras com pedido da sua solicitação de acesso até o final do período de vacância da Lei nº 14.300/2022, aplica-se o regime de compensação integral. Conforme estabelecido pela Resolução Normativa nº 482/2012, o valor da energia compensada é calculado sem a incidência de encargos proporcionais sobre o uso da rede, conforme expresso na Equação 3.1.

$$V_{comp_{antigo}} = E_{comp} \cdot Tarifa_{FioB} \tag{3.1}$$

Onde $V_{comp_{antigo}}$ representa o montante financeiro convertido em créditos, E_{comp} é o volume de energia injetada na rede e $Tarifa_{FioB}$ corresponde ao valor nominal do componente tarifário Fio B vigente no período de faturamento. Nesse modelo, o valor da energia compensada ($V_{comp_{antigo}}$) para cada unidade de energia (E_{comp}) injetada na rede, o consumidor recebe um crédito equivalente ao valor total da tarifa do Fio B. Ou seja, não há diferenciação ou cobrança gradual, o subsídio corresponde a 100% sobre os componentes tarifários de distribuição para a energia compensada.

Para os novos entrantes no sistema de MMGD, a Lei nº 14.300/2022 introduz a cobrança escalonada sobre o Fio B. A valoração da energia compensada sob esta égide passa a incorporar um fator de desconto, conforme demonstrado na Equação 3.2 e detalhado na Seção 2.4.4.

$$V_{comp_{novo}} = E_{comp} \cdot Tarifa_{FioB} \cdot (1 - \%_{desconto}) \tag{3.2}$$

Em seguida, com os dados de energia consumida e injetada, realiza-se a construção de gráficos de linha e *boxplots*, permitindo a visualização da variabilidade dos dados. Adicionalmente, elabora-se matrizes de correlação de Pearson para quantificar a influência da variação de um parâmetro sobre outro, fundamentando a análise final dos resultados.

Na Etapa 11, com os dados de energia consumida e injetada, realiza-se a construção de gráficos de linha e *boxplots*, permitindo a visualização da variabilidade

dos dados. A estrutura matemática do gráfico *boxplot* permite a segmentação da amostra com precisão, sendo a dispersão (d_q) definida pela diferença entre o terceiro e o primeiro quartil, conforme apresentado na Equação 3.3 (Morettin; Oliveira Bussab, 2010).

$$d_q = Q_3 - Q_1 \tag{3.3}$$

A partir desta métrica, estabelecem-se os limites operacionais para identificar a estabilidade do sistema. Valores excedentes a esses limites são classificados como *outliers* ou valores atípicos, calculados matematicamente através das Equações 3.4 e 3.5.

$$L_{superior} = Q_3 + 1,5 \times d_q \tag{3.4}$$

$$L_{inferior} = Q_1 - 1,5 \times d_q \tag{3.5}$$

Essa abordagem garante ao resultado ignorar ruídos estatísticos e focar na mediana ($\tilde{x}$), representando o comportamento típico do consumo e da injeção sem as distorções causadas por picos momentâneos. Ao integrar essas equações à visualização em gráficos de linha, o estudo obtém a validação técnica da consistência dos dados. Adicionalmente, elabora-se matrizes de correlação de *Pearson* para quantificar a influência da variação de um parâmetro sobre outro, fundamentando a análise final dos resultados.

O bloco final do estudo, compreendendo as Etapas 12 a 15, foca na elaboração matemática e aplicação dos modelos baseados em perdas técnicas. Na Etapa 12, os modelos surgem fundamentados nas análises da etapa anterior. Na Etapa 13, ocorre a aplicação desses modelos para mensurar o impacto da distribuição dos custos de rede por NP.

Por fim, na Etapa 14, efetua-se a análise comparativa entre a metodologia da Lei 14.300/2022 e a proposta neste trabalho. O processo conclui-se com a geração de visualizações gráficas e interpretações finais.

3.3 Ferramentas e Modelos Computacionais

3.3.1 OpenDSS

Os dados analisados neste trabalho advêm de ferramentas de simulação computacional, dada a complexidade dos sistemas de distribuição atuais, tornada inviável para a realização de testes físicos. Assim, através de *softwares* e linguagens de programação, torna-se possível representar o comportamento das redes elétricas de maneira condizente com a realidade, viabilizando a rápida adaptação a diferentes contextos e a confiabilidade dos resultados.

O *Open*DSS destaca-se como uma plataforma avançada e flexível para a simulação de redes elétricas de distribuição (EPRI, 2023). A partir de 2014, sua adoção consolida-se no cenário brasileiro, após a seleção pela ANEEL como ferramenta para o cálculo de perdas técnicas das concessionárias de energia elétrica (Souza, J. P. A.; Ferreira; Campos, 2020). Essa institucionalização impulsiona a adoção do *software* por concessionárias, universidades e centros de pesquisa. Assim, em 2026, o Brasil alcança o segundo lugar no *ranking* global de *downloads* da ferramenta (SourceForge, 2026).

Nesta pesquisa, o *Open*DSS atua como o *software* de simulação principal, concentrando toda a modelagem da rede elétrica declarada. Para a execução da metodologia proposta, o simulador integra-se à linguagem de programação *Python* via interface DLL, utilizando o ambiente de desenvolvimento *Visual Studio Code* (VS *Code*). Essa integração permite automatizar o fluxo de potência e realizar análises parametrizadas de forma eficiente. Dessa forma, a combinação do *Open*DSS com o processamento de dados em *Python* viabiliza uma avaliação detalhada tanto do desempenho técnico da rede quanto da viabilidade econômica para o prossumidor sob as novas regras regulatórias.

3.3.2 Ambiente de Programação e Automação

A integração entre o *Open*DSS e a linguagem de programação *Python* (Python Software Foundation , 2026a) estabelece-se por meio da biblioteca *py_ dss_ interface* (Python Software Foundation, 2026b). Esta extensão atua como uma interface de comunicação direta entre o *Python* e o *Open*DSS, viabilizando o controle sobre o

fluxo de potência e as configurações do sistema elétrico de forma automatizada. A Figura 3.3 apresenta o diagrama de aplicação realizado.

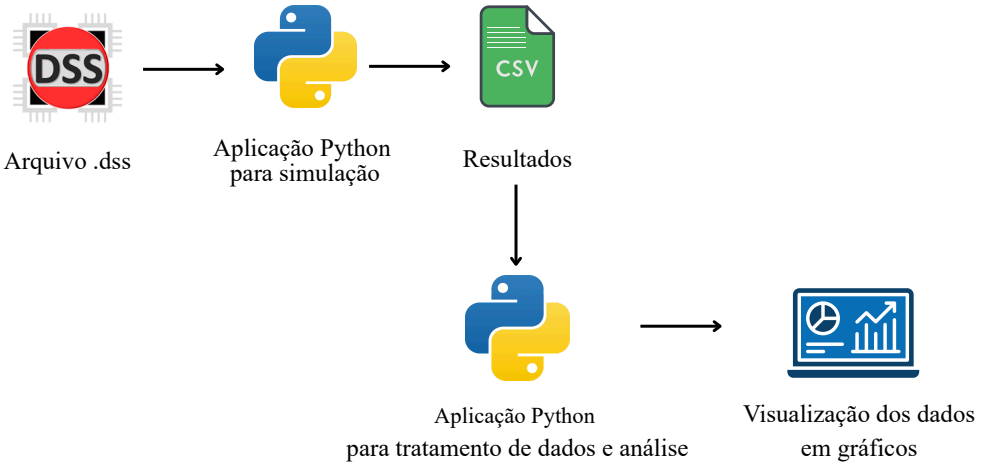

Figura 3.3: Esquema de conexão utilizando *Open*DSS e *Python*.

Fonte: Autora.

O uso da *py_dss_interface* viabiliza a execução de simulações automatizadas por meio do acesso direto às funções do simulador, permitindo que a aplicação *Python* edite parâmetros, altere a topologia descrita nos arquivos *.dss* e gerencie simulações de alta complexidade e personalizadas. Os resultados obtidos são processados e analisados com o auxílio das bibliotecas *pandas* e *numpy*, além de visualizados e interpretados com o suporte da ferramenta gráfica *matplotlib*.

3.4 Modelagem da Rede de Distribuição

3.4.1 Modelagem dos Elementos da Concessionária

A modelagem da RDBT no *Open*DSS inicia-se pela definição do barramento de entrada, utilizando o equivalente de Thévenin por meio de aproximação matemática. Este barramento encontra-se representado pelos parâmetros presentes no Código 3.1.

Código 3.1: Barramento de entrada em OpenDSS.

```
New Circuit.ckt bus1=MT1 basekv=13.8
pu=1.00 phases=3 frequency=60
mvasc3=1000000 mvasc1=1000000
```

Fonte: Autora.

A Tabela 3.1 descreve as variáveis do código.

Tabela 3.1: Descrição das variáveis do barramento de entrada.

Variáveis	Descrição
bus1	Conexão da barra
basekv	Tensão de base
pu	Tensão em pu
phases	Número de fases
frequency	Frequência
mvasc3	Potência de curto trifásico
mvasc1	Potência de curto monofásico

Fonte: Autora.

A estrutura física das linhas divide-se em duas etapas: primeiro, descrevem-se as características elétricas e dimensionais de cada condutor apresentado no Código 3.2.

Código 3.2: Código das características elétricas e dimensionais do condutor em *OpenDSS*.

```
New wiredata.1000000 Runits=km Rac=0.306
GMRunits=m GMRac=0.0055 Radunits=m
Diam=0.01431 Emergamps=365
```

Fonte: Autora.

A Tabela 3.2 descreve as variáveis do código.

Tabela 3.2: Descrição das variáveis do código das características elétricas e dimensionais do condutor.

Variáveis	**Descrição**
Runits	Unidade de medida da resistência
Rac	A resistência do condutor em corrente alternada
GMRunits	Unidade para o raio médio Geométrico
GMRac	Raio médio geométrico
Radunits	Unidade de medida do raio físico do condutor
Diam	Diâmetro físico do condutor
Emergamps	Corrente de emergência

Fonte: Autora.

Em seguida, definiu-se a disposição geométrica desses cabos nos postes conforme o Código 3.3.

Código 3.3: Código das características geométricas do condutor em *OpenDSS*.

```
New linegeometry.RAMAL nconds=1.000000 nphases=3.000000
~ cond=1.000000 wire=1000000 units=m x=0 h=1
```

Fonte: Autora.

A Tabela 3.2 descreve as variáveis do código.

Tabela 3.3: Descrição das variáveis do código das características geométricas do condutor.

Variáveis	**Descrição**
nconds	Número de condutores (Fases+Neutro)
nphases	Número de fases
cond	Índice do condutor
wire	Tipo de fio
units	Unidade de medida
x	Distância horizontal
h	Altura

Fonte: Autora.

Assim, as linhas, por sua vez, conectam os nós da rede utilizando essas geometrias pré-definidas anteriormente. Pode ser tanto referente ao ramal de ligação quanto ao segmento de sistema. O Código 3.4 apresenta os parâmetros definidos para a modelagem.

Código 3.4: Condutores em *OpenDSS*.

```
New Line.1743023 geometry=RAMAL length=1.0000 units=km
   bus1=C17130410 bus2=CA746RES1
```

Fonte: Autora.

A Tabela 3.4 descreve as variáveis do código.

Tabela 3.4: Descrição das variáveis dos condutores.

Variável	**Descrição**
geometry	Geometria
length	Comprimento
units	Unidades de Comprimento
bus1	Conexão da barra 1
bus2	Conexão da barra 2

Fonte: Autora.

Por fim, o transformador representa o elemento provedor de energia, responsável pela transformação de média tensão para baixa tensão, sua modelagem utiliza os parâmetros apresentados no Código 3.5.

Código 3.5: Transformador em *OpenDSS*.

```
New Transformer.CA746 phases=3 windings=2 xhl=3.070439708
taps=[ 1.0 1.0 ]
~ wdg=1 bus=MT1.1.2.3 conn=delta kv=13.80 kva=75 %r=0.84
~ wdg=2 bus=C17130410.1.2.3.0 conn=wye kv=0.220 kva=75
%r=0.84
```

Fonte: Autora.

A Tabela 3.5 descreve as variáveis do código.

Tabela 3.5: Descrição das variáveis do transformador.

Variáveis	**Descrição**
phases	Número de fases
windings	Número de enrolamentos
xhl	Impedância reatância percentual do primário para o secundário
taps	*Tap* utilizado
wdg	Indica o enrolamento, sendo este 1 para a média e 2 para a baixa
bus	Barramento da conexão referente ao enrolamento
conn	Tipo de conexão do enrolamento (Delta ou Estrela)
kv	Tensão de linha nominal
kva	Potência aparente nominal
%r	Resistência percentual (pu)

Fonte: Autora.

3.4.2 Modelagem dos Elementos de Carga

Para representar a variação temporal das demandas, utilizam-se os objetos *LoadShape*, responsáveis pela aplicação de perfis normalizados de carga, permitindo ao sistema calcular dinamicamente o comportamento da rede. As cargas, tanto de iluminação pública quanto residenciais, mantêm-se vinculadas aos perfis de carga e dispostas nos barramentos de baixa tensão. A curva possui 1440 pontos com intervalo de 1 minuto, representando um ciclo de 24 horas. O Código 3.6 mostra os parâmetros usados na modelagem da rede.

Código 3.6: Curva de carga em *OpenDSS*.

```
1 New Loadshape.demand3 npts=1440 minterval=1
2 csvfile=dados2.csv action=normalize
```

Fonte: Autora.

A Tabela 3.6 descreve as variáveis do código.

Tabela 3.6: Descrição das variáveis da curva de carga.

Variável	Descrição
npts	Número de pontos
mininteval	Intervalo de amostragem em minutos
csvfile	Arquivo de dados
action	Ação de Normalização

Fonte: Autora.

Assim, visando caracterizar de forma precisa o comportamento elétrico dos consumidores, modela-se as cargas de acordo com o padrão de consumo de consumidores da baixa tensão. O Código 3.7 apresenta os parâmetros definidos.

Código 3.7: Cargas em *OpenDSS*.

```
New Load.carga1 phases=3 bus1=CA746RES1 kv=0.220
kw=1 pf=0.92 model=1 conn=wye status=variable
daily=demand3
```

Fonte: Autora.

A Tabela 3.7 descreve as variáveis do código.

Tabela 3.7: Descrição das variáveis das cargas.

Variáveis	**Descrição**
phases	Número de fases
bus1	Barra do terminal
conn	Conexão
model	Tipo do moledo de potência constante
daily	Curva de carga
kv	Tensão de linha
kw	Potência ativa
status	Indica se a carga está fixa ou variável

3.4.3 Modelagem dos Elementos da Geração

A modelagem do GDFV realiza-se através da declaração de objetos do tipo *generator* no *Open*DSS. Cada unidade geradora apresenta-se instanciada com parâmetros que definem suas características elétricas nominais; para representar a intermitência da fonte solar, o gerador mantém-se vinculado a uma curva de irradiação solar específica. O Código 3.8 apresenta os parâmetros configurados.

Código 3.8: Geração em *OpenDSS*.

```
1 New Generator.PV1 phases=3 bus1=CA746RES1 kv=0.220 kw=2
    pf=1 model=1 conn=wye daily=PVshape5
```

Fonte: Autora.

A Tabela 3.8 descreve as variáveis do código.

Tabela 3.8: Descrição das variáveis das cargas.

Variáveis	**Descrição**
phases	Número de fases
conn	Conexão
bus1	Barra do terminal
pf	Fator de potência
model	Modelo de Potência Constante
daily	Curva de geração
kv	Tensão de linha
kw	Potência ativa

3.5 Estrutura de Simulação

3.5.1 Cenário sem Geração Distribuída (Referência)

O cenário de referência, ou caso base, consiste na modelagem da rede operando em regime convencional, com a totalidade da demanda energética das residências suprida pela concessionária local.

Nesta etapa, as cargas configuram-se como consumidores do tipo residencial com perfis de consumo horários pré-definidos. A simulação ocorre no modo *daily*

por um período de 24 horas, com passo de tempo de 1 minuto, totalizando 1.440 fluxos de potência por NP. Este cenário é fundamental para estabelecer o cenário de referência da energia e perdas técnicas, servindo como termo de comparação para quantificar os impactos da inserção da geração fotovoltaica nas etapas subsequentes.

3.5.2 Cenários com Penetração Gradativa de GD

A partir do cenário de referência, realiza-se uma análise mediante a inserção gradativa de GDFV. A estratégia de penetração adota um critério iterativo, ampliando a capacidade instalada de geração de forma cumulativa, unidade por unidade, até a totalidade das residências contar com sistemas fotovoltaicos ativos.

Os cenários apresentam-se estratificados conforme o NP, com variação discreta até a quantidade máxima de residências. Para cada nível de inserção, o algoritmo desenvolvido em linguagem *Python* executa, de forma automatizada, os seguintes procedimentos:

1. Ativação da unidade de geração fotovoltaica na unidade consumidora correspondente;

2. Execução do fluxo de potência em regime série temporal, abrangendo um período de 24 horas;

3. Extração e processamento das grandezas elétricas de interesse, especificamente energia e perdas técnicas.

Tal abordagem metodológica permite identificar o comportamento temporal da rede sob distintas condições de carregamento e injeção de excedentes. Consequentemente, viabiliza-se a determinação da CH do alimentador, ponto de alcance dos limites operativos do sistema.

3.5.3 Cenários Tarifários com Base na Metodologia ANEEL

Este cenário reproduz as diretrizes estabelecidas pela Lei nº 14.300/2022 e as regulamentações vigentes da ANEEL para consumidores do Grupo B. A metodologia abrange a aplicação escalonada da TUSD Fio B sobre a energia injetada na rede. Quanto à metodologia financeira, o sistema de compensação apresenta uma estrutura

de conversão do excedente injetado em créditos de energia. Todavia, a valoração desses créditos ocorre de forma líquida, mediante a dedução do custo referente ao Fio B e o respeito ao cronograma de transição regulatória. A simulação abrange quatro marcos temporais distintos para a análise do impacto econômico:

- **Cenário 2025:** Incidência de 45% do valor do Fio B sobre a energia compensada;
- **Cenário 2026:** Incidência de 60% do valor do Fio B;
- **Cenário 2027:** Incidência de 75% do valor do Fio B;
- **Cenário 2028:** Incidência de 90% do valor do Fio B, representando o estágio final da transição tarifária para novas unidades consumidoras.

A premissa da metodologia assume uma estrutura de cobrança estritamente quantitativa e linear, prescindindo de variáveis como o horário de injeção ou o estado operacional da rede no instante da geração.

3.5.4 Cenários Técnicos com Base na Alternativa

Diferente do modelo da ANEEL, os cenários técnicos propostos possuem valoração da GDFV baseada no impacto real causado à infraestrutura de rede elétrica de baixa tensão. Esta abordagem alternativa utiliza os dados extraídos das simulações no *Open*DSS para correlacionar a injeção de energia com a variação das perdas técnicas e impacto no carregamento dos transformadores. A estrutura desta análise baseia-se em três cenários técnicos:

1. **Variação de Perdas:** as perdas técnicas são um dos principais indicadores de eficiência energética em sistemas de distribuição, pois ocorrem predominantemente por efeito Joule nos condutores e nos núcleos dos transformadores. Neste trabalho, a variação de perdas é avaliada mediante a comparação das perdas técnicas do sistema no cenário com GD em relação ao cenário de referência. Avalia-se o serviço de variação de perdas prestado pela GDFV. O cenário identifica as faixas de NP nas quais a geração local reduz as perdas técnicas.

2. **Capacidade de Hospedagem:** este cenário técnico estabelece penalidades ou incentivos baseados na proximidade do limite operativo. Enquanto a injeção reduz as perdas, a GDFV apresenta-se como um benefício sistêmico. Após este ponto, a ocorrência de fluxo reverso e o aumento de perdas são contabilizados como impacto negativo.

3. **Carregamento do Elementos de Rede:** o indicador de carregamento verifica a ocupação da capacidade nominal da rede elétrica. Difere-se a energia consumida da energia injetada, aplicando o componente de justiça tarifária para ponderar a necessidade de mitigação da cobrança do Fio B nos horários de operação da rede com maior alívio de carregamento e menores perdas.

3.5.5 Análise e Representação de Dados

Os resultados são consolidados através de gráficos de linhas, permitindo observar o comportamento das grandezas elétricas e econômicas diretamente com o aumento incremental do NP. Essa análise é importante para verificar a tendência de eficiência da rede e localizar o ponto exato de inflexão da CH, onde o benefício da redução de perdas pode ser superado pelos efeitos do fluxo reverso de potência.

Além disso, utiliza-se o diagrama de *boxplot* para representar a distribuição horária dos dados obtidos ao longo das simulações diárias. Este gráfico organiza a dispersão dos dados por meio de quartis, conforme as equações apresentadas na Seção 3.2, permitindo visualizar a mediana, o intervalo interquartil e a amplitude das variações. Na análise da GDFV, o *boxplot* demonstra como a variabilidade da energia e perdas influencia a estabilidade da rede em diferentes janelas temporais.

Por fim, a validação da justiça tarifária é realizada através da aplicação do coeficiente de correlação de *Pearson* (ρ) descrito na Seção 3.2. Utiliza-se esta técnica com o objetivo de quantificar a intensidade e o sentido da relação linear entre variáveis distintas, como a energia injetada, as perdas técnicas e os custos de remuneração do Fio B. Ao gerar matrizes de correlação, torna-se possível verificar se há assimetria do modelo regulatório vigente.

3.6 Considerações Finais

O presente capítulo detalha o processo metodológico desenvolvido para a análise técnica e econômica da integração da GDFV em RDBTs. A estratégia adotada baseia-se na integração do software *Open*DSS com a linguagem de programação *Python* por meio da extensão *py_ dss_ interface*. Tal abordagem permite a reprodução das condições operativas atuais, o estabelecimento do caso base e a simulação de cenários futuros de penetração de GDFV.

Além disso, a distinção entre os cenários tarifários, baseados na regulação atual, e os cenários técnicos, pautados na análise de perdas e alívio de carregamento, constitui a base para o desenvolvimento do componente de justiça tarifária. Este componente permite avançar na discussão sobre a equidade na alocação de custos da rede elétrica, oferecendo uma alternativa à visão quantitativa da compensação energética vigente.

Capítulo 4

Justificativa Técnica

4.1 Introdução

Este capítulo apresenta e discute os resultados obtidos a partir das simulações computacionais realizadas no sistema de distribuição de baixa tensão. O objetivo é fornecer a fundamentação técnica e comprovar como a injeção local de energia impacta a infraestrutura da rede. Dessa forma, ao evidenciar quantitativamente o comportamento do fluxo de potência, o alívio de carregamento dos ativos e a redução de perdas, constrói-se o suporte técnico necessário para justificar a revisão e a reformulação dos mecanismos tarifários e regulatórios vigentes impostos ao prossumidor.

A análise está estruturada de modo a investigar como o aumento do NP influencia a eficiência operativa do sistema. Inicialmente, estabelece-se o cenário base para, em seguida, quantificar as variações nas perdas técnicas e no carregamento do transformador conforme a GDFV é integrada.

Adicionalmente, os resultados exploram a interface entre a operação da rede e as implicações regulatórias da Lei nº 14.300/2022 através da aplicação do coeficiente de correlação de *Pearson*. As seções subsequentes detalham esses cenários, consolidando os dados que fundamentam a proposta de modelo justo.

4.2 Cenários dos Experimentos

As condições experimentais são estruturadas em dois eixos principais: com e sem GDFV. Neste, verifica-se a variação do NP da GDFV, com foco na análise dos cenários extremos de inserção, e a variação temporal, permitindo avaliar o comportamento da rede em períodos de operação e de ociosidade da GDFV. Por fim, para as simulações com GDFV, adota-se a curva de irradiação solar representativa de um dia típico de céu limpo conforme a Figura 4.1.

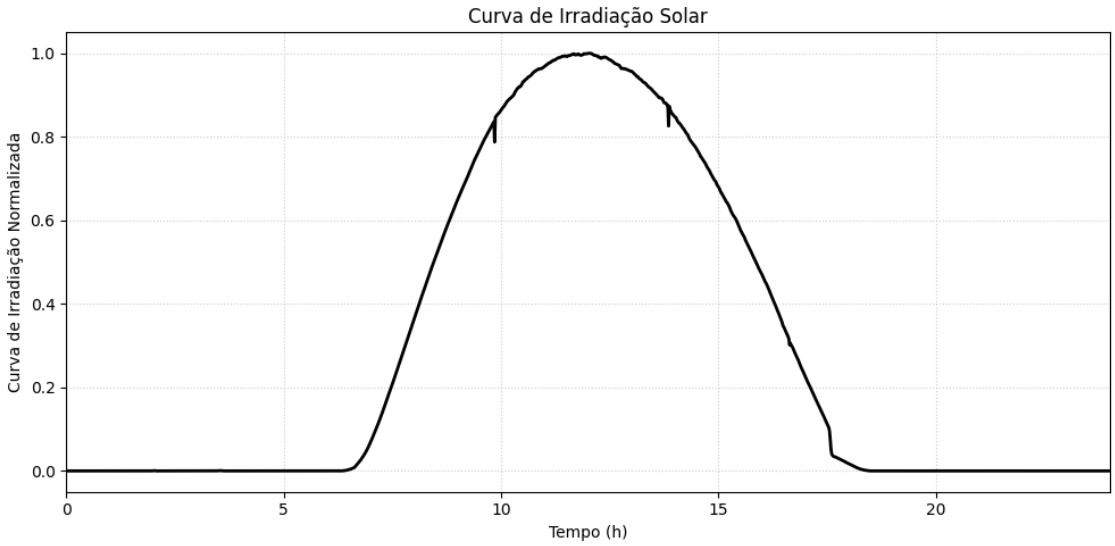

Figura 4.1: Curva de irradiação solar típica de céu limpo.

Fonte: Autora.

A Figura 4.1 apresenta o comportamento da irradiação solar normalizada ao longo de um período de 24 horas, os níveis de irradiação são nulos durante a madrugada, iniciando uma ascensão gradual por volta das 06h, atinge-se o valor máximo ao meio-dia e declina até cessar completamente ao anoitecer, por volta das 18h. As oscilações na curva sugerem variações mínimas com a predominância de condições climáticas estáveis e sem obstruções significativas por nuvens.

Dessa forma, estabelece-se a linha de base do sistema sem a inserção de geração distribuída, considerando-se apenas a configuração padrão da rede elétrica apresentada na Figura 4.2.

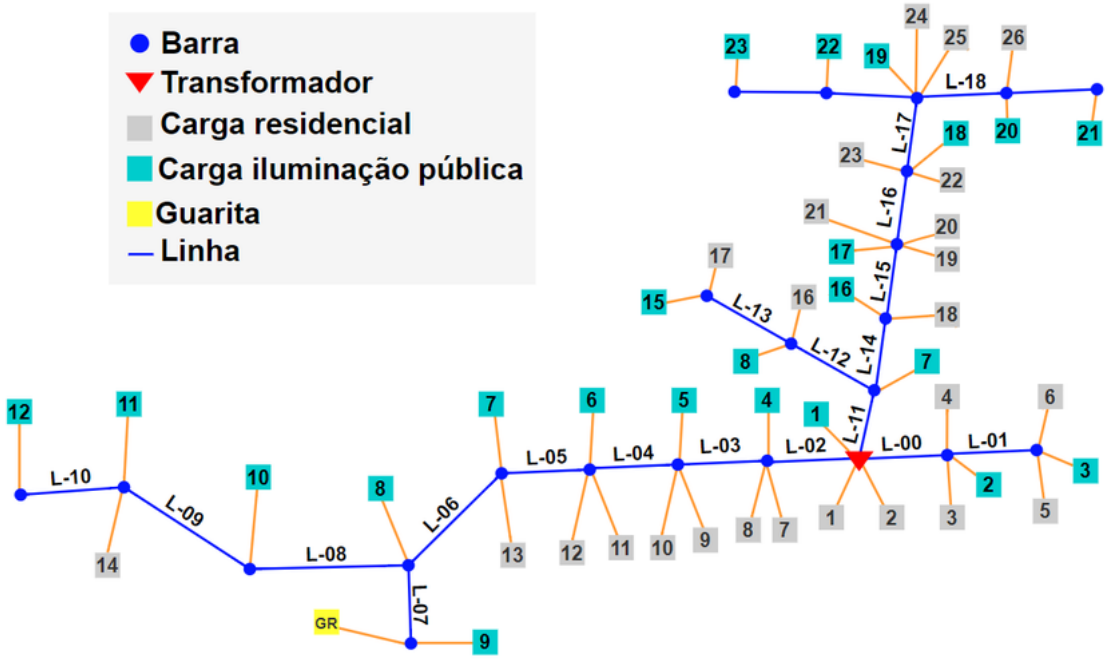

Figura 4.2: Rede elétrica utilizada.

Conforme apresentado, a rede elétrica objeto deste estudo é a CA 746, localizada no condomínio de luxo Cristal Ville, no bairro do Benguí, em Belém. A escolha é realizada devido ao poder aquisitivo dos moradores tornarem possível adquirirem geradores fotovoltaicos. A rede em análise compreende 26 cargas conectadas em Baixa Tensão (BT) e é alimentada pelo circuito BI-05, derivado da subestação Benguí 69/13,8 kV, operada pela concessionária local. A rede elétrica possui um barramento de entrada com tensão de 1,015 p.u. e a frequência de 60 Hz por padrão. Para a construção das linhas de distribuição, especifica-se os tipos de condutores, sendo 22 condutores quadruplex de 120 mm^2 de fase e 70 mm^2 de neutro. Além disso, o sistema possui apenas um transformador trifásico com dois enrolamentos. O enrolamento primário com tensão de 13,8 kV e o enrolamento secundário com tensão de 220 V, com conexão do tipo delta/estrela aterrada, potência nominal de 75 kVA e reatância de 3,0704%.

Ademais, a rede possui 26 cargas residenciais e 23 cargas de iluminação pública e uma guarita de segurança. As cargas de iluminação pública são bifásicas com tensão nominal de 0,22 kV, 9 de potência de 0,25 kW e 14 de potência 0,5 kW. As cargas residenciais são conectadas do tipo estrela, com tensão nominal de 0,22 kV e potência igual a 1 kW.

A caracterização do consumo residencial nos cenários experimentais é definida pelo perfil da curva de carga normalizada em p.u., conforme ilustrado na Figura 4.3. O comportamento temporal da demanda exibe a dinâmica dividida em três patamares bem delimitados ao longo do ciclo de 24 horas.

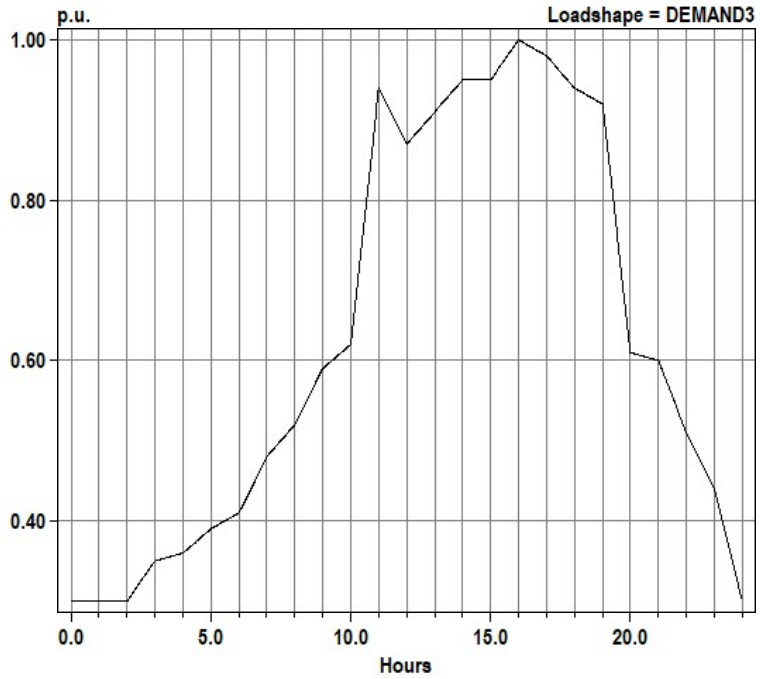

Figura 4.3: Perfil de curva de carga residencial normalizada em p.u.

Durante o período da madrugada e início da manhã, compreendido entre 0h e 7h, o sistema opera sob a base de consumo mínimo. O patamar inicia-se em 0,30 p.u. nas primeiras horas e apresenta ascensão suave a partir das 2h, alcançando aproximadamente 0,48 p.u. às 7h com a retomada gradual da rotina doméstica.

No intervalo diurno, das 8h às 15h, observa-se a elevação rápida na demanda. O circuito registra o primeiro pico expressivo de 0,94 p.u. às 11h, seguido por leve retração para 0,87 p.u. às 12h e posterior recuperação sustentada atingindo o patamar de 0,95 p.u. entre 14h e 15h.

A demanda atinge a sua carga máxima absoluta (1,00 p.u.) exatamente às 16h, permanecendo elevada acima de 0,90 p.u. até as 19h. A partir desse horário, ocorre declínio acentuado no consumo, reduzindo rapidamente após as 20h e retorna ao patamar mínimo de 0,30 p.u. ao final do dia (24h).

A sobreposição entre esse perfil de consumo residencial e a curva típica de GDFV evidencia a susceptibilidade ao surgimento de fluxo reverso no alimentador

durante o período diurno. Esse fenômeno concentra-se especialmente entre 10h e 15h, momento no qual a injeção solar atinge seus valores máximos enquanto a demanda residencial ainda não alcançou o pico de consumo do final da tarde.

Em seguida, a GDFV é inserida de forma cumulativa nas residências, identificadas de 1 a 26, via biblioteca *py_ dss_ interface*. O processo inicia-se na unidade 1 e progride iterativamente até o nível máximo de penetração, totalizando 26 residências com geração ativa. A Tabela 4.1 apresenta os parâmetros elétricos implementados.

Tabela 4.1: Parâmetros de Configuração da Unidade de Geração Fotovoltaica.

Parâmetro	**Valor**
Número de Fases	3
Tensão (kV)	0,220
Potência (kW)	2
Fator de Potência	1
Modelo	1
Conexão	Estrela (*Wye*)
Curva Diária	Figura 4.1

Fonte: Autora.

A potência do GDFV é definida considerando uma geração para uma residência, sendo possível atender totalmente ou parcialmente sua carga, com objetivo de consumir energia da rede e injetar energia na rede. Além disso, considera-se um inversor com 100% de eficiência.

A cada incremento de NP, executa-se a integração com o *Open*DSS em modo *daily*, resultando em 1.440 medições por cenário, correspondente a 1 minuto ao longo de 24 horas. Adicionalmente, os experimentos são segmentados em três intervalos temporais: o período entre 00h00 e 05h59 e o intervalo das 18h00 às 23h59, caracterizando consumo suprido exclusivamente pela rede elétrica. O intervalo das 06h00 às 17h59, por sua vez, correspondente ao período de operação da GDFV. Para fins de análise de fluxo de potência a partir dos medidores residenciais, adota-se a convenção de sinais onde valores positivos indicam energia consumida, sendo a energia suprida pela rede elétrica. Os valores negativos indicam energia injetada na rede elétrica, caracterizando o excedente da GD exportado para a concessionária.

Visando a análise de viabilidade econômica e impacto tarifário, considera-se os parâmetros da TUSD Fio B conforme a legislação vigente e a transição imposta pela Lei nº 14.300/2022. Utiliza-se como referência a tarifa Fio B de 2022 no valor de $R\$$ 0,42/kWh, conforme a concessionária. No cenário sob a nova legislação, adota-se a tarifa Fio B base de 2025 no valor de $R\$$ 0,39/kWh, sobre a qual são aplicados os percentuais escalonados de pagamento do Fio B para os anos subsequentes: 45% (2025), 60% (2026), 75% (2027) e 90% (2028).

4.3 Impactos Técnicos da GD nas Simulações

4.3.1 Redução de Perdas

A análise do impacto da GDFV sobre as perdas técnicas do sistema, apresentada na Figura 4.4, mostra o comportamento da energia e das perdas técnicas em função do aumento do NP da GDFV.

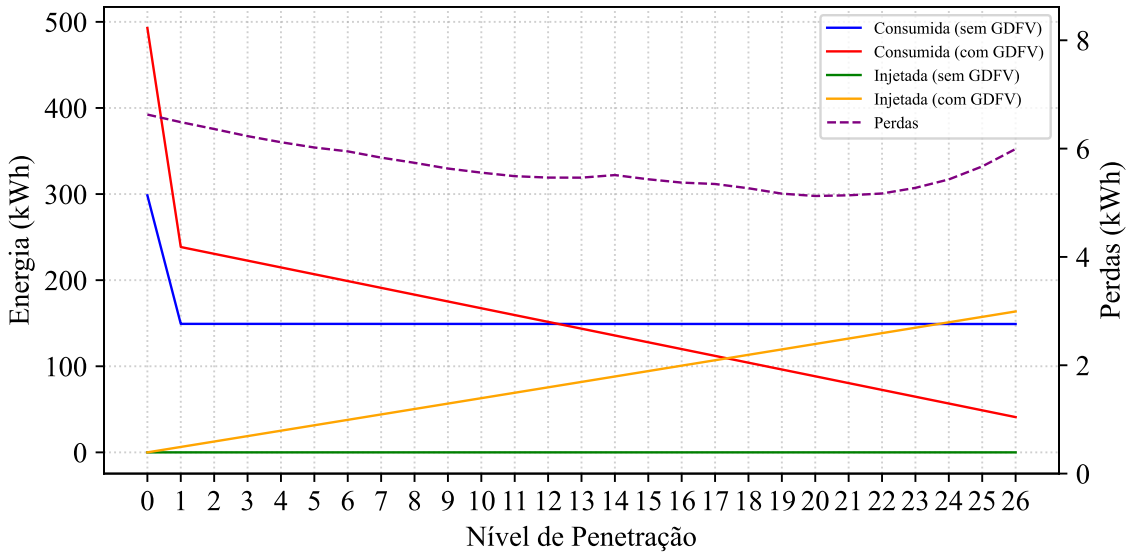

Figura 4.4: Comportamento da energia e das perdas técnicas em função do nível de penetração.

Inicialmente, há uma queda abrupta de energia consumida no período com GDFV (gráfico vermelho) e sem GDFV (gráfico azul), pois a introdução da GD reduz a necessidade de suprimento da rede elétrica de acordo com o crescimento linear da energia injetada com GDFV (gráfico laranja). Além disso, a partir do NP 12, a energia consumida no horário da GD é menor ao comparar-se com a energia

consumida no período sem GD.

No NP 0, onde toda a demanda é atendida pela rede elétrica convencional, as perdas situam-se em aproximadamente 6,8 kWh. As perdas técnicas atuam diretamente sobre o efeito Joule nas linhas de distribuição, ao injetar potência ativa próxima aos centros de consumo, a GDFV diminui a corrente elétrica dos condutores da rede primária. Como as perdas são proporcionais ao quadrado da corrente, reduções mínimas no fluxo proveniente da subestação resultam em decréscimos significativos na energia dissipada em forma de calor, conforme o NP aumenta. Logo, com a inserção de GDFV, inicia-se uma trajetória de redução, justificada pelo fornecimento local de energia, pois reduz o fluxo de corrente da fonte principal para o atendimento das cargas a jusante.

A Figura 4.5 detalha a distribuição horária da energia e das perdas ao longo de um ciclo de 24 horas.

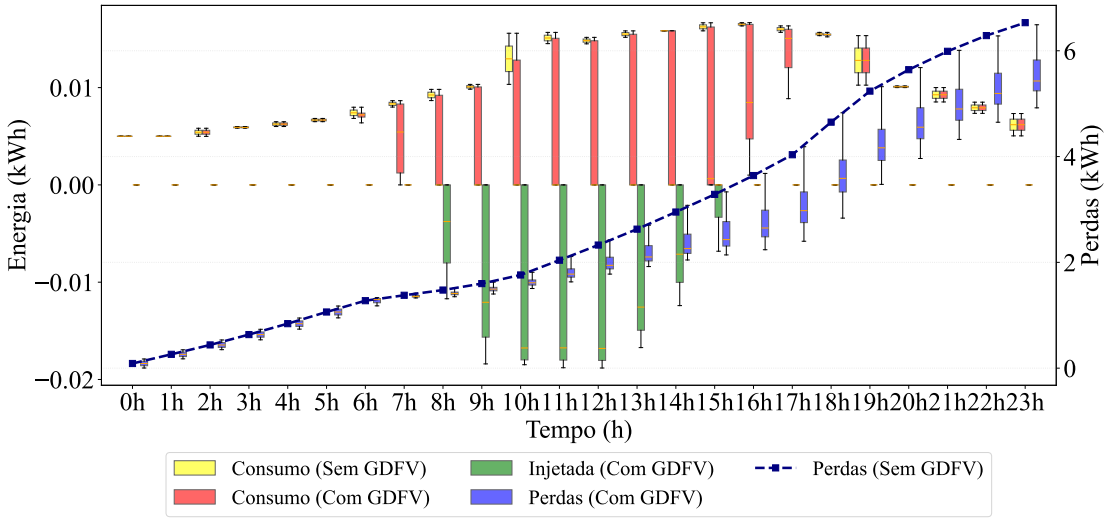

Figura 4.5: Distribuição horária da energia e das perdas elétricas ao longo de 24 horas em cenário com e sem GDFV.

Durante o período das 0h às 6h, observa-se uma dispersão mínima, pois o consumo residencial é baixo e estável, resultando em perdas técnicas reduzidas e constantes.

À medida que o período de geração se inicia, entre as 8h e 15h, ocorre o aumento significativo na dispersão dos dados. A energia injetada exibe variabilidade, correlacionada diretamente à intermitência da GDFV. Entretanto, nesse intervalo, os *boxplots* de perdas técnicas apresentam menores dispersões comparando-se com o

intervalo das 16h às 22h. Tal fenômeno demonstra o papel da injeção local de energia na mitigação do transporte de eletricidade pela rede da concessionária, gerando benefício direto no controle das perdas por efeito Joule durante o pico de geração.

O cenário mais crítico para a operação da rede surge entre 16h e 22h, momento de cessação da geração própria e alcance do patamar máximo de consumo residencial. Nesse intervalo, os *boxplots* de perdas apresentam aumento, atingindo o ápice de aproximadamente 6,8 kWh, além de manterem dispersão relevante indicativa do estresse do sistema. A dependência exclusiva da rede nesse horário resulta em fluxos elevados de corrente para suprir a demanda, aumentando as perdas de forma abrupta.

Por fim, a correlação entre a dispersão observada e a realidade simulada evidencia o papel do usuário com GDFV como prestador de serviço de aprimoramento à rede. A dispersão diurna aponta para alívio técnico e suporte à demanda local.

4.3.2 Alívio no Carregamento

O transformador de distribuição constitui o principal elemento da rede secundária, desempenhando um papel tanto pela sua funcionalidade operacional quanto pelo elevado custo de capital associado. A manutenção da operação dentro dos limites nominais de carregamento do transformador é um requisito importante para a preservação da vida útil do ativo e para a mitigação de prejuízos financeiros decorrentes de falhas prematuras ou do dimensionamento inadequado.

Assim, conforme observado na Figura 4.5, a introdução de geração local atua como suporte à demanda, por consequência, reduz o transporte de energia a partir do transformador e as perdas técnicas da rede elétrica, estabelecendo o alívio de carregamento. A análise temporal ao longo das 24 horas na Figura 4.6 mostra o impacto direto da GDFV no perfil de energia do transformador e nas perdas técnicas.

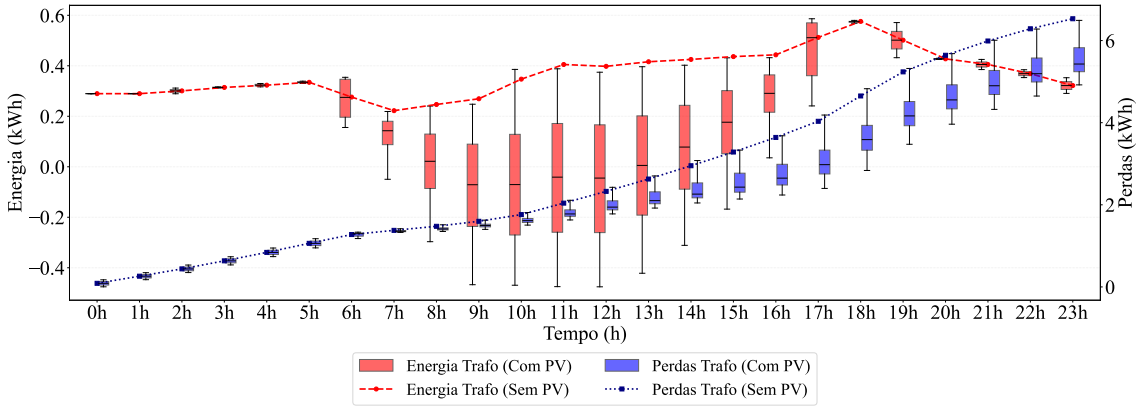

Figura 4.6: Distribuição horária da energia do transformador e das perdas técnicas ao longo de 24 horas em cenário com e sem GDFV.

Durante o período das 0h às 5h, as curvas de energia do transformador com e sem a presença de GDFV mantêm patamar estável próximo a 0,3 kWh devido à ausência de GDFV. A partir das 6h, com o início da GDFV, as trajetórias se divergem, o cenário sem GDFV atinge o pico noturno de aproximadamente 0,58kWh às 18h, enquanto o cenário com PV apresenta acentuada redução na energia demandada do equipamento, alcançando valores negativos no intervalo das 9h às 14h.

Essa variação negativa e a expressiva amplitude dos *boxplots* nas horas centrais do dia confirmam a ocorrência de fluxo reverso de potência. No período noturno, das 18h às 23h, com o encerramento da GDFV, o perfil com PV acompanha gradualmente a tendência do cenário de referência.

Em relação às perdas técnicas, observa-se trajetória crescente em ambos os cenários ao longo do dia, reflexo do acúmulo de energia dissipada por efeito Joule. Contudo, entre 7h e 16h, o ritmo de crescimento das perdas no cenário com PV apresenta redução visível em comparação ao avanço contínuo do cenário de referência. Esse abrandamento coincide diretamente com o período de atendimento local da demanda de carga pela GDFV, com consequente diminuição da corrente em circulação pelo equipamento.

Entretanto, o alívio de carregamento do transformador possui um ponto de máxima eficiência, após o qual as perdas se tornam acentuadas. A Figura 4.7 demonstra esse comportamento em função do nível de penetração.

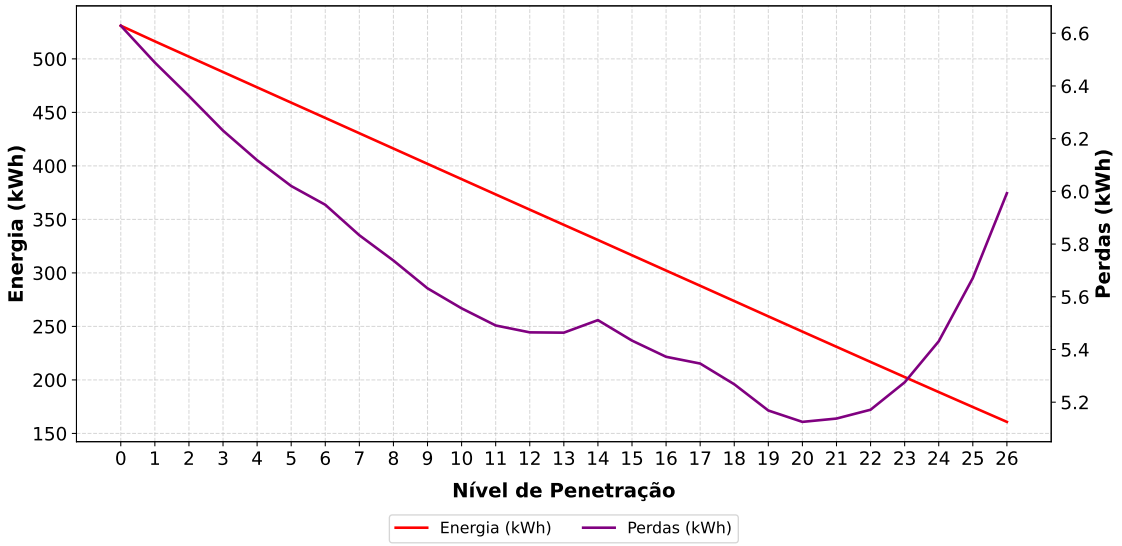

Figura 4.7: Distribuição da energia do transformador e das perdas técnicas por NP.

Na Figura 4.7, nota-se a eficiência máxima sendo atingida entre os NPs 19 e 21. Neste intervalo, a curva de perdas alcança aproximadamente 5,1 kWh. Para níveis superiores a 21, as perdas retomam o crescimento acentuado provocado pelo excesso de injeção de potência ativa e pelo surgimento de fluxo de potência reverso na rede.

Dessa forma, na análise conjunta das Figuras 4.6 e 4.7, embora o alívio de carregamento amplie a CH, o sistema atinge seu limite operativo no NP 21. Ultrapassar esse limiar resultaria em uma operação ineficiente. Por fim, devido ao alívio no carregamento do transformador reduzir as perdas técnicas da rede elétrica e podendo postergar investimentos em expansão, gera-se benefício sistêmico favorecendo a modicidade tarifária. Contudo, a violação do limite da CH restabelece o desequilíbrio e a necessidade de reforços.

4.4 Interpretação Econômica e Regulatória

4.4.1 Cobrança Atual vs Benefício Técnico

A parcela Fio B, destinada a remunerar os ativos da concessionária, passou a ser cobrada gradualmente sobre a energia injetada, reduzindo o valor compensado pelo prossumidor na fatura de energia elétrica. Conforme ilustra a Figura 4.8, observa-se a redução escalonada do montante financeiro devolvido ao usuário entre

os anos de 2025 e 2028.

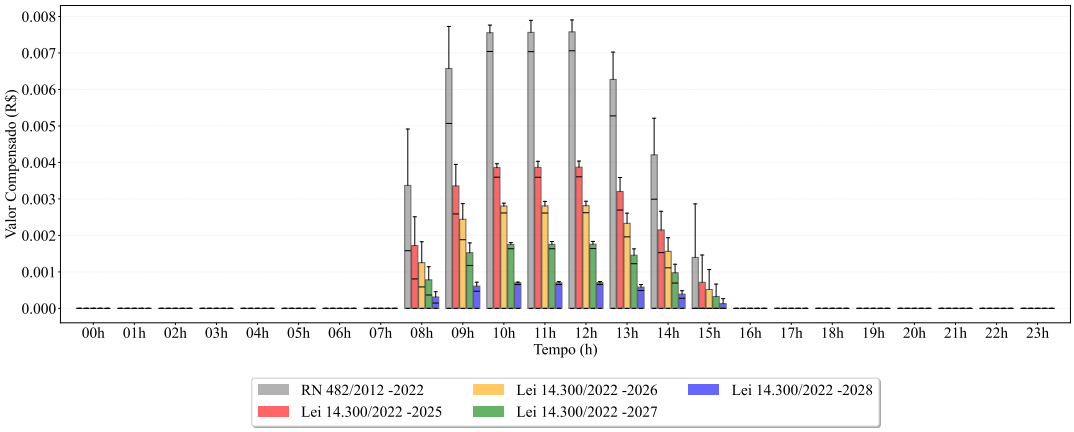

Figura 4.8: Distribuição horária do montante financeiro compensado (em R$) relativos ao Fio B para o período entre 2025 e 2028.

O gráfico da Figura 4.8 apresenta o benefício financeiro a cada hora do sistema residencial de pequeno porte. Sob a vigência do arcabouço regulatório anterior, tomando como cenário de referência para o ano de 2022 com isenção integral da componente de rede, a valoração do Fio B perfaz a diária integrada de R$ 0,0335 por cliente, resultando no montante acumulado anual estimado de R$ 12,23. Em contrapartida, sob as regras de transição estabelecidas pela legislação vigente, a receita diária decresce para R$ 0,0171 no ano de 2025 e atinge R$ 0,0130 em 2026, representando reduções anuais expressivas de 49% (R$ 6,241) e 61,2% (R$ 4,745) em relação à linha de base de 2022, respectivamente.

Nos horizontes finais da transição simulada, a depreciação do valor da energia atinge patamares críticos. No ano de 2027, a projeção anual de créditos obtidos limita-se a R$ 3,03 por cliente, ao passo que, em 2028, o valor anual acumulado em 365 dias reduz a apenas R$ 1,10.

Complementarmente à dinâmica temporal observada, a análise da evolução dos custos compensados relativos ao Fio B sob diferentes níveis de penetração é apresentada na Figura 4.9.

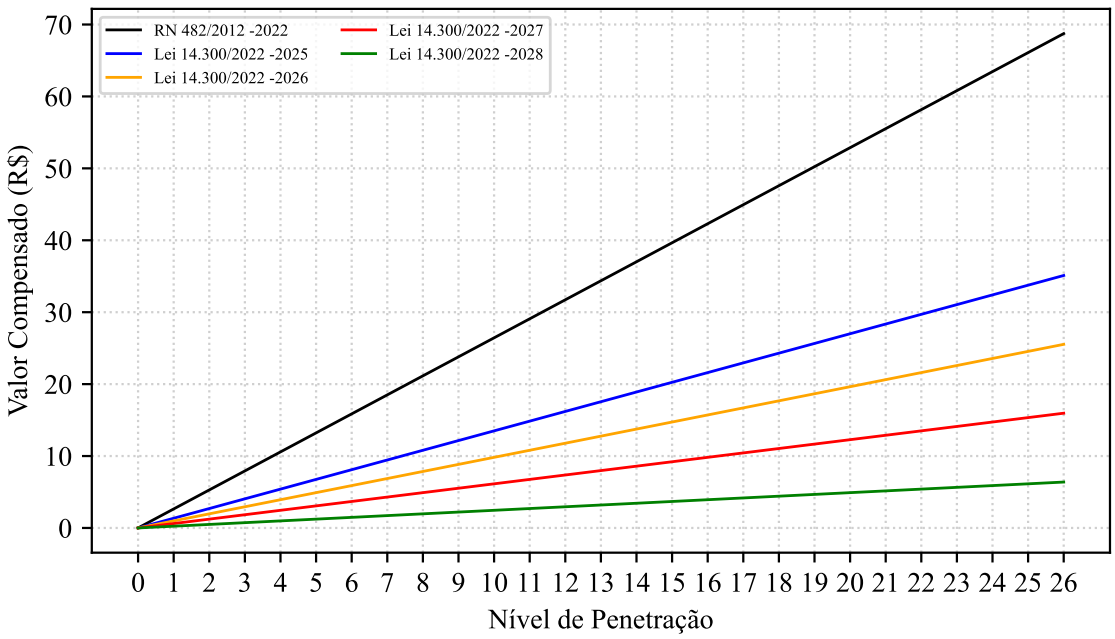

Figura 4.9: Evolução dos custos compensados relativos ao Fio B por nível de penetração.

Sob o regime da Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, o montante financeiro total compensado exibe a relação linear estritamente crescente e acentuada em relação ao aumento do nível de penetração, alcançando o patamar máximo de aproximadamente R$ 69,00 no nível limite de 26.

Contudo, a introdução das regras de transição tarifária impõe a redução na inclinação dessas trajetórias, mitigando o valor global compensado à medida que os encargos sobre o Fio B são escalonados anualmente. No ano de 2025, o valor máximo compensado para o nível de penetração 26 é reduzido para cerca de R$ 35,00, contraindo-se para R$ 25,50 em 2026 e R$ 16,00 em 2027. No cenário limite de 2028, sob a incidência de 90% do encargo de uso da rede, a curva de compensação financeira sofre achatamento crítico, limitando o valor máximo a apenas R$ 6,40 no nível de penetração de 26.

Neste contexto, a Figura 4.10 evidencia o duplo impacto, técnico e regulatório, ocasionado pela inserção de GDFV na RDBT.

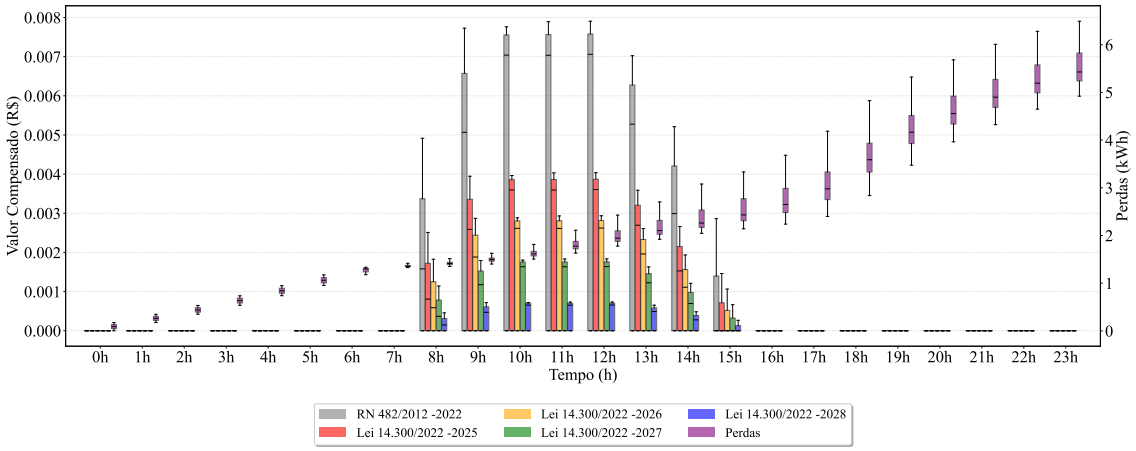

Figura 4.10: Distribuição horária do montante financeiro compensado (em $R\$$) relativos ao Fio B e perdas técnicas para o período entre 2025 e 2028.

Sob o aspecto técnico do sistema, observa-se o período de máxima injeção de potência ativa (10h às 12h) atuando como atenuador das perdas técnicas locais. Essa dinâmica promove arrefecimento temporário na curva de perdas, com medianas reduzidas para patamares de 2,0 a 2,2 kWh no intervalo diurno, em contraste com o pico de perdas registrado no período noturno (19h às 22h), superior a 5,0 kWh.

No entanto, sob a ótica econômico-regulatória, a aplicação do escalonamento tarifário instituído pela Lei nº 14.300/2022 neutraliza a atratividade de valoração dessa injeção. Enquanto no cenário de referência o crédito no horário de pico solar (11h) atinge R$ 0,0075, a aplicação da lei o comprime severamente até atingir R$ 0,0007 em 2028, resultando em perda real de 90,7% do valor monetário do crédito.

Este cenário de desvalorização aguda da energia injetada, concomitante ao período de otimização física da rede pela GD mediante redução das perdas técnicas, reforça a contradição do atual modelo tarifário. Essa assimetria fundamenta a proposição de novos mecanismos de valoração para recompensar adequadamente os benefícios técnicos sistêmicos proporcionados pela GD.

Por fim, a Figura 4.11 consolida essa tendência de queda ao projetar o valor compensado total em função do nível de penetração da GD.

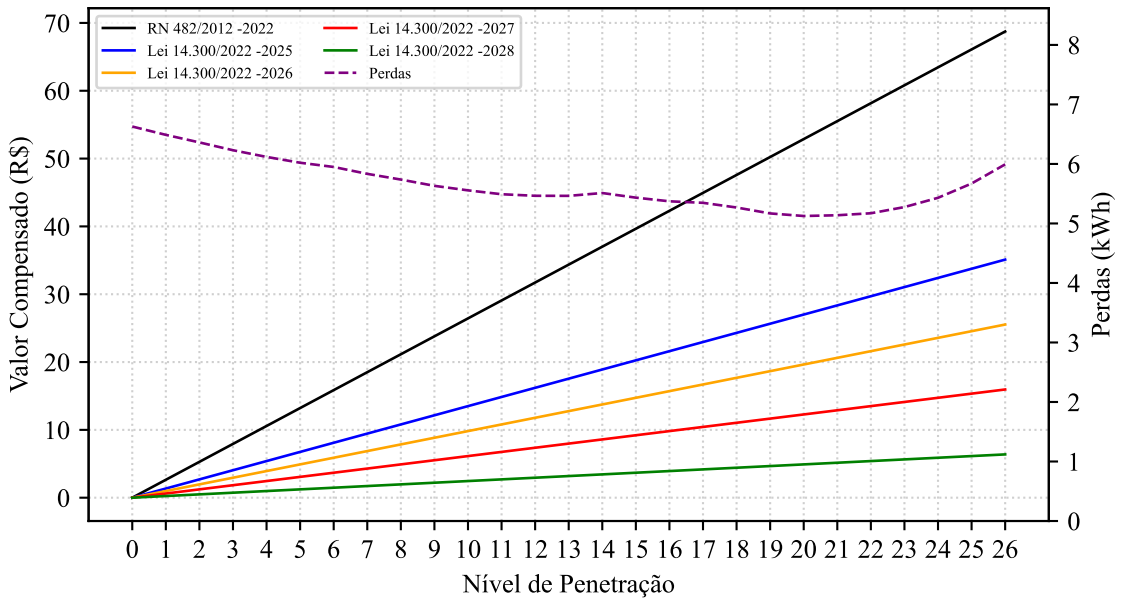

Figura 4.11: Evolução dos custos compensados relativos ao Fio B e perdas técnicas por nível de penetração.

A inserção inicial de GDFV atua mitigando as perdas da rede elétrica de patamar basal de 6,5 kWh até ponto de mínima operativa de aproximadamente 5,1 kWh, localizado entre os níveis 19 e 22. Esse intervalo ótimo define a CH técnica da rede sob o critério de eficiência por perdas ativas. Ultrapassado esse limiar, o fluxo reverso de potência direcionado à subestação provoca inflexão ascendente na curva, elevando novamente as perdas para cerca de 6,0 kWh no nível de penetração máxima 26.

Paralelamente a esse limiar técnico, a trajetória econômico-regulatória apresenta assimetria. Enquanto o benefício técnico da redução de perdas é extraído de forma ótima até CH, a valoração financeira do Fio B necessária para remunerar os investimentos de baixa tensão sofre compressão linear sob as diretrizes da Lei nº 14.300/2022. No nível de penetração 26, a compensação financeira máxima colapsa de R$ 69,00 sob a égide da RN nº 482/2012 para apenas R$ 6,40 no cenário de 2028. Conclui-se, portanto, a falha do atual arcabouço tarifário brasileiro em sinalizar economicamente os benefícios técnicos agregados pela GDFV à rede elétrica dentro de sua CH e NP.

4.4.2 Correlação de Pearson

A fim de quantificar a interdependência entre as variáveis de geração, consumo e perdas técnicas, aplicou-se o coeficiente de correlação de Pearson (ρ) (Chen, 2026). Esta análise tem por objetivo validar se a estrutura tarifária vigente, baseada na parcela Fio B, reflete o impacto real do prossumidor na infraestrutura da rede. A matriz de correlação na Figura 4.12 revela a energia injetada com correlação negativa extremamente forte. Este valor correspondente a $\rho = -0{,}985$, com as perdas técnicas no horário do consumo e possui correlação negativa forte com as perdas, correspondente a $\rho = -0{,}759$ no horário da operação do gerador fotovoltaico.

Esse índice mostra o fato da injeção de excedentes pela GDFV atuar como mecanismo direto de mitigação de perdas no momento da geração, reduzindo a necessidade de transporte de energia da subestação até as cargas locais. Entretanto, observa-se assimetria quando analisa-se a energia injetada em relação às perdas ao longo do dia, onde o coeficiente de correlação é de $-0{,}761$. Embora ainda represente a correlação negativa elevada, a redução do módulo do coeficiente em comparação ao período de consumo, ratifica as observações dos *boxplots* horários analisados anteriormente onde o benefício técnico da GD é temporalmente concentrado. Então, enquanto a geração reduz as perdas durante seu período de funcionamento, o sistema permanece sobrecarregado no período noturno. Assim, evidencia-se o fato da tarifa linear sobre a energia injetada ignorar o serviço ancilar prestado pelo prossumidor nos períodos de maior alívio operacional da rede.

Outro ponto é a correlação de $\rho = -0{,}759$ entre a energia injetada e as perdas no horário da geração. O fato deste valor não se aproximar de $-1{,}000$ é indicativo do ponto de máxima eficiência energética do sistema identificado entre os níveis de penetração 19 e 22. A partir desse limiar, o aumento da injeção deixa de ser perfeitamente correlacionado à redução de perdas devido ao surgimento do fluxo reverso. Isto sinaliza o fato da proposta do novo modelo tarifário considerar não apenas a energia injetada, mas o nível da capacidade de hospedagem da rede. Por fim, a análise das correlações de perdas no horário de consumo com a energia consumida da rede demonstra a dependência absoluta das perdas em relação ao fluxo de potência convencional.

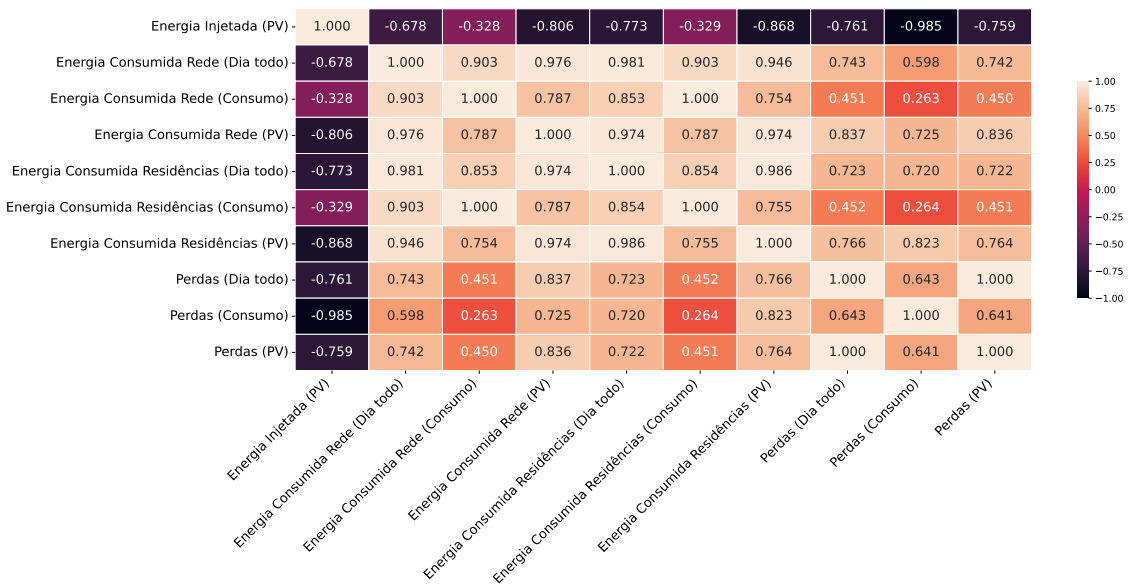

Figura 4.12: Matriz de correlação de Pearson entre as variavéis de geração injetada, consumo e perdas técnicas.

Ao restringir a análise exclusivamente ao período de GDFV, as correlações tornam-se ainda mais acentuadas. Conforme observado na Figura 4.13, a energia injetada apresenta correlação positiva perfeita, $\rho = 1{,}000$, com os valores compensados de todos os anos analisados (2025 a 2028). Este dado confirma o fato da estrutura tarifária do Fio B ser estritamente proporcional à quantidade de energia produzida. Ou seja, trata o excedente injetado como variável financeira, sem considerar as condições operativas da rede no instante da injeção.

Em contrapartida, a correlação entre a energia injetada e as perdas no mesmo intervalo permanece negativa e expressiva ($\rho = -0{,}759$). Enquanto o prossumidor é penalizado financeiramente de forma linear e crescente conforme aumenta sua produção ($\rho = 1{,}000$), simultaneamente promove a redução das perdas na rede ($\rho = -0{,}759$). Portanto, a remuneração pelo uso da rede requer a análise no qual considere-se a relação com o real impacto técnico causado.

Além disso, observa-se o fato da energia consumida pela rede e a energia consumida pelas residências possuírem correlações negativas com a injeção, $\rho = -0{,}806$ e $\rho = -0{,}868$, respectivamente. Logo, reforça o papel da GD como fonte de suprimento local, pois enquanto a injeção cresce, a dependência da rede externa e o fluxo de potência a montante diminuem.

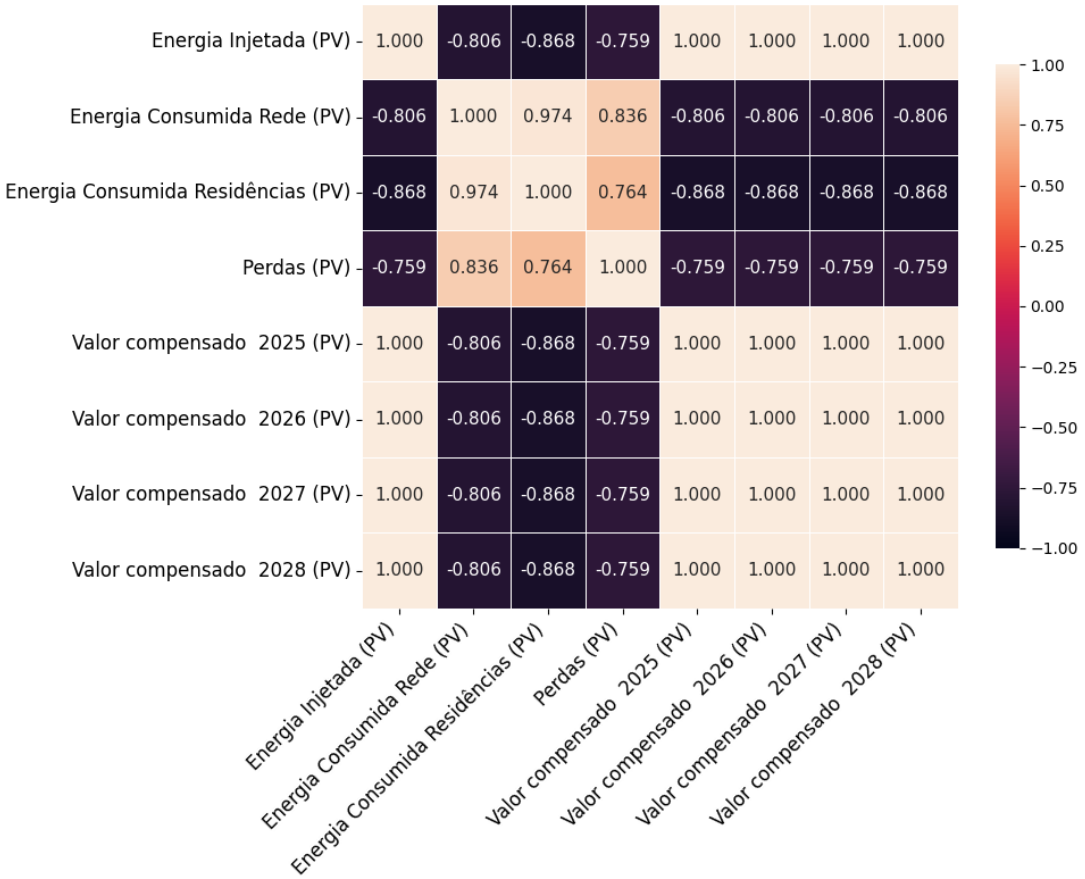

Figura 4.13: Matriz de correlação de Pearson para o período de geração.

4.5 Considerações Finais

Os resultados apresentados neste capítulo permitem quantificar a dualidade da inserção da GDFV em RDBT. Sob a perspectiva técnica, as simulações em regime diário demonstram que a atuação da GD como recurso operativo capaz de reduzir perdas técnicas e aliviar o carregamento dos circuitos está condicionada ao horário e ao nível de inserção da geração. O impacto positivo evidencia-se, sobretudo, nos períodos de pico de irradiação solar.

No que tange à dimensão econômica e regulatória, a análise dos custos associados ao Fio B expõe assimetria entre a cobrança imposta pela Lei nº 14.300/2022 e o comportamento operacional da rede. A aplicação do coeficiente de correlação de Pearson confirma o seguinte comportamento: enquanto a incidência dos encargos sobre o prossumidor cresce de forma perfeitamente linear e independente das condições da rede, o impacto técnico na redução de perdas mostra-se expressivo no

momento da injeção.

Por fim, os dados consolidam a base necessária para o próximo passo da pesquisa, focado na discussão de proposta de revisão da justiça tarifária para equilibrar a remuneração dos ativos da concessionária com o reconhecimento dos impactos técnicos efetivamente entregues pela geração distribuída ao sistema de distribuição.

Capítulo 5

Modelo Alternativo de Cobrança

5.1 Introdução

Com o avanço do uso da GDFV, o modelo tarifário regulado atual, estruturado pela Lei nº 14.300/2022, adota um cronograma gradativo de cobrança sobre o uso da rede elétrica (Fio B da TUSD). Embora promova a valoração progressiva dos custos distributivos, a legislação aplica percentuais fixos sobre a energia injetada, independentemente de a GDFV em determinado instante trazer benefícios ou prejuízos operacionais à RDBT.

Visando corrigir essa assimetria, este capítulo propõe o modelo alternativo de cobrança. A abordagem baseia-se na alocação dinâmica do custo do Fio B proporcional ao incremento de perdas técnicas causado pela GDFV. Para capturar tais impactos em diferentes resoluções operacionais, são desenvolvidas duas metodologias de análise: o Modelo Baseado na Perda Técnica Total (MBPTT) e o Modelo Baseado na Perda Técnica Horária (MBPTH).

5.2 Modelo Baseado na Perda Técnica Total

O MBPTT consiste na análise agregada por NP. O objetivo é avaliar o impacto global da GDFV sobre as perdas técnicas totais ao final do período de simulação diária. Nessa abordagem, o cálculo da tarifa proposta e da compensação financeira, correlacionando o volume total de perdas do sistema com e sem GDFV.

Define-se a função indicadora de penalização (θ_{NP}) para acionar a cobrança

do encargo do Fio B apenas quando as perdas técnicas totais do sistema com GDFV (P_{NP}) superam as perdas do caso base sem GDFV (P_0), de acordo com a Equação 5.1.

$$\theta_{NP} = \begin{cases} 1, & \text{se } P_{NP} > P_0 \\ 0, & \text{se } P_{NP} \leq P_0 \end{cases} \tag{5.1}$$

Para aplicar o fator multiplicador uniforme a todos os clientes do NP avaliado, adiciona-se a parcela proporcional ao incremento das perdas. O fator de penalização de perdas (I_{NP}) apresentado na Equação 5.2 é determinado em função do volume total de perdas em kWh do sistema sem GDFV (P_0) e com GDFV (P_{NP}).

$$I_{NP} = \theta_{NP} \times \left(\frac{P_{NP} - P_0}{P_0} \right) \tag{5.2}$$

Onde,

$\frac{P_{NP}-P_0}{P_0}$ (Razão de Perdas): Este indicador quantifica o fator de elevação das perdas técnicas na rede elétrica em relação ao cenário de referência, caracterizado pela ausência de GDFV.

A partir do fator I_{NP}, calcula-se o valor não compensado definido pelo modelo MBPTT (V_{nc}) de acordo com a Equação 5.3 referente ao Fio B e o valor compensado (V_n) na Equação 5.4 para o total de energia injetada do NP ($E_{inj,total}$).

$$V_{nc} = E_{inj,total} \times \text{TUSD}_{\text{FioB}} \times I_{NP} \tag{5.3}$$

$$V_c = (E_{inj,total} \times \text{Tarifa}) - V_{nc} \tag{5.4}$$

Onde,

Tarifa = TUSD + TE

Para fins de comparação com a legislação vigente, utiliza-se o percentual anual (P_{ano}) do cronograma de transição para o cálculo do valor não compensado ($V_{nc,Lei}$) na Equação 5.5 e valor compensado ($V_{n,Lei}$) na Equação 5.6 de acordo com a Lei 14.300/2022.

$$V_{nc,Lei} = E_{inj,total} \times \text{Tarifa} \times P_{ano} \tag{5.5}$$

$$V_{c,Lei} = E_{inj,total} \times \text{Tarifa} - V_{nc,Lei} \tag{5.6}$$

Além disso, calcula-se a diferença do valor não compensado (Δ_{nc}) e compensado (Δ_c) de acordo com as Equações 5.7 e 5.8 respectivamente:

$$\Delta_{nc} = V_{nc,lei} - V_{nc} \tag{5.7}$$

$$\Delta_c = V_{c,lei} - V_c \tag{5.8}$$

5.2.1 Exemplo de Aplicação

Suponha a rede elétrica caracterizada pelos seguintes dados de perdas técnicas:

$$P_0 = 100 \text{ kWh} \tag{5.9}$$

$$P_{NP} = 120 \text{ kWh} \tag{5.10}$$

Como $P_{NP} > P_0$, tem-se:

$$\theta_{NP} = 1 \tag{5.11}$$

Dessa forma, o fator de penalização de perdas I_{NP} é calculado de acordo com a Equação 5.2:

$$I_{NP} = \frac{120 - 100}{100} = 0{,}20, \tag{5.12}$$

correspondendo a um incremento de 20%.

Considere as unidades consumidoras residenciais com energia injetada total de:

$$E_{\text{inj,total}} = 10 \text{ kWh} \tag{5.13}$$

e as seguintes tarifas:

$$\text{TUSD}_{\text{FioB}} = \text{R\$ } 0{,}39/\text{kWh} \tag{5.14}$$

$$\text{TUSD} = \text{R\$ } 0{,}69/\text{kWh} \tag{5.15}$$

$$\text{TE} = \text{R\$ } 0{,}29/\text{kWh} \tag{5.16}$$

O valor não compensado, apresentado em 5.3, é dado por:

$$V_{nc} = 10 \times 0{,}39 \times 0{,}20 = \boxed{\text{R\$ } 0{,}78} \tag{5.17}$$

A tarifa total considerada para a compensação é:

$$\text{TUSD} + \text{TE} = 0{,}69 + 0{,}29 = \text{R\$ } 0{,}98/\text{kWh} \tag{5.18}$$

Assim, o valor compensado de acordo com a Equação 5.4:

$$V_c = 10 \times 0{,}98 - 0{,}78 = \boxed{\text{R\$ } 9{,}02} \tag{5.19}$$

Pela Lei 14.300/2022, considerando o ano de 2026 com percentual de 60%, utilizando 5.5 e 5.6 respectivamente, tem-se:

$$V_{nc,lei} = 10 \times 0,39 \times 0,6 = \boxed{\text{R\$ } 2{,}34} \tag{5.20}$$

$$V_{c,lei} = 10 \times 0,98 - 2,34 = \boxed{\text{R\$ } 7{,}40} \tag{5.21}$$

Portanto, enquanto a Lei nº 14.300/2022 aplica encargo fixo de R$ 2,34 ao penalizar a energia injetada com base no percentual arbitrário (60%), a metodologia proposta calcula a cobrança em R$ 0,78, alocando o custo do Fio B em proporção ao incremento efetivo das perdas técnicas de 20%. Consequentemente, o valor financeiro compensado ao prossumidor sob a ótica da proposta resulta em R$ 9,02, frente aos R$ 7,40 garantidos pela legislação vigente.

5.3 Modelo Baseado na Perda Técnica Horária

O MBPTH adota uma abordagem dinâmica de resolução temporal. O método avalia a correspondência instantânea entre a injeção de energia e as perdas técnicas da rede elétrica no minuto t. Dessa forma, permite-se penalizar as injeções ocorrendo em momentos de pico de geração sem consumo local compatível, enquanto isenta ou alivia a cobrança em períodos onde a GDFV auxilia na redução das perdas técnicas.

A função indicadora penalizadora instantânea ($\theta_{NP}[t]$), apresentada na Equação 5.22, garante a alocação do custo do Fio B exclusivamente nos instantes nos quais a injeção de potência fotovoltaica degrada a eficiência da rede de distribuição. Para tanto, a função $\theta_{NP}[t]$ assume valor unitário quando a perda técnica no transformador com GDFV no minuto t ($P_{NP}[t]$) supera a perda do caso base sem GDFV ($P_0[t]$) e valor nulo caso contrário.

$$\theta_{NP}[t] = \begin{cases} 1, & \text{se } P_{NP}[t] > P_0[t] \\ 0, & \text{se } P_{NP}[t] \leq P_0[t] \end{cases} \tag{5.22}$$

Logo, quando $P_{NP}[t] \leq P_0[t]$, a presença da GDFV alivia o carregamento do transformador ou opera dentro da margem de autoconsumo local, resultando em $\theta_{NP}[t] = 0$. Esse mecanismo assegura a isenção de tarifação da GDFV em momentos de geração de benefícios operacionais à rede.

Assim, para cada minuto t, calcula-se o fator instantâneo de penalização $I_{NP}[t]$, mostrado na Equação 5.23 a partir das perdas $P_0[t]$ e $P_{NP}[t]$.

$$I_{NP}[t] = \theta_{NP}[t] \times \left(\frac{P_{NP}[t] - P_0[t]}{P_0[t]} \right) \tag{5.23}$$

O adimensional $I_{NP}[t]$ quantifica o percentual de acréscimo das perdas em relação à condição nominal do sistema sem GDFV.

Paralelamente, a energia total injetada na rede no minuto t ($E_{inj,total}[t]$), definida pela Equação 5.24. Essa grandeza é obtida através do somatório das injeções individuais instantâneas ($E_{inj,k}[t]$) de todas as N_{res} unidades consumidoras com GDFV integrantes o NP sob análise.

$$E_{inj,total}[t] = \sum_{k=1}^{N_{res}} E_{inj,k}[t] \tag{5.24}$$

A valoração financeira do valor não compensado instantâneo referente ao uso da rede ($V_{nc}[t]$) é calculado pela Equação 5.25, aplicando-se a tarifa base do Fio B ($\text{TUSD}_{\text{FioB}}$) ponderada por $I_{NP}[t]$ sobre o volume total injetado no minuto ($E_{inj,total}[t]$).

$$V_{nc}[t] = E_{inj,total}[t] \times \text{TUSD}_{\text{FioB}} \times I_{NP}[t] \tag{5.25}$$

De forma correspondente, o valor compensado ao conjunto de GDFV no minuto t $V_c[t]$ reflete a parcela da energia injetada valorada pela tarifa do sistema, descontada do encargo do Fio B conforme a Equação 5.26.

$$V_c[t] = (E_{inj,total}[t] \times \text{Tarifa}) - V_{nc}[t] \tag{5.26}$$

Onde,

Tarifa = TUSD + TE

Dessa forma, o encargo financeiro total do Fio B ao longo do dia é obtido através da integração temporal dos valores não compensados ($V_{nc,total}$) e compensados ($V_{c,total}$) por minuto calculados no período de funcionamento da GDFV de acordo com as Equações 5.27 e 5.28.

$$V_{nc,total} = \sum_{a}^{b} V_{nc}[t] \tag{5.27}$$

$$V_{c,total} = \sum_{a}^{b} V_c[t] \tag{5.28}$$

Para fins de comparação e valoração econômica, incorpora-se a regra de transição tarifária estabelecida pela Lei nº 14.300/2022, utiliza-se o percentual anual P_{ano} do cronograma de transição, conforme estabelecido na Seção 2.4.4.

Dessa forma, o valor não compensado no minuto t, referente à cobrança da Lei nº 14.300/2022, é calculado fixando-se o percentual vigente do ano de análise sobre o volume total injetado ($V_{nc,Lei}[t]$) de acordo com a Equação 5.29.

$$V_{nc,Lei}[t] = E_{inj,total}[t] \times \text{TUSD}_{\text{FioB}} \times P_{ano} \tag{5.29}$$

A Equação 5.29 apresenta o total diário cobrado pela legislação vigente ($V_{nc,lei,total}$) decorre do somatório do período de funcionamento da GDFV.

$$V_{nc,lei,total} = \sum_{a}^{b} V_{nc,14300}[t] \tag{5.30}$$

Para o valor compensado por minuto ($V_{c,Lei}[t]$) e o total ($V_{c,Lei,Total}$) nos termos da Lei, considera-se:

$$V_{c,Lei}[t] = E_{inj,total}[t] \times (\text{TUSD} + \text{TE}) - V_{nc,Lei}[t] \tag{5.31}$$

$$V_{c,Lei,Total} = \sum_{a}^{b} V_{c,Lei}[t] \tag{5.32}$$

Além disso, calcula-se a diferença do valor não compensado (Δ_{nc}) e compensado (Δ_c) de acordo com as Equações 5.7 e 5.8 respectivamente.

$$\Delta_{nc} = V_{nc,lei,total} - V_{nc,total} \tag{5.33}$$

$$\Delta_c = V_{c,lei,total} - V_{c,total} \tag{5.34}$$

5.3.1 Exemplo de Aplicação

Considere o intervalo específico correspondente ao instante t_1, às 12:00, em uma unidade consumidora residencial injetando:

$$E_{\text{inj}}[t] = 0{,}1 \text{ kWh} \tag{5.35}$$

Para o instante t_1, correspondente às 12:00, ocorre fluxo reverso de potência. Nesse intervalo, consideram-se:

$$P_0[t_1] = 0{,}03 \text{ kWh} \tag{5.36}$$

e

$$P_{NP}[t_1] = 0{,}045 \text{ kWh}. \tag{5.37}$$

Como:

$$P_{NP}[t_1] > P_0[t_1], \tag{5.38}$$

tem-se:

$$\theta_{NP}[t_1] = 1. \tag{5.39}$$

Assim, o fator de incremento de acordo com a Equação 5.23 é calculado por:

$$I_{NP}[t_1] = \frac{0{,}045 - 0{,}03}{0{,}03} = 0{,}50, \tag{5.40}$$

correspondendo a um incremento de 50%.

Considerando:

$$\text{TUSD}_{\text{FioB}} = \text{R\$ } 0{,}39/\text{kWh}, \tag{5.41}$$

o valor não compensado no instante t_1 é dado pela Equação 5.25:

$$V_{nc}[t_1] = 0{,}1 \times 0{,}39 \times 0{,}50 = \boxed{\text{R\$ } 0{,}0195} \tag{5.42}$$

Para o valor compensado, calculado de acordo com Equação 5.26, tem-se:

$$V_{c,}[t] = 0,1 \times 0,98 - 0,0195 = \boxed{\text{R\$ } 0{,}0785} \tag{5.43}$$

A fim de comparação com a Lei 14.300/2022 no ano de 2026 com o percentual de 60%, utilizando as Equação 5.29 e 5.29 respectivamente, obtém-se:

$$V_{nc,lei}[t] = 0,1 \times 0,39 \times 0,6 = \boxed{\text{R\$ } 0{,}0234} \tag{5.44}$$

$$V_{c,lei}[t] = 0,1 \times 0,98 - 0,0234 = \boxed{\text{R\$ } 0{,}0746} \tag{5.45}$$

Portanto, a análise temporal para o instante t_1 demonstra a precisão da valoração dinâmica instantânea. Mesmo diante o elevado incremento relativo de perdas técnicas (50%), o encargo do Fio B calculado pela proposta resulta em R$ 0,0195, valor inferior aos R$ 0,0234 cobrados de forma fixa pela Lei nº 14.300/2022 (60%). Como resultado, a compensação financeira ao prossumidor no minuto analisado é superior na metodologia proposta.

5.4 Aplicação da Nova Metodologia aos Cenários Simulados

5.4.1 Aplicação do Método MBPTT

A aplicação do método MBPTT ao conjunto de cenários simulados segue a sequência lógica e iterativa de processamento representada no fluxograma da Figura 5.1. Toda a arquitetura do algoritmo é implementada na linguagem *Python*, utilizando a infraestrutura computacional e bibliotecas detalhadas na Seção 3.3.2.

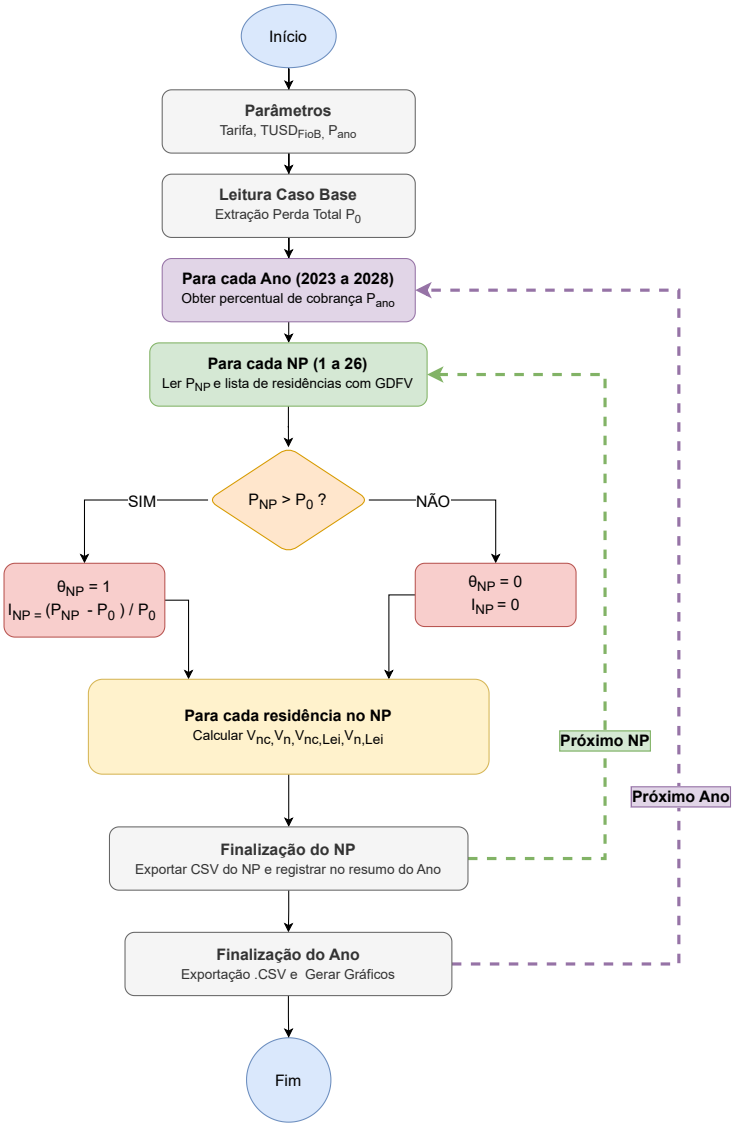

Figura 5.1: Fluxograma de aplicação do método MBPTT.

O procedimento inicia-se com a etapa de definição dos parâmetros fundamentais do sistema, na qual são carregados os valores pertinentes às tarifas vigentes, à TUSD Fio B e à P_{ano}, responsável por parametrizar as regras de transição e percentuais de cobrança ao longo do horizonte analítico conforme apresentado na Seção 2.4.4. Em seguida, efetua-se a leitura do caso base, da qual se extrai o valor da perda total de referência do sistema, denominado P_0.

O fluxo principal de cálculo é estruturado em dois níveis de iteração encadeados. Assim, o algoritmo percorre cada ano dentro do horizonte de análise de 2023 a 2028, obtendo o percentual de cobrança específico definido P_{ano} para o período

correspondente. Em nível espacial, para cada ano, o algoritmo itera sequencialmente sobre cada NP, variando de 1 a 26. Em cada NP, realiza-se a leitura da perda técnica (P_{NP}) e o mapeamento da lista de residências associadas com GDFV.

A partir da verificação condicional comparando P_{NP} com P_0, estabelecem-se os parâmetros de acionamento e alocação de perdas do método, conforme descrito na Equação 5.1. Dessa forma, define-se θ_{NP} e calcula-se I_{NP} de acordo com a Equação 5.2.

Com os parâmetros θ_{NP} e I_{NP} definidos para o NP, itera-se sobre cada residência integrante do NP para calcular individualmente os valores de compensação financeira. Assim, calcula-se as valorações das componentes não compensada e compensada sob a ótica da metodologia proposta de acordo com as Equações 5.3 e 5.4, bem como as valorações equivalentes segundo o modelo regulatório da legislação vigente definidas nas Equações 5.5 e 5.6.

Ao concluir o processamento de todas as unidades consumidoras do NP, executa-se a etapa de finalização do NP, registrando os dados em arquivo .CSV através da biblioteca *pandas* e consolidando as métricas no resumo do ano corrente, avançando sequencialmente para o próximo NP até o NP máximo. Encerrada a varredura de todos os NPs para o ano em questão, realiza-se a finalização do ano e o fluxo avança para o próximo ano. Por fim, ao término do ciclo temporal em 2028, executa-se a finalização geral do processo com a exportação completa dos arquivos .CSV finais e a geração automática dos gráficos via *matplotlib* para a análise e discussão dos dados obtidos.

5.4.2 Aplicação do Método MBPTH

O método MBPTH avalia a dinâmica instantânea da rede elétrica minuto a minuto dentro do intervalo temporal definido por $t \in [a, b]$, sendo a e b o período inicial e final, respectivamente, de funcionamento da GDFV. Assim como no método anterior, a automação do fluxo apresentado na Figura 5.2, o processamento de séries temporais por minuto e a integração com os resultados computacionais são totalmente desenvolvidos em ambiente *Python*, valendo-se das bibliotecas especializadas expostas na Seção 3.3.2.

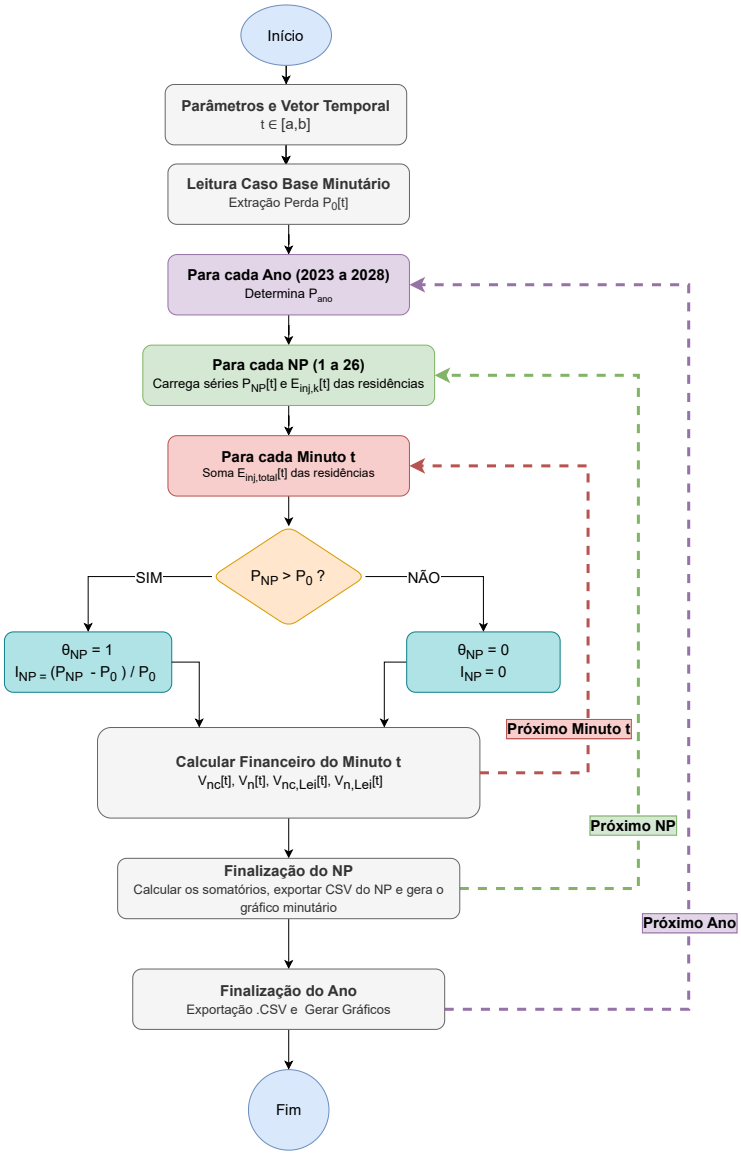

Figura 5.2: Fluxograma de aplicação do método MBPTH.

A execução da aplicação inicia-se com a definição dos parâmetros de entrada e a conversão do vetor temporal $t \in [a, b]$. Em seguida, é realizada a leitura automatizada das séries de perdas técnicas $P_0[t]$.

O processamento principal ocorre por meio de quatro níveis de *loops* de repetição encadeados. No *loop* mais externo, correspondente à análise anual para o período de 2023 a 2028, determinam-se as tarifas e os percentuais vigentes da Lei nº 14.300/2022 de acordo com a Seção 2.4.4 para o ano em questão. Em seguida, entra-se no *loop* referente ao NP, onde são carregadas no *DataFrame* as séries temporais de perdas no transformador $P_{NP}[t]$ e o perfil de injeção individual de cada

residência com GDFV ($E_{inj,k}[t]$).

Dentro do *loop* para cada instante $t \in [a, b]$, o algoritmo realiza primeiramente o somatório da energia injetada no minuto t por todas as residências pertencentes ao NP analisado, obtendo-se $E_{inj,total}[t]$, apresentada na Equação 5.24. Logo após, executa-se a avaliação condicional descrita na Equação 5.22 e define-se θ_{NP} de acordo com a Equação 5.23.

Ainda dentro da iteração, calculam-se as componentes de valoração financeira instantânea para o minuto t, permitindo a comparação entre a metodologia proposta e a legislação vigente. Nessa etapa, determinam-se o valor não compensado e compensado pela proposta conforme as Equações 5.25 e 5.26 e os respectivos valores calculados segundo a transição da Lei nº 14.300/2022 apresentado nas Equações 5.29 e 5.31.

Ao finalizar o fluxo para todos os minutos do intervalo temporal, o *script* encerra o processamento do NP executando o somatório integral diário das grandezas calculadas, exportando a tabela correspondente em arquivo .CSV e gerando o gráfico das curvas por minuto de cada cenário. Esse ciclo é repetido para todos os NPs até a finalização do ano, no qual se exportam os dados consolidados anuais e produzem-se as figuras comparativas globais. O processo prossegue iterativamente avançando para o próximo ano até a conclusão total da simulação no ano de 2028.

5.5 Considerações Finais

O modelo alternativo de cobrança proposto neste capítulo surge como resposta técnica à assimetria do modelo tarifário atual estabelecido pela Lei nº 14.300/2022. Ao substituir percentuais fixos de transição por uma alocação dinâmica do custo do Fio B, a metodologia consegue valorar a GDFV de forma justa e proporcional ao seu real impacto sobre a infraestrutura da rede de distribuição. O acionamento da cobrança mediante a função indicadora de penalização assegura a tarifação unicamente nos cenários ou instantes provocadores de elevação das perdas técnicas operacionais em relação ao caso base nominal.

As duas abordagens desenvolvidas oferecem diferentes perspectivas de aplicação. O método MBPTT fornece solução escalar de fácil implementação em termos

de faturamento mensal ou diário, permitindo avaliar o impacto global da inserção de micro e minigeração ao NP consolidado. Por outro lado, o método MBPTH estabelece o padrão de elevada resolução temporal, correlacionando de maneira temporal os picos de injeção de energia com o estresse elétrico do transformador.

Por fim, a estruturação computacional e a aplicação sequencial das metodologias aos cenários simulados entre 2023 e 2028 garantem a reprodutibilidade dos fluxos de cálculo. A integração automatizada entre os modelos de simulação elétrica e os algoritmos de valoração financeira fundamenta a base de dados necessária para avaliar as variações tarifárias em função do avanço do nível de penetração da GDFV. Os resultados obtidos com essa aplicação, bem como as análises comparativas de justiça tarifária entre a regra vigente e o modelo proposto, serão apresentados e discutidos detalhadamente no capítulo a seguir.

Capítulo 6

Aplicação dos Métodos Propostos

6.1 Introdução

Este capítulo apresenta a aplicação das abordagens metodológicas propostas nesta pesquisa, com o objetivo de avaliar seu desempenho no contexto do problema estudado, após a consolidação da fundamentação técnica e a descrição dos modelos nos capítulos anteriores.

O cenário experimental resulta da rede elétrica composta por 26 residências, considerando entre 06h e 17h59min como o período de funcionamento da GDFV. Para a valoração econômica dos fluxos de energia e avaliação dos custos operacionais, aplica-se as tarifas de $TUSD_{FIOB}$ = R$ 0,39/kWh, $TUSD$ = R$ 0,69/kWh e TE = R$ 0,29/kWh. Esses custos refletem as condições tarifárias vigentes e permite mensurar o impacto econômico e técnico dos modelos aplicados.

Como base para a avaliação do MBPTT e do MBPTH, adota-se o cenário de perdas técnicas no transformador representado na Figura 6.1. O gráfico ilustra o comportamento das perdas não acumuladas em kWh ao longo das 24 horas do dia, comparando a condição sem GDFV com as curvas obtidas sob diferentes NPs.

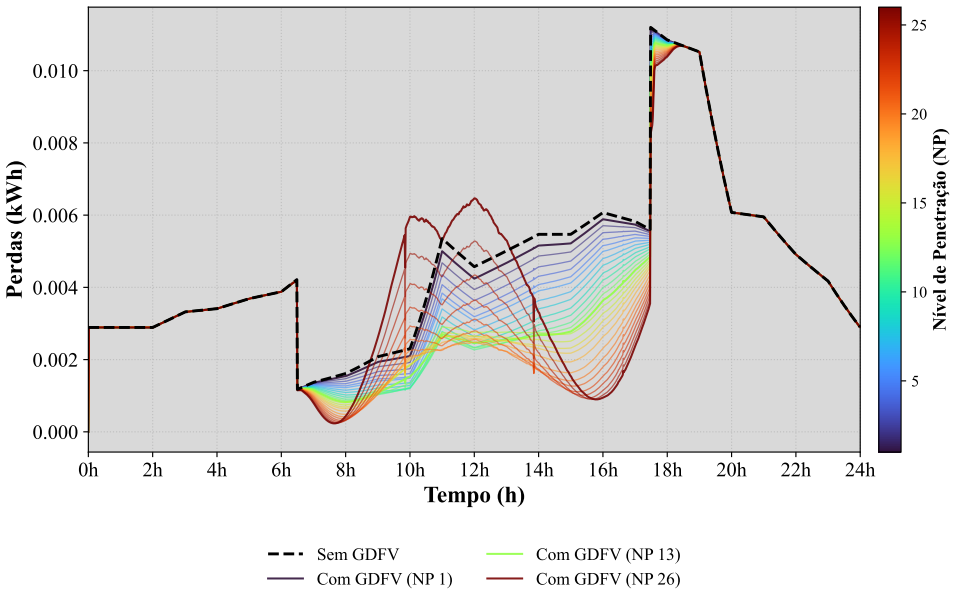

Figura 6.1: Perdas técnicas não acumuladas no transformador ao longo do dia para diferentes níveis de penetração (NP) da GDFV.

Observa-se a ocorrência das variações mais significativas justamente no intervalo diurno, evidenciando o impacto direto do aumento do NP da GDFV sobre o perfil de perdas técnicas.

Para organizar a apresentação dos experimentos e discussões, este capítulo estrutura-se nas seguintes seções: A Seção 6.2 aborda a aplicação do modelo MBPTT, analisando os impactos do balanço escalar diário sobre a valoração do encargo; A Seção 6.3 detalha a aplicação do modelo MBPTH, avaliando a precisão da tarifação dinâmica em base contínua minuto a minuto; A Seção 6.4 apresenta o comparativo final entre a estrutura tarifária atual (Lei nº 14.300/2022) e as propostas alternativas; A Seção 6.5 sintetiza as considerações finais do capítulo, consolidando os principais achados dos cenários simulados.

6.2 Aplicação do MBPTT

O MBPTT fundamenta-se na avaliação total diária das perdas técnicas no transformador, quantificando os totais de energia ao longo do período das 06h as 17h59min para determinar o impacto dos custos de rede sob a ótica da Lei 14.300/2022. Para consolidar essa análise, a Figura 6.2 apresenta a evolução comparativa dos resultados obtidos da aplicação do MBPTT com a Lei 14.300/2022 em

função do NP da GDFV ao longo dos anos de transição.

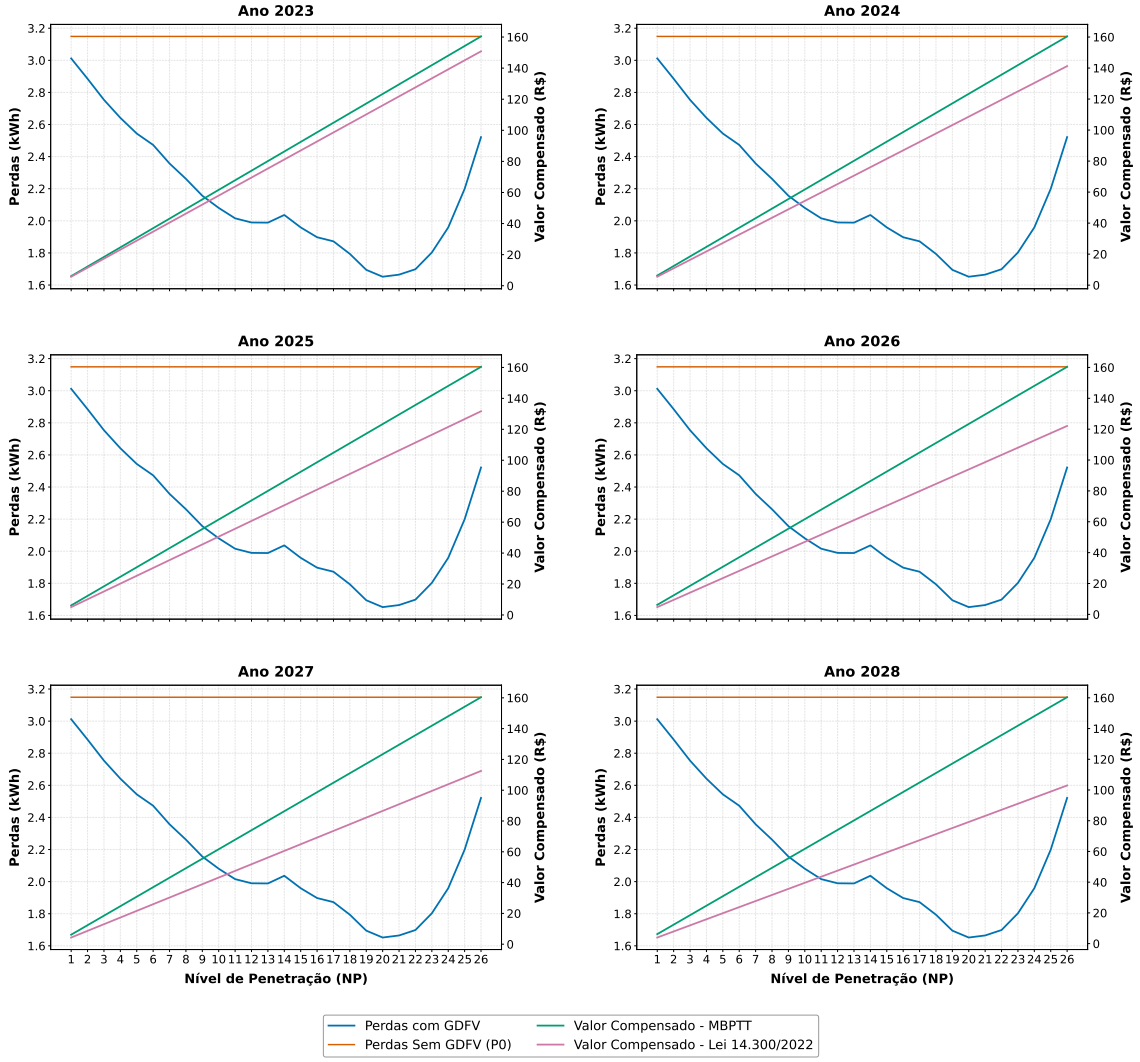

Figura 6.2: Comparativo anual entre perdas técnicas e valores compensados pelo MBPTT e pela Lei 14.300/2022.

Na Figura 6.2 para todos os anos, no NP 1, as perdas diárias iniciam-se em aproximadamente 3,01 kWh. Conforme novas unidades geradoras são inseridas, ocorre a redução contínua das perdas técnicas até atingir o ponto mínimo no NP 20, com valor de 1,65 kWh. A partir do NP 21, o fluxo reverso de potência passa a predominar durante o pico de geração diurno, elevando novamente as perdas de 2,52 kWh no nível máximo de penetração.

Além disso, as perdas sem GDFV possui 3,15 kWh, assim, o total diário das perdas com GDFV para todos os NPs, variando de 1,65 kWh a 3,01 kWh, é inferior ao total de perdas do cenário base sem GDFV, logo, não há ocorrência de valor não compensado. Sob a perspectiva total diária do MBPTT, a presença da GDFV

reduz as perdas totais por NP no transformador, embora haja aumento nas perdas a partir do NP 21, os valores permanecem inferiores aos do caso base.

No aspecto financeiro, o valor compensado cresce de forma linear com o aumento do NP, variando de aproximadamente R$ 6,00 no NP 1 até atingir R$ 161,00 no NP 26 para o MBPTT. O efeito da regra de transição da Lei 14.300/2022 reflete-se no aumento progressivo do valor tarifado ao longo dos anos para a curva regulatória. No ano de 2023, o valor compensado pela Lei 14.300/2022 no NP 26 é de R$ 152,00. Em 2024, este valor na Lei ajusta-se para R$ 143,00; em 2025, para R$ 134,00; em 2026, para R$ 125,00; em 2027, para R$ 116,00; e em 2028, fixa-se em R$ 107,00 no NP 26. A proposta apresentada mantém cobrança superior em todos os anos e para o valor de R$ 161,00 no nível máximo de penetração, demonstrando a remuneração acompanhando a totalidade dos benefícios técnicos proporcionados.

6.3 Aplicação do MBPTH

Diferentemente da abordagem agregada do modelo anterior, o MBPTH realiza avaliação temporal das 06h as 17h59min, período de funcionamento da GDFV. Essa resolução temporal permite identificar as inversões do fluxo de potência e os intervalos no qual as perdas técnicas com GDFV superam a condição nominal sem GDFV. Dessa forma, diante do elevado número de simulações geradas (26 níveis de penetração ao longo de 6 anos), opta-se por apresentar detalhadamente nesta seção apenas os cenários nos quais surgem valores não compensados, ocorrendo a partir do NP 20.

A avaliação da dinâmica temporal da valoração monetária no NP 20, apresentada na Figura 6.9, permite visualizar detalhadamente a divergência entre o comportamento do MBPTH e o avanço gradual da tarifação regulatória da Lei 14.300/2022 entre 2023 e 2028.

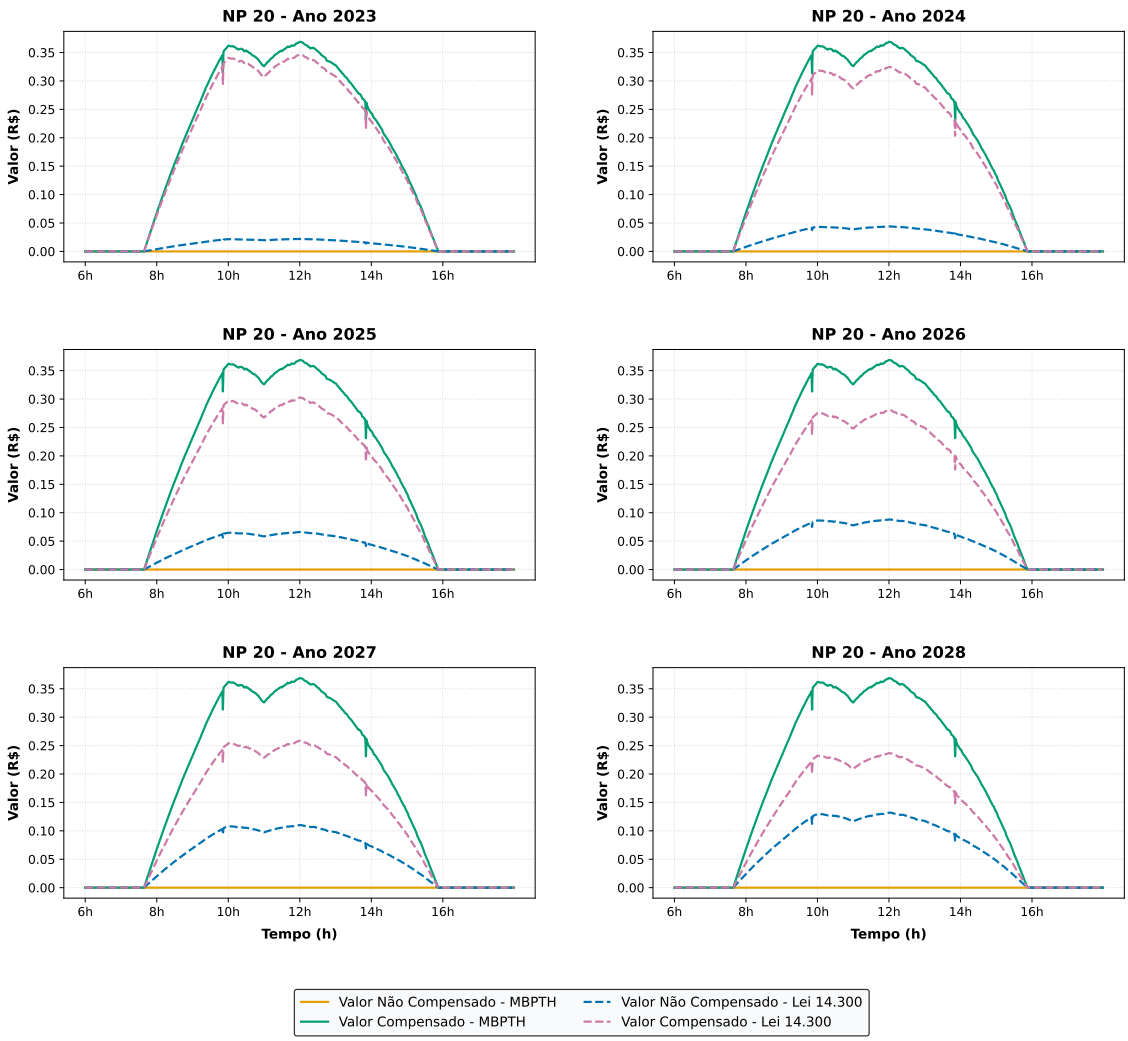

Figura 6.3: Perfil de valores compensados e não compensados para o NP 20 de 2023 a 2028.

No NP 20, a injeção de energia atua aliviando o carregamento do alimentador sem ocasionar sobrecarga ou fluxo reverso significativo. Por essa razão, a curva do valor não compensado pelo MBPTH permanece nula em todo o intervalo diurno em todos os anos analisados, permitindo o acompanhamento exato do perfil completo da GDFV pelo valor compensado pelo MBPTH, com picos próximos a R$ 0,36 nos horários de máxima energia injetada.

Em contrapartida, as curvas associadas à Lei 14.300/2022 demonstram penalização crescente ao longo dos anos sobre a energia injetada. Em 2023, o valor não compensado pela Lei apresenta impacto inicial, com pico próximo a R$ 0,02, mantendo a curva do valor compensado muito próxima a do MBPTH. Contudo, à medida do aumento dos percentuais de tarifação da TUSD Fio B, observa-se o

distanciamento progressivo. No final do período de transição em 2028, o valor efetivamente compensado pela Lei é reduzido, atingindo o pico de apenas R$ 0,23 ao meio do dia, evidenciando a sobretaxação regulatória no ponto da rede no qual a GDFV traz benefícios operacionais reais.

A partir do NP 20, as perdas instantâneas do circuito superam as perdas do caso base conforme mostra a Figura 6.1. Assim, a Figura 6.4 apresenta os resultados do MBPTH para o NP 21 ao longo do período de 2023 a 2028.

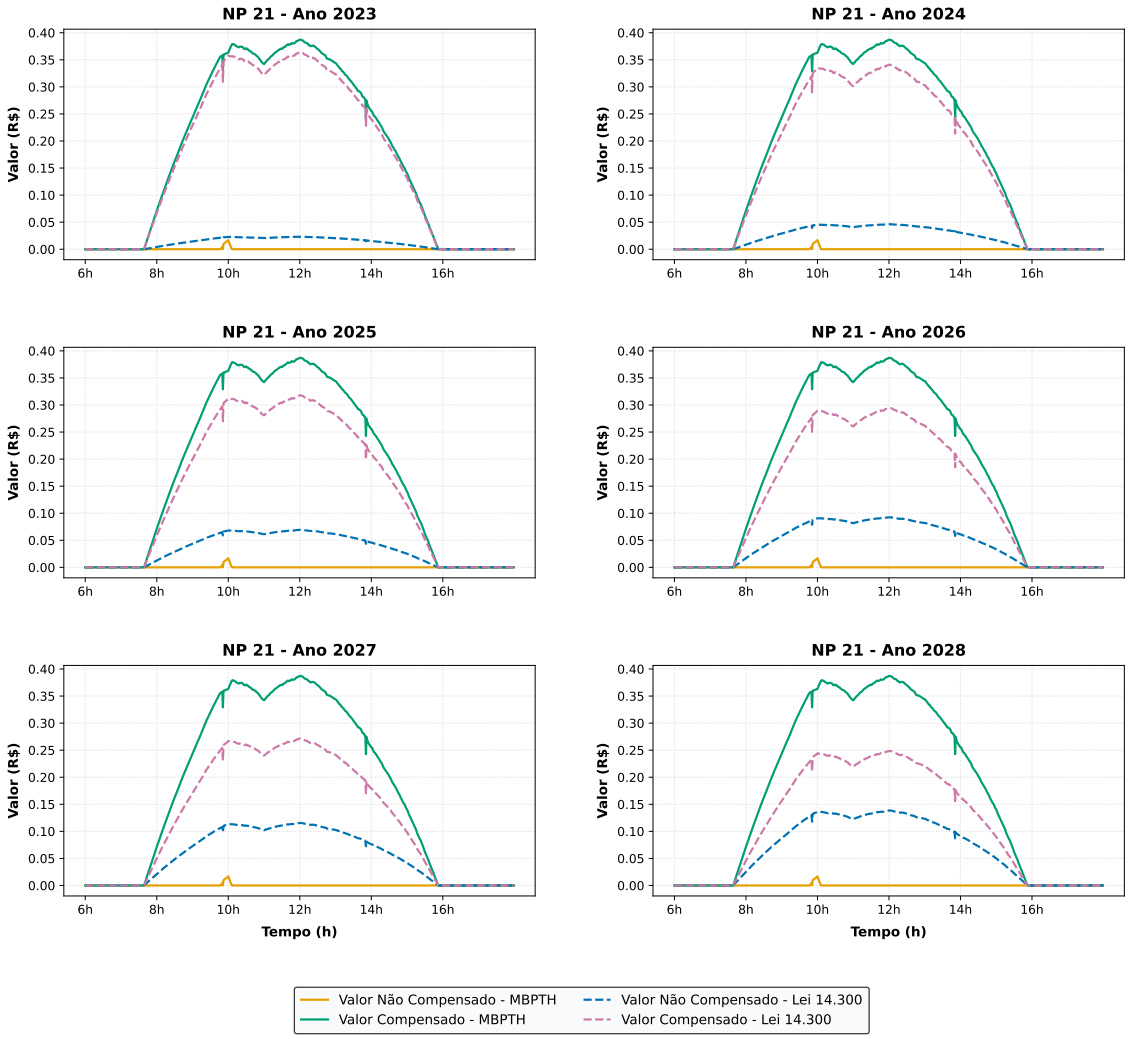

Figura 6.4: Perfil de valores compensados e não compensados para o NP 21 de 2023 a 2028.

A análise da Figura 6.4, revela a sensibilidade temporal da metodologia proposta quando comparada ao modelo regulatório da Lei 14.300/2022. No cenário do NP 21, o valor compensado pelo MBPTH atinge o valor máximo próximo às 12h, ultrapassando a marca de R$ 0,38, refletindo o momento de maior contribuição ta-

rifária da GDFV local. Contudo, entre 09h50min e 10h10min, aproximadamente, evidencia-se o curto intervalo no qual a curva do valor não compensado do MBPTH registra aproximadamente R$ 0,02. Esse valor sinaliza o instante exato no qual a elevação pontual da corrente por fluxo reverso supera o valor de perdas sem a presença da GDFV.

Por outro lado, o modelo da Lei 14.300/2022 registra valores não compensados contínuos ao longo de quase todo o período das 07h40min às 15h50min, alcançando valores superiores a R$ 0,02 em 2023 e aproximando-se de R$ 0,14 em 2028 no último ano de incidência. Conforme os anos avançam de 2023 a 2028 e o percentual de cobrança do Fio B aumenta, a curva do valor compensado pela Lei 14.300/2022 reduz-se gradativamente de R$ 0,36 em 2023, para R$ 0,25 em 2028, enquanto a proposta metodológica mantém a valoração equivalente à contribuição operacional real do sistema.

Avançando para NP 22, a elevação da capacidade instalada de GDFV amplia o impacto do fluxo reverso no circuito. A Figura 6.5 consolida o comportamento dos valores compensados e não compensados para esse patamar de penetração entre os anos de 2023 e 2028.

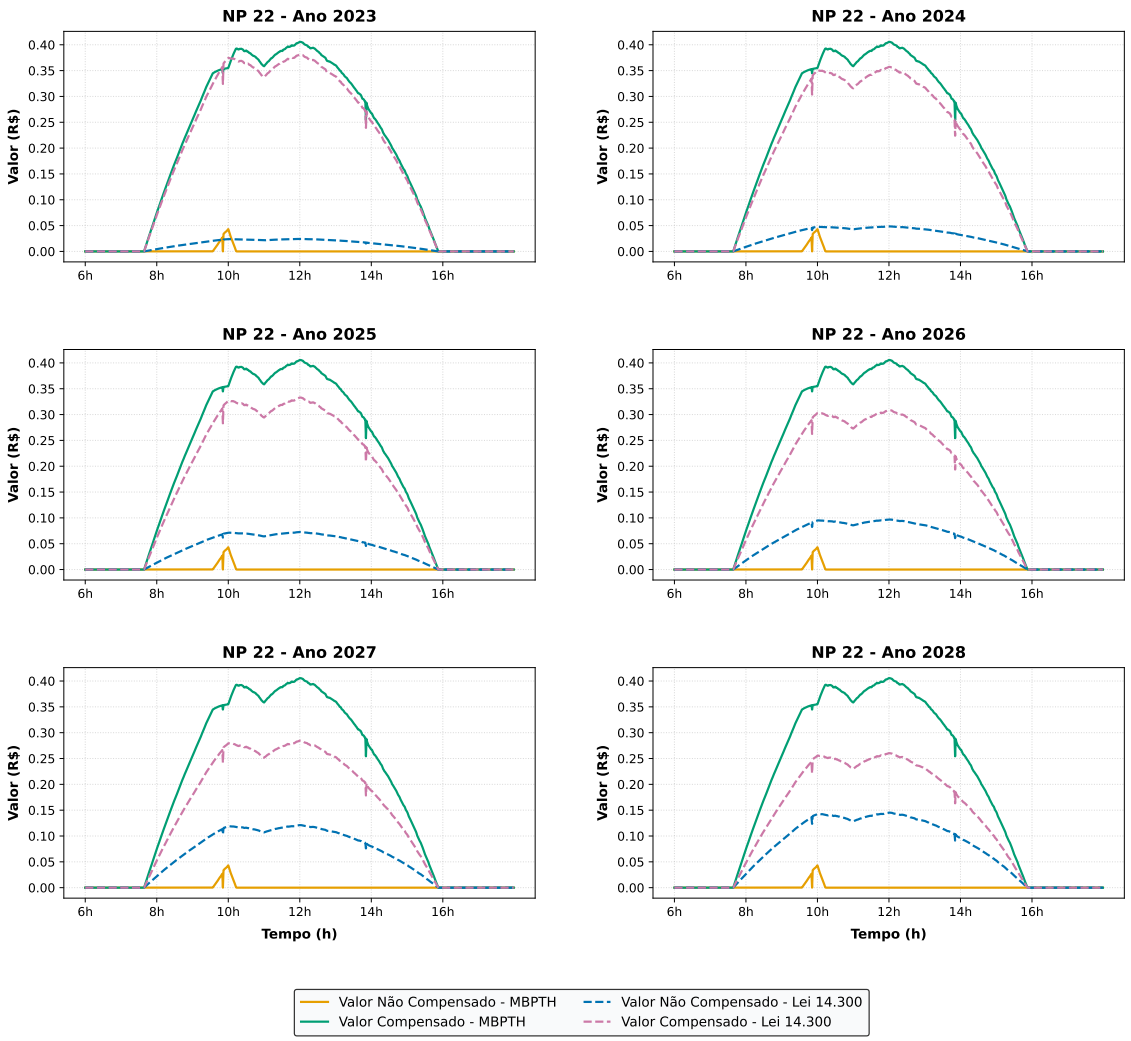

Figura 6.5: Perfil de valores compensados e não compensados para o NP 22 de 2023 a 2028.

Na análise do NP 22, observa-se o valor compensado pela MBPTH atinge dois picos principais ao longo do dia, o primeiro pico próximo às 10h15min, atingindo aproximadamente R$ 0,39, e o ponto máximo próximo às 12h, no qual alcança cerca de R$ 0,41. Em contrapartida, o pico do valor não compensado da proposta permanece concentrado entre 09:35h e 10:10h, alcançando o valor máximo de R$ 0,04 por volta das 09h55min. Esse aumento no pico de valor não compensado em relação ao NP 21 reflete o maior valor do fluxo reverso.

No modelo de valoração regulatório da Lei 14.300/2022, o comportamento da penalização intensifica-se ao longo da transição tarifária. A curva de valor não compensado segundo a Lei 14.300/2022 mantém-se presente em praticamente todo o período diurno, das 07h40min às 15h50min, partindo de R$ 0,025 no ano de 2023

e elevando-se progressivamente até atingir R$ 0,145 em 2028. Simultaneamente, o valor compensado segundo a Lei atinge a redução expressiva ao longo dos anos, caindo de R$ 0,38 em 2023 para R$ 0,26 em 2028.

Ao expandir a análise para o NP 23, observa-se o aumento proporcional no fluxo de potência reverso. A Figura 6.6 ilustra o comportamento temporal das curvas de valores compensados e não compensados no período de 2023 a 2028.

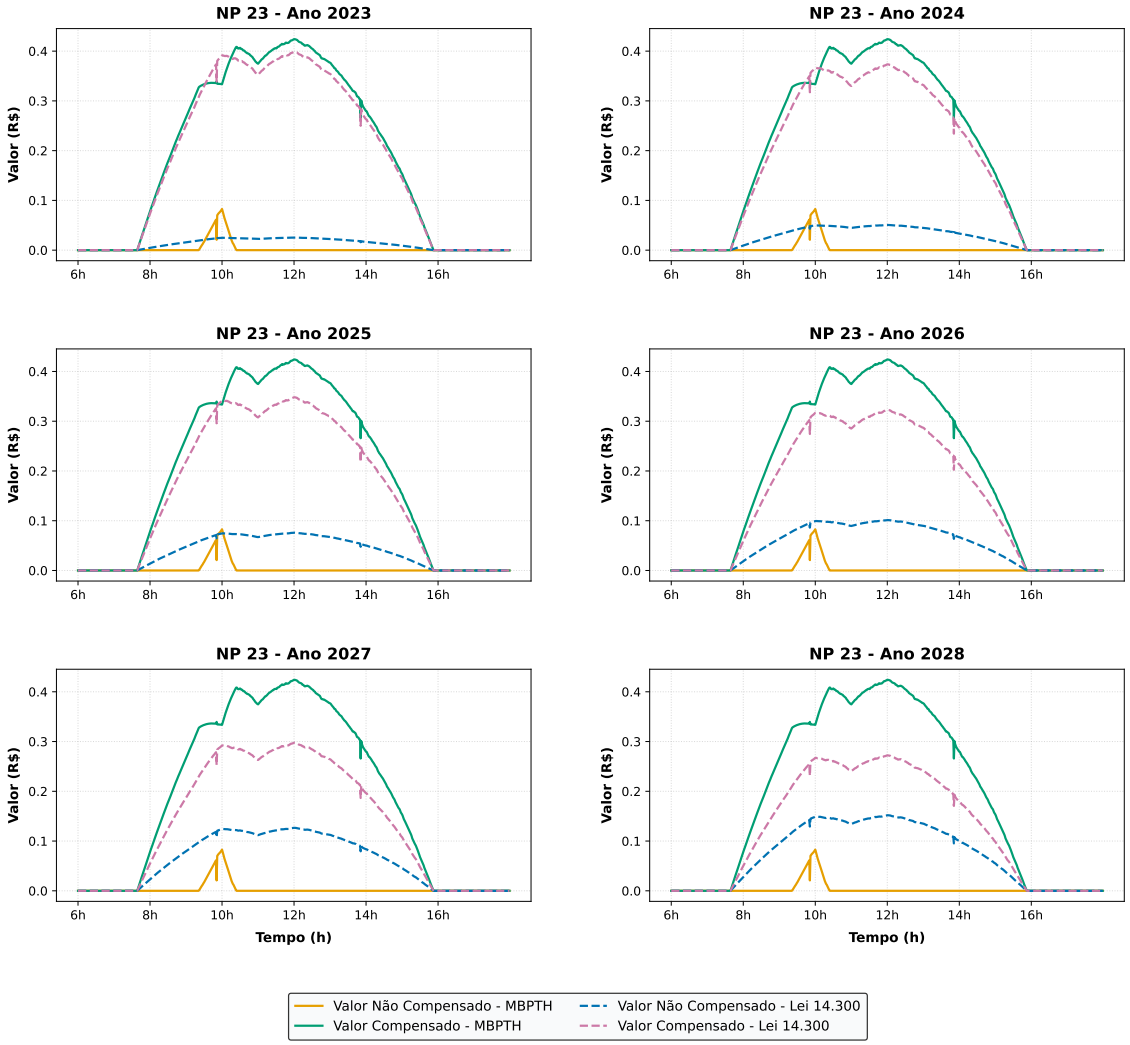

Figura 6.6: Perfil de valores compensados e não compensados para o NP 23 de 2023 a 2028.

Para o NP 23, a proposta metodológica registra o crescimento da magnitude do valor não compensado. No intervalo entre 09h35min e 10h15min, na curva do valor não compensado do MBPTH apresenta próximo às 10:00h, atingindo a marca de R$ 0,08. Esse comportamento evidencia a amplificação das perdas técnicas por sobrecarga em momentos no qual a energia injetada provoca o aumento das perdas

técnicas. Simultaneamente, a curva de valor compensado do MBPTH consolida o pico máximo ao redor das 12h00min, superando o valor de R$ 0,42.

Enquanto o modelo proposto restringe a não compensação estritamente ao curto intervalo ocorrendo perdas excedentes, a regra regulatória aplica uma tarifa não compensada abrangente ao longo de todo o período das 07h40min as 15h50min. O valor máximo dessa cobrança não compensada pela Lei 14.300/2022 é aproximadamente R$ 0,025 em 2023 para R$ 0,15 em 2028. Como consequência, o valor compensado regulatório degrada ao longo do horizonte temporal, atingindo o máximo de R$ 0,27 em 2028, demonstrando a penalização contínua imposta aos prossumidores sob a legislação vigente.

No NP 24, apresentado na Figura 6.7, mostra o efeito do fluxo reverso torna-se ainda mais acentuado na curva do MBPTH.

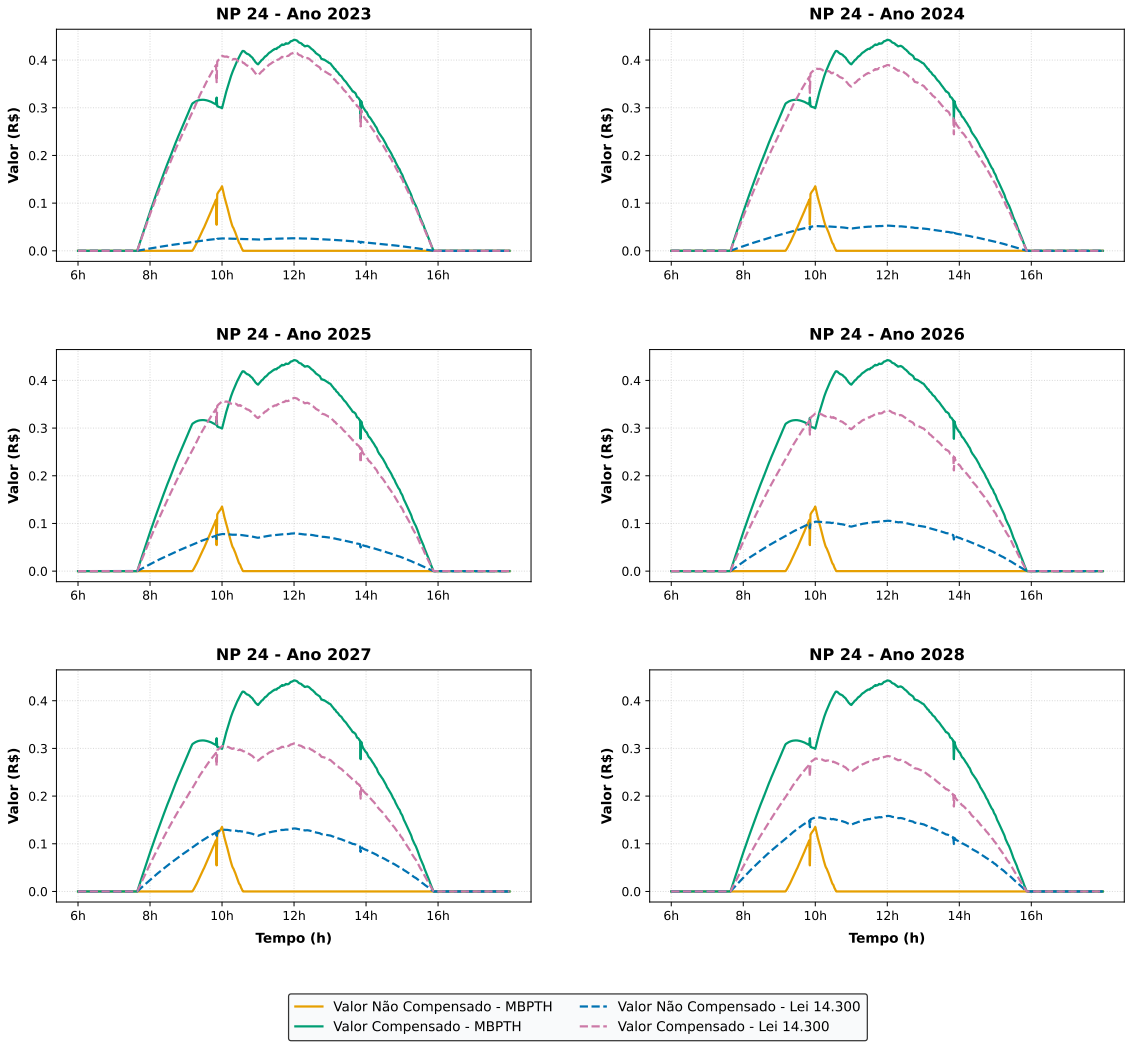

Figura 6.7: Perfil de valores compensados e não compensados para o NP 24 de 2023 a 2028.

Para o NP 24, o valor máximo não compensado segundo o MBPTH aumenta significativamente, atingindo aproximadamente R$ 0,135 às 10h00min. Devido ao aumento expressivo das perdas por sobrecarga nesse intervalo matutino, observa-se o afundamento temporário da curva do valor compensado pela proposta entre 09h30min e 10h15min, com redução para R$ 0,30 antes da recuperação e alcance do valor máximo de R$ 0,44 ao meio-dia.

Enquanto a proposta concentra a não compensação no intervalo de maiores perdas (09h15min as 10h35min), a Lei 14.300/2022 incide continuamente sobre quase todo período de injeção de energia. O valor não compensado pela regulação evolui de R$ 0,026 em 2023 para cerca de R$ 0,16 em 2028. Consequentemente, o valor compensado regulatório declina, atingindo o máximo de apenas R$ 0,28 ao meio-dia no ano de 2028, penalizando o prossumidor inclusive nos horários no qual a rede se beneficia da injeção local.

Aprofundando a avaliação para o NP 25, a elevação contínua da capacidade instalada atinge o patamar crítico na dinâmica de fluxo reverso. A Figura 6.8 consolida os resultados para os anos de 2023 a 2028.

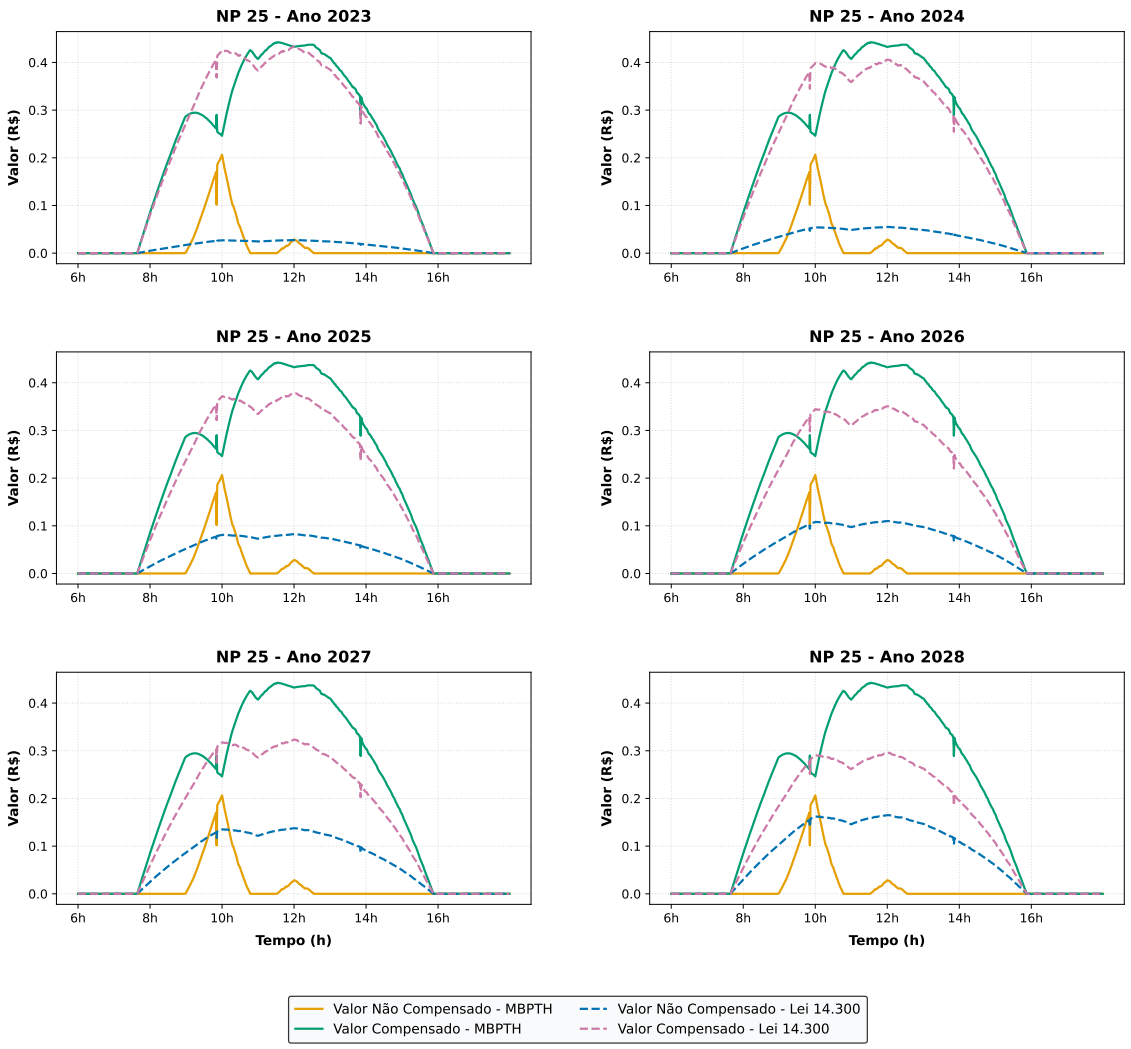

Figura 6.8: Perfil de valores compensados e não compensados para o NP 25 de 2023 a 2028.

No NP 25, o pico principal de não compensação pelo modelo atinge cerca de R$ 0,21 no horário de aproximadamente 10h00min. Além disso, surge a segunda elevação pontual no valor não compensado do MBPTH por volta das 12h00min, atingindo aproximadamente R$ 0,03. Esse segundo pico indica a elevação da injeção de energia ao meio-dia a patamares suficientes para a geração de sobrecarga por fluxo reverso até mesmo no momento de máxima irradiação solar. Devido a essa intensidade de perdas adicionais, o valor compensado pela proposta apresenta acentuado afundamento entre 09h15min e 10h30min, caindo para R$ 0,25 antes de retomar ao valor máximo de R$ 0,44 entre 11h30min e 12h40min.

Enquanto o modelo proposto mapeia os dois momentos de impacto das perdas na rede elétrica, a regra regulatória impõe cobrança não compensada ininterrupta

das 07h40min as 15h50min. Com o avanço do escalonamento tarifário até 2028, a não compensação regulatória atinge R$ 0,165 no NP máximo, empurrando o valor compensado segundo a Lei 14.300/2022 para um limite máximo de apenas R$ 0,29 ao meio-dia no ano de 2028.

Avançando para o NP 26, a intensificação do fluxo reverso no circuito altera de forma expressiva a distribuição diurna das perdas técnicas. A Figura **??** apresenta os gráficos de valores compensados e não compensados para o período de 2023 a 2028.

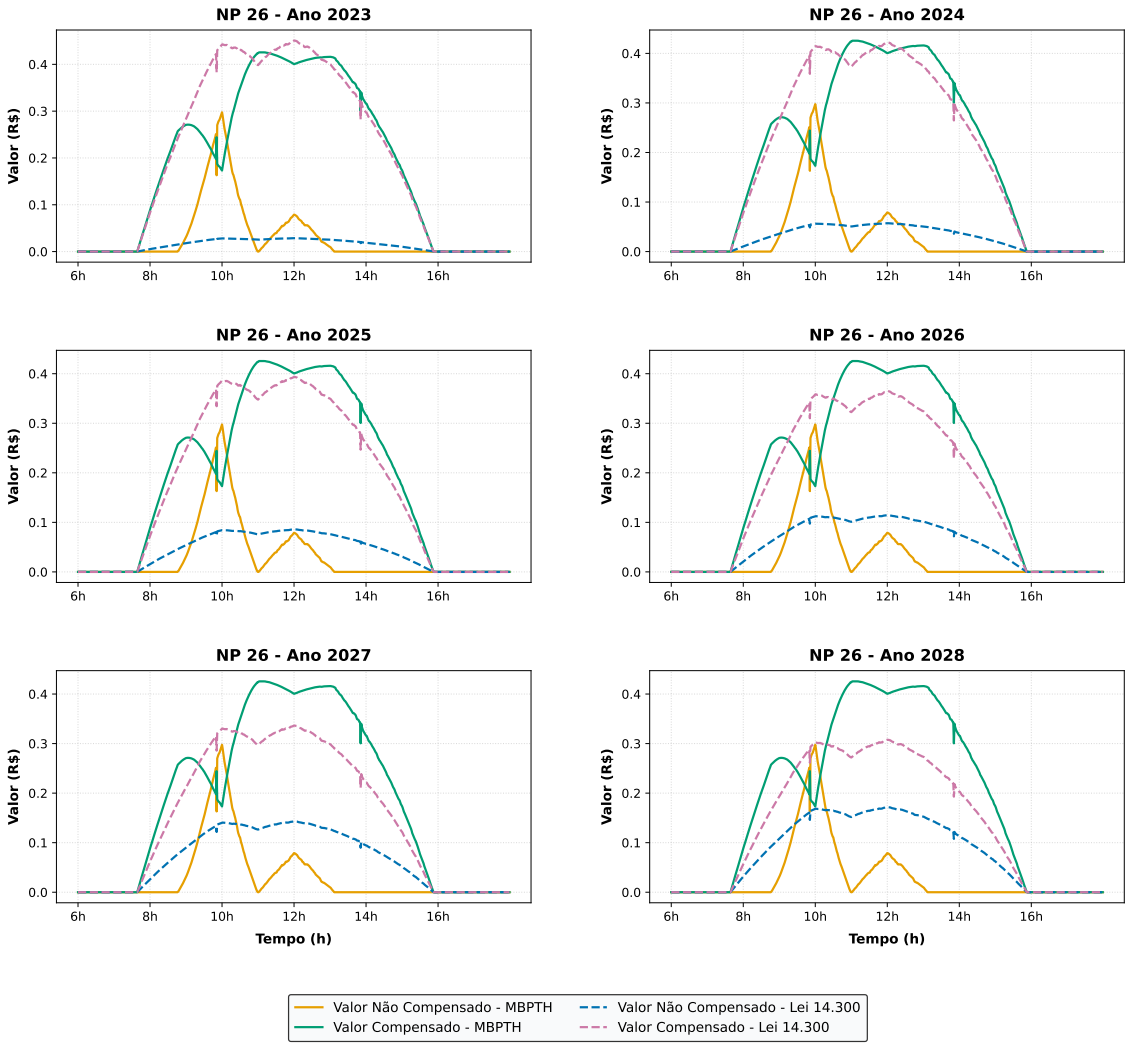

Figura 6.9: Perfil de valores compensados e não compensados para o NP 26 de 2023 a 2028.

No NP 26, observa-se o primeiro pico do valor não compensado da proposta se consolida em aproximadamente R$ 0,30 no horário aproximado das 10h00min. Além disso, o segundo pico de não compensação ao meio-dia torna-se bem deli-

mitado, alcançando cerca de R$ 0,08. Esse alargamento do perfil de perdas provoca vale acentuado na curva de valor compensado da proposta das 09h30min às 10h15min, com queda para R$ 0,18 e recuperação no período vespertino, atingindo aproximadamente R$ 0,42 às 13h00min.

Em contrapartida, a curva de valor não compensado regulatório evolui progressivamente do valor de pico de R$ 0,028 em 2023 até atingir R$ 0,175 em 2028. Essa evolução acarreta na redução expressiva na remuneração compensada segundo a Lei, cujo limite máximo vespertino cai de R$ 0,42 em 2023 para cerca de R$ 0,30 no ano de 2028.

Dessa forma, para compreender o impacto global da inserção da GDFV ao longo de toda a faixa de NPs, realiza-se a integração diária dos valores compensados, não compensados utilizando as Equações 5.32 e 5.30, respectivamente. A Figura 6.10 apresenta os gráficos consolidados em base diária para cada ano do horizonte de transição regulatória.

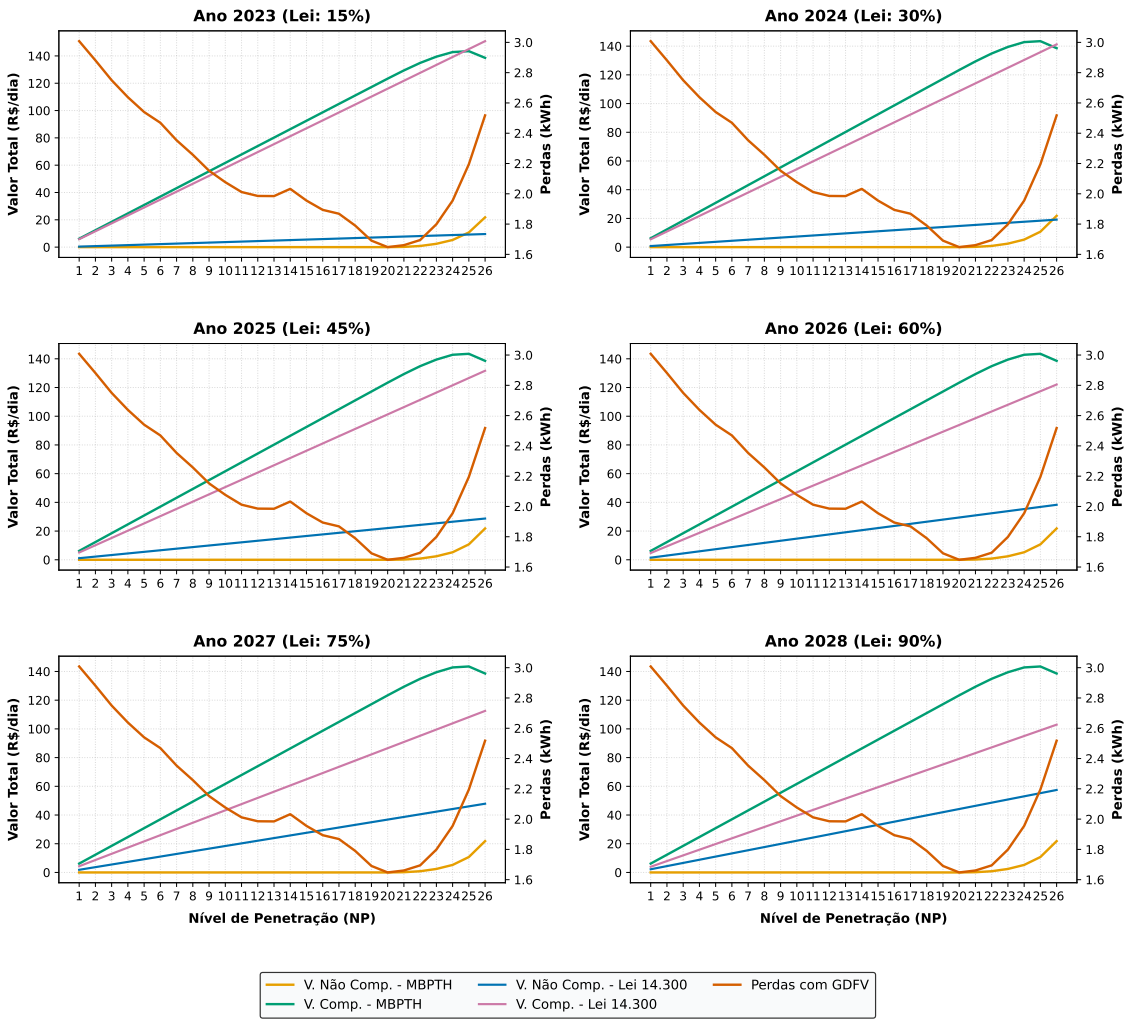

Figura 6.10: Evolução diária dos valores totais compensados, não compensados e perdas técnicas em função do Nível de Penetração para os anos de 2023 a 2028.

No NP 1, o sistema apresenta aproximadamente 3,0 kWh/dia de perdas. Com a introdução e expansão da GDFV, reduz gradativamente o volume de perdas até atingir o ponto mínimo no NP 20, com cerca de 1,68 kWh/dia. A partir do NP 21, contudo, a injeção de potência supera a capacidade de absorção local e o fluxo reverso passa a predominar no alimentador, provocando o aumento exponencial das perdas até atingir 2,55 kWh/dia no NP 26.

Em relação à valoração pelo MBPTH, o valor compensado diário cresce constante a partir do NP 1, registrando R$ 6,00/dia, até alcançar seu pico máximo no NP 25 com aproximadamente R$ 142,00/dia. No NP 26, identifica-se a inflexão na curva compensada, ajustando-se para R$ 138,00/dia.

Por outro lado, o valor não compensado do modelo permanece nulo entre o NP 1 e o NP 21, pois a metodologia reconhece os benefícios da geração local para

a rede elétrica. Apenas nos níveis mais elevados de penetração (NP 21 ao NP 26), quando o fluxo reverso causa sobrecargas acentuadas nos horários de maior injeção, a não compensação da proposta aumenta, atingindo cerca de R$ 21,50/dia no NP 26.

Por fim, o valor não compensado pela regulação cresce de forma contínua com o aumento da capacidade instalada e com a progressão da transição tarifária até 2028, passando de R$ 9,50/dia no NP 26 em 2023 para R$ 56,50/dia em 2028. No ano de 2028, enquanto a proposta reconhece a compensação diária de R$ 138,00/dia no NP 26, a aplicação da Lei 14.300/2022 limita esse montante a apenas R$ 102,50/dia, penalizando a GDFV inclusive nas etapas operacionais no qual a rede obtém redução líquida de perdas.

6.4 Comparativo Final entre Estrutura Atual e Propostas

6.4.1 Lei 14.300/2022 e o MBPTT

Para avaliar o impacto econômico e regulatório da valoração da GDFV, apresenta-se análise comparativa entre a regulação vigente da Lei 14.300/2022 e o MBPTT. A Tabela 6.1 resume a evolução dos valores diários não compensados, compensados nos anos de 2023, 2025 e 2028 da transição tarifária, considerando a análise no NP mínimo e máximo. A Tabela B.1 apresentada no Anexo B mostra de maneira detalhada todos os dados consolidados.

Tabela 6.1: Comparativo dos resultados entre o MBPTT e Lei 14.300/2022.

Métrica / Cenário	**MBPTT**	**Lei 14.300 (2023)**	**Lei 14.300 (2025)**	**Lei 14.300 (2028)**
Nível de Penetração 1 (NP 1)				
Valor Não Compensado (V_{nc}/dia)	R$ 0,00	R$ 0,37	R$ 1,11	R$ 2,21
Retenção Sazonal (Verão – 183 dias)	R$ 0,00	R$ 67,71	R$ 203,13	R$ 404,43
Nível de Penetração 26 (NP 26)				
Valor Não Compensado (V_{nc}/dia)	R$ 0,00	R$ 9,57	R$ 28,72	R$ 57,44
Retenção Sazonal (Verão – 183 dias)	R$ 0,00	R$ 1.751,31	R$ 5.255,76	R$ 10.511,52
Valor Compensado Efetivo (V_{c}/dia)	R$ 160,39	R$ 150,81	R$ 131,66	R$ 102,94
Receita Sazonal Efetiva (Verão – 183 dias)	R$ 29.351,37	R$ 27.598,23	R$ 24.093,78	R$ 18.838,02

A observação dos dados expõe a limitação da metodologia MBPTT no que tange à consideração dos aspectos operacionais do sistema. Por utilizar as perdas

técnicas totais ao longo do dia em sua formulação, o MBPTT não consegue capturar as variações operacionais instantâneas geradas nos momentos de pico de injeção solar. Em consequência, o modelo atribui valor nulo ao valor não compensado para todos os NPs, resultando na compensação integral da energia injetada.

Em contrapartida, a Lei 14.300/2022 estabelece a cobrança baseada na aplicação progressiva de percentuais sobre a TUSD Fio B. Em 2023, o montante do valor não compensado evolui linearmente de R$ 0,37/dia no NP 1 para R$ 9,57/dia no NP 26. Ao alcançar o ano de 2028, a mesma injeção é penalizada com retenções diárias variando de R$ 2,21 a R$ 57,44.

No NP 26, o $V_{\text{nc,lei}}$ aumenta de R$ 9,57/dia em 2023 para R$ 28,72/ dia em 2025 e atinge R$ 57,44/dia em 2028. Essa aplicação regulatória reduz o valor efetivamente compensado pelo prossumidor em R$ 150,81/dia em 2023, caindo para R$ 131,66/dia em 2025 e chegando apenas R$ 102,94/dia em 2028, enquanto no MBPTT o valor compensado corresponde a R$ 160,39/dia.

Ao projetar esses custos para a sazonalidade da região, considerando todos os dias sejam caracterizados pelo clima ensolarado, a extensão do encargo financeiro torna-se ainda mais evidente durante o verão amazônico, período tipicamente compreendido entre julho e novembro totalizando 183 dias.

Assim, no NP 1, enquanto a metodologia MBPTT não impõe qualquer retenção no valor não compensado, a Lei 14.300/2022 resulta em encargo de R$ 67,71 em 2023, alcançando R$ 404,43 em 2028.

O impacto atinge a escala máxima no NP 26 no qual há maior sobrecarga no alimentador. Durante o ciclo sazonal de 183 dias, a perda de receita por energia retida sob a Lei 14.300/2022 evolui de R$ 1.751,31 em 2023 para R$ 5.255,76 em 2025, culminando em R$ 10.511,52 ao final da transição em 2028.

Em termos de receita efetivamente compensada pelo prossumidor localizado no NP 26 ao longo do verão amazônico, pelo MBPTT asseguraria retorno bruto de R$ 29.351,37 no período. Sob a égide da Lei 14.300/2022, esse benefício acumulado é degradado para R$ 27.598,23 em 2023, reduzindo-se a R$ 24.093,78 em 2025 e atingindo o patamar mínimo de R$ 18.838,02 em 2028. Essa perda acumulada de mais de R$ $10,5$ mil por prossumidor em único ciclo de verão.

6.4.2 Lei 14.300/2022 e o MBPTH

Para avaliar o desempenho do MBPTH sob o prisma regulatório da Lei 14.300/2022, analisa-se o comportamento do sinal econômico capturado minuto a minuto em função do avanço da penetração da GDFV. A Tabela 6.2 detalha os valores totais do valor não compensado, valor compensado ao longo do período transicional de 2023, 2025 e 2028. A Tabela B.2 no Anexo B apresenta todos os dados consolidados de forma detalhada.

Tabela 6.2: Comparativo dos resultados entre o MBPTH e Lei 14.300/2022.

Cenário de Penetração	**MBPTH**	**Lei 14.300 (2023)**	**Lei 14.300 (2028)**	**Divergência (2028)**
NP 1 a NP 20 (Alívio de Carga no Alimentador)				
Valor Não Compensado (V_{nc}/dia)	R$ 0,00	R$ 0,37 a R$ 9,21	R$ 2,21 a R$ 44,19	Penalização Sem Perda Física
Acumulado Verão (183 dias)	R$ 0,00	R$ 67,71 (NP 1)	R$ 8.086,77 (NP 20)	+R$ 8.086,77 (Sobretaxa)
NP 26 (Elevada Sobrecarga por Fluxo Reverso)				
Valor Não Compensado (V_{nc}/dia)	R$ 21,80	R$ 9,57	R$ 57,44	+R$ 35,64 / dia
Acumulado Verão (183 dias)	R$ 3.989,40	R$ 1.751,31	R$ 10.511,52	+R$ 6.522,12 (Sobretaxa)

Diferentemente da abordagem anterior, o modelo MBPTH demonstra sensibilidade à dinâmica operacional da rede. No intervalo entre o NP 1 e o NP 20, a energia injetada atua reduzindo o fluxo no alimentador, mantendo as perdas adicionais em zero. A partir do NP 21, contudo, a concentração de geração nos horários de pico provoca fluxo reverso, ocasionando que o MBPTH passe a alocar retenções crescentes por perdas físicas de R$ 0,17/dia no NP 21 até R$ 21,80/dia no NP 26.

A comparação com a Lei 14.300/2022 revela a inversão dinâmica ao longo do cronograma regulatório. Em 2023, nos níveis de penetração mais altos (NP 25 e NP 26), a cobrança regulatória no valor não compensado de R$ 9,21 e R$ 9,57/dia é insuficiente para cobrir o impacto físico real registrado pelo MBPTH, causando deltas negativos, indicando que a legislação não compensa o encargo técnico provocado pelo fluxo reverso nesses pontos críticos.

À medida que o escalonamento da lei avança, a dominância se altera. Em 2024, os dados apresentam para NP 26 delta não compensado no valor de R$ $-$ 2,66/dia. No NP 26, em 2028, a retenção da Lei atinge R$ 57,44/dia, enquanto o modelo MBPTH estabiliza a penalidade em R$ 21,80/dia, causando Δ_{nc} positivo de R$ 35,64/dia pago a menos pelo prossumidor.

Ao analisar essa dinâmica operacional para os 183 dias do verão amazônico, os impactos econômicos da divergência entre MBPTH e a Lei 14.300/2022 tornam-se

ainda mais evidentes.

Para NPs iniciais, onde o MBPTH identifica ausência de perdas técnicas adicionais, a aplicação da legislação impõe valor não compensado no período de verão variando de R$ 67,71 no NP 1 em 2023 até R$ 8.086,77 no NP 20 em 2028. Nessas condições, a legislação atua penalizando financeiramente a GDFV mesmo em cenários nos quais alivia a carga do alimentador.

Nos cenários de alta penetração, a análise sazonal evidencia a transição do sinal econômico. No NP 26, o modelo MBPTH mensura o impacto financeiro de R$ 3.989,40 ao longo dos 183 dias de verão. Em 2023, o valor não compensado pela Lei 14.300/2022 acumula apenas R$ 1.751,31, resultando em *déficit* de R$ $-$ 2.238,09.

Contudo, ao término da transição em 2028, o valor não compensado pela Lei 14.300/2022 no NP 26 atinge R$ 10.511,52. Ao confrontar esse montante com o encargo de R$ 3.989,40 calculado pelo MBPTH, verifica-se um saldo favorável ao prossumidor de R$ 6.522,12 em um único ciclo sazonal.

6.5 Considerações Finais

As análises deste capítulo avaliam os modelos de valoração propostos (MBPTT e MBPTH) em comparação com a estrutura regulatória da Lei nº 14.300/2022, considerando os impactos da GDFV em uma rede elétrica com 26 unidades consumidoras.

A aplicação do MBPTT evidencia as limitações da avaliação em base diária. Por calcular o balanço total de energia no intervalo diurno, o modelo registra a manutenção das perdas totais diárias com a presença da GDFV abaixo do caso base sem geração para todos os níveis de penetração. Em consequência, o MBPTT atribui valor nulo ao encargo não compensado ($V_{nc} = 0$), falhando na captura das elevações pontuais de corrente nos horários de pico solar.

O MBPTH, operando em resolução minutária, demonstra alta sensibilidade à dinâmica da rede. Entre o NP 1 e o NP 20, a geração local reduz o carregamento do circuito, mantendo o valor não compensado nulo. A partir do NP 21, o fluxo reverso eleva as perdas instantâneas em relação ao cenário nominal, levando o modelo à alocação de cobranças restritas aos intervalos de sobrecarga.

A comparação com a Lei nº 14.300/2022 revela divergências no sinal econômico repassado ao prossumidor. Enquanto a regra regulatória impõe tarifação contínua, o MBPTH condiciona a cobrança à efetiva degradação técnica da rede. Do NP 1 ao NP 20, a legislação sobretaxa a geração mesmo em cenários de redução líquida de perdas.

Capítulo 7

Conclusão

Diante do cenário global de transição energética, observa-se a rápida expansão da microgeração distribuída fotovoltaica no Brasil e a necessidade de um Marco Legal capaz de equilibrar os benefícios sistêmicos dos prossumidores com a sustentabilidade financeira das concessionárias. Este estudo analisa o impacto técnico e econômico da inserção da GDFV em Rede de Distribuição de Baixa Tensão, sob a realidade regulatória da Lei nº 14.300/2022. A problemática central foca na cobrança da componente tarifária Fio B, cuja transição carece de fundamentação técnica vinculando custos de infraestrutura aos ganhos operativos reais da geração próxima à carga.

A metodologia fundamenta-se em uma abordagem quantitativa e analítica, estruturada pela integração entre simulações de fluxo de potência e modelagem econômica. Utilizando o simulador *Open*DSS e a linguagem *Python*, a abordagem técnica adota como objeto de análise uma rede real de baixa tensão em Belém (PA), contendo modelagem de ativos físicos, perfis de carga residenciais e iluminação pública.

O processo de simulação ocorre de forma iterativa para representar a evolução do sistema sob diferentes NPs. Partindo do cenário de referência sem GD, o algoritmo desenvolvido insere progressivamente unidades de geração de 2 kW em cada residência. Para cada nível de inserção, o sistema executa o fluxo de potência e extrai grandezas elétricas, identificando a capacidade de hospedagem do alimentador.

Paralelamente, a metodologia contempla a abordagem regulatória voltada à valoração econômica da energia. Sob diretrizes da Lei nº 14.300/2022, o estudo

simula cenários de faturamento para o horizonte 2025-2028, aplicando percentuais escalonados sobre o Fio B. Esta etapa permite confrontar o montante financeiro retido pela concessionária com o comportamento físico da rede, servindo de base ao cálculo de créditos e à identificação de assimetrias entre custo imposto e benefício técnico entregue.

Além disso, ferramentas estatísticas validam os resultados e fundamentam a proposta de justiça tarifária. Por meio de *boxplots* e do Coeficiente de Correlação de *Pearson*, quantifica-se a interdependência entre injeção de excedentes e mitigação de perdas. Tal análise permite interpretar criticamente os dados, comprovando a inadequação da estrutura de cobrança vigente em refletir os impactos operativos da microgeração na infraestrutura.

Os resultados obtidos comprovam a atuação da microgeração fotovoltaica no ambiente de baixa tensão não prioritariamente como elemento causador de degradação da rede, mas como vetor de otimização operacional até determinados limites de penetração. Especificamente, verifica-se o surgimento de um ponto de mínima na curva de perdas técnicas diárias entre o NP 19 e o NP 22, reduzindo as perdas do sistema de 6,5 kWh no cenário base para 5,10 kWh/dia nas condições ótimas de operação. Ultrapassado o limite da CH no NP 22, o fluxo reverso massivo passa a elevar ascendentemente as perdas técnicas e a sobrecarregar o transformador.

Apesar dessa contribuição operacional mensurável, a análise de correlação revela a principal inconsistência da regulação vigente, a energia injetada de GDFV apresenta forte correlação negativa com as perdas técnicas ($\rho = -0,759$), evidenciando a redução do estresse da rede nos horários de pico solar pelo aumento da injeção. Em contrapartida, a estrutura tarifária do Fio B aplica penalidade linear e crescente ($\rho = 1,000$), desvinculada da física da rede, nos momentos no qual a GDFV está aliviando o sistema elétrico.

Para solucionar essa assimetria, propõem-se dois modelos de cobrança alternativos. O MBPTT, por adotar balanço escalar diário agregado, indica a manutenção das perdas técnicas com GDFV em patamares inferiores ao caso base sem GDFV em quase a totalidade dos cenários, resultando em valor não compensado nulo para a rede elétrica analisada. O MBPTH, por sua vez, demonstra alta precisão ao capturar dinamicamente as perdas minuto a minuto. O MBPTH isenta a cobrança nos

momentos de alívio da rede promovidos pela GDFV e aplica a valoração financeira unicamente durante os picos de fluxo reverso excedentes ao patamar de perdas da rede sem GDFV.

O contraste numérico identificado no cenário do verão amazônico (NP 26, ano de 2028) expõe a distorção, enquanto a retenção acumulada pela regra de transição da Lei nº 14.300/2022 cobra R$ 10.511,52 no NP, a valoração baseada no impacto técnico real do MBPTH aponta a responsabilidade de apenas R$ 3.989,40. O percentual cobrado, superior a 160%, sugere o foco no recolhimento de receitas, em detrimento da compensação justa pelo uso da rede, atribuindo ao prossumidor o encargo acima do seu impacto real.

Por outro lado, a análise não descarta os desafios operativos associados ao avanço da microgeração. Ultrapassado o limite no NP 22, o predomínio do fluxo reverso passa a elevar as perdas técnicas e a provocar sobrecargas. Contudo, a resposta a esse fenômeno evita a penalização tarifária antecipada, priorizando a adoção de mecanismos de sinalização econômica dinâmica, a exemplo do modelo MBPTH. Ao capturar a operação minuto a minuto, o MBPTH isenta o prossumidor nos períodos de alívio e tarifa pontualmente os excessos sobrecarregadores do sistema, promovendo justiça tarifária e alinhamento de incentivos.

7.1 Propostas para Trabalhos Futuros

Para o aprofundamento das discussões e expansão do escopo técnico desta pesquisa, sugerem-se as seguintes frentes de investigação:

- **Implementação de Análise Probabilística e Simulação de Monte Carlo:** Incorporar metodologias probabilísticas para contemplar as incertezas estocásticas associadas à GDFV e dos perfis de consumo residencial;
- **Integração de Sistemas de Armazenamento por Baterias (BESS):** Investigar o impacto da adição de baterias residenciais na atenuação dos picos de fluxo reverso, avaliando o potencial de redução do encargo;
- **Análise do Perfil de Tensão:** Incorporar à valoração econômica as violações de limites regulatórios de tensão;

- **Prototipagem de Medição Inteligente (*Smart Meters*):** Desenvolver a implementação em *hardware* de algoritmos de tarifação dinâmica em tempo real fundamentados na metodologia MBPTH.

7.2 Trabalhos Publicados

Em 2025 realizou-se as publicações dos seguintes trabalhos no XX Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente (SBAI) e XII Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE) realizado na cidade de São João del-Rei, Minas Gerais, Brasil:

- ARA, Caroline; SOUSA, Kamila Gomes de; SILVA, Luiz Eduardo Sales e; VIEIRA; João Paulo Abreu. Estudo Probabilístico para Quantificação das Perdas Técnicas e da Capacidade de Hospedagem de Sistemas Fotovoltaicos Distribuídos sob Condições Climáticas Variáveis em RDBTs. SBSE, 2025 (Ara *et al.*, 2025);

- REZENDE, Gabriel; SOUSA, Kamila Gomes de; SILVA, Luiz Eduardo Sales e; MEDEIROS, Renan L. P. Ferramenta Computacional para Modelagem e Validação Automática de RDBTs da BDGD para Estudos Estáticos e Temporais em Sistemas Elétricos de Potência. SBSE, 2025 (Rezende *et al.*, 2025);

Além disso, em 2026, o trabalho SOUSA, Kamila et al. Análise Técnica e Econômica da Geração Distribuída Fotovoltaica em Redes de Distribuição de Baixa Tensão sob a Lei 14.300/2022 Considerando Benefícios Técnicos e Cobrança da TUSD Fio B está aceito no Congresso Brasileiro de Automática (CBA) a ser apresentado entre os dias 06 e 09 de outubro de 2026.

Referências

ADAJAH, Y. Y. *et al.* Distributed Generation (DG): A Review. *In:* 2021 1st International Conference on Multidisciplinary Engineering and Applied Science (ICMEAS). [*S. l.: s. n.*], 2021. p. 1–5. DOI: 10.1109/ICMEAS52683.2021.9692353.

ANEEL. **PRORET - Procedimentos de Regulação Tarifária: Submódulo 2.1 Procedimentos Gerais**. [*S. l.*], 2024. Resolução Normativa nº 1.091/2024. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20241091_Proret_Submod_2.1_V_2.4.pdf.

ANEEL. **PRORET - Procedimentos de Regulação Tarifária: Submódulo 2.2 Custos Operacionais**. [*S. l.*], 2025. Resolução Normativa nº 1.121/2015. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20251121_Proret_Submd_2.2_V_5.0.pdf.

ANEEL. **PRORET - Procedimentos de Regulação Tarifária: Submódulo 2.5 Fator X**. [*S. l.*], 2024. Resolução Normativa nº 1.091/2024. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20241091_Proret_Submod_2.5_V_4.1.pdf.

ANEEL. **PRORET - Procedimentos de Regulação Tarifária: Submódulo 2.7 Outras Receitas**. [*S. l.*], 2024. Resolução Normativa nº 1.091/2024. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20241091_Proret_Submodulo_2.7_V_2.3.pdf.

ANEEL. **Aprimoramento dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST: Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica**. Brasília, 2011. Acesso em: 28 out. 2025. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aap2011042.pdf.

ANEEL. **Audiência Pública nº 001/2019: Obter subsídios para a Análise de AIR sobre o aprimoramento das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída**. Brasília, DF, 2019. Disponível em: https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/audiencias-publicas-antigas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=1&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideParticipacaoPublica=2301. Acesso em: 31 maio 2026.

ANEEL. **Audiência Pública nº 026/2015: Revisão das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída**. [*S. l.: s. n.*], 2015. https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/audiencias-publicas-antigas. Acesso em: 15 abril de 2026.

ANEEL. **Consulta 025/2019: Anexo 1 - Temas das Contribuições para REN**. Brasília, DF: [*s. n.*], 2021. Disponível em: https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p_auth=B1m413nC&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: 27 maio 2026.

ANEEL. **Contribuições à Consulta Pública nº 005/2014, sobre geração distribuída acima de 1 MW**. Brasília, DF: [*s. n.*], 2014. Disponível em: https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/audiencias-publicas-antigas. Acesso em: 26 maio 2026.

ANEEL. **Modalidades Tarifárias**. [*S. l.: s. n.*], 2022. Disponível em: https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/entenda-a-tarifa/modalidades-tarifarias. Acesso em: 31 ago. 2025.

ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST: Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica**. Brasília, 2010. Acesso em: 28 out. 2025. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/acp2010015.pdf.

ANEEL. **Procedimentos de Regulação Tarifária: Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica. Submódulo 7.1**. [*S. l.: s. n.*], 2023. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20231060_2_1.pdf. Acesso em: 31 ago. 2025.

ANEEL. **PRODIST: Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – Módulo 1: Glossário de Termos Técnicos**. Brasília: ANEEL, 2021. Anexo I da Resolução Normativa ANEEL nº 956, de 7 de dezembro de 2021. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20231059.pdf.

ANEEL. **PRORET: Procedimentos de Regulação Tarifária**. Brasília, DF: [*s. n.*], 2026. Disponível em: https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/proret. Acesso em: 26 maio 2026.

ANEEL. **PRORET: Submódulo 2.3 – Base de Remuneração Regulatória**. Brasília, DF, 2022. Versão 2.0C. Disponível em: https://git.aneel.gov.br/publico/centralconteudo/-/raw/main/procreg/proret/modulo02/subm2.3/Proret_Submod_2.3_V_2.0C_aren20221003.pdf.

ANEEL. **Resolução Normativa ANEEL nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021**. [*S. l.: s. n.*], 2021. https://www.aneel.gov.br. Estabelece as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica.

ANEEL. **Resolução Normativa Nº 1.059, de 7 de fevereiro de 2023**. [*S. l.: s. n.*], 2023. Diário Oficial da União. Aprimora as regras para a conexão e o faturamento de centrais de MMGD em sistemas de distribuição de energia elétrica, bem como as regras do SCEE [...] e dá outras providências. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20231059.html.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 1.059, de 7 de fevereiro de 2023**. Brasília, DF, fev. 2023. Diário Oficial da União, Seção 1, p. 55. Disponível em: https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/resolucao-normativa-aneel-n-1.059-de-7-de-fevereiro-de-2023-463828999. Acesso em: 17 abr. 2026.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010**. [*S. l.: s. n.*], 2010. Diário Oficial da União. Estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf. Acesso em: 23 ago. 2025.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012**. [*S. l.: s. n.*], 2012. Diário Oficial da União. Estabelece as condições gerais para o acesso de MMGD aos sistemas de distribuição de energia elétrica e cria o SCEE. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf. Acesso em: 23 ago. 2025.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 502, de 7 de agosto de 2012**. [*S. l.: s. n.*], 2012. Diário Oficial da União. Regulamenta sistemas de medição de energia elétrica de unidades consumidoras do Grupo B. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/atren2012502.pdf. Acesso em: 23 ago. 2025.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015**. [*S. l.: s. n.*], 2015. Diário Oficial da União. Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, que estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica. Disponível em: `https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf`. Acesso em: 23 ago. 2025.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 724, de 31 de maio de 2016**. [*S. l.: s. n.*], 2016. Diário Oficial da União. Aprova revisões dos Módulos 3 e 5 dos PRODISTs e altera as Resoluções Normativas Nº 395/2009, Nº 414/2010 e Nº 506/2012. Disponível em: `https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2016724.pdf`. Acesso em: 23 ago. 2025.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 745, de 22 de novembro de 2016**. [*S. l.: s. n.*], 2016. Diário Oficial da União. Altera a Resolução Normativa nº 77, de 18 de agosto de 2004, que estabelece procedimentos vinculados à redução das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, e dá outras providências. Disponível em: `https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2016745.pdf`. Acesso em: 23 ago. 2025.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 77, de 18 de agosto de 2004**. [*S. l.: s. n.*], 2004. Diário Oficial da União. Estabelece os procedimentos vinculados à redução das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, para empreendimentos hidrelétricos e aqueles com base em fonte solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada. Disponível em: `https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2004077.pdf`. Acesso em: 23 ago. 2025.

ANEEL. **Revisão das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída – Resolução Normativa nº 482/2012: Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 0004/2018- SRD/SCG/SMA/ANEEL**. Brasília, DF, 2018. Disponível em: `https://antigo.aneel.gov.br/documents/656877/18485189/6+Modelo+de+AIR+-`

+SRD+-+Gera%C3%A7%C3%A3o+Distribuida.pdf/769daa1c-51af-65e8-e4cf-24eba4f965c1. Acesso em: 15 abr. 2026.

ARA, C. *et al.* Estudo Probabilístico para Quantificação das Perdas Técnicas e da Capacidade de Hospedagem de Sistemas Fotovoltaicos Distribuídos sob Condições Climáticas Variáveis em RDBTs. *In:* ANAIS do XVI Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente (SBAI). [*S. l.*]: SBA, 2025. p. 1–7. Disponível em: https://ojs.sba.org.br/index.php/sbai/article/view/5115.

AUSTRALIAN GOVERNMENT. **Electricity pricing plans and tariffs**. [*S. l.: s. n.*], 2026. https://www.energy.gov.au/solar/financial-benefits-solar/electricity-pricing-plans-and-tariffs. Acessado em: 25 de abril de 2026.

BALESTRA, G. d. C. **Modelos de negócio para empresas de distribuição de energia elétrica: criar, entregar e capturar valor da geração distribuída**. 2022. Diss. (Mestrado) – Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Foz do Iguaçu-PR. Disponível em: Dispon%C3%ADvel%20em:%20%5Curl%7Bhttps://tede.unioeste.br/handle/tede/6075%7D.%20Acesso%20em:%2023%20ago.%202025.

BRASIL. **Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004**. [*S. l.: s. n.*], 2004. Diário Oficial da União. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões de geração de energia elétrica e dá outras providências. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.htm. Acesso em: 23 ago. 2025.

BRASIL. **Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004**. [*S. l.: s. n.*], 2004. Diário Oficial da União. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/l10.848.htm. Acesso em: 23 ago. 2025.

BRASIL. **Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012**. [*S. l.: s. n.*], 2012. Diário Oficial da União. Dispõe sobre a concessão de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica e sobre a redução dos encargos setoriais, entre outras providências. Convertida na Lei nº 12.783/2013. Disponível em: `https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2012/mpv/579.htm`. Acesso em: 23 ago. 2025.

BREYER, C. *et al.* On the History and Future of 100% Renewable Energy Systems Research. **IEEE Access**, v. 10, p. 78176–78218, 2022. DOI: `10.1109/access.2022.3193402`.

CÂMARA DOS DEPUTADOS, B. **Projeto de Lei nº 4.831, de 2023. Altera a Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995 e a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, e dá outras providências**. [*S. l.: s. n.*], 2023. Disponível em: `https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=2393677`. Acesso em: 9 jul. 2026.

CÂMARA DOS DEPUTADOS, B. **Projeto de Lei nº 5.829/2019: Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o SCEE e o PERS**. [*S. l.: s. n.*], 2019. Disponível em: `https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=2228151`. Acesso em: 31 maio 2026.

CHEN, J. Identification of Distribution Feeder-Transformer Relationship Based on Pearson Correlation Coefficient. *In:* 2026 2nd International Conference on Electrical Automation and Artificial Intelligence (ICEAAI). [*S. l.: s. n.*], 2026. p. 1011–1014.

DA SILVA, J. F. **Análise de correlação e regressão linear e sua importância para o Ensino Médio**. 2024. Dissertação (Mestrado) – Universidade Estadual de Maringá, Centro de Ciências Exatas, Departamento de

Matemática, Maringá. Orientador: Prof. Dr. Rodrigo Martins. Programa de Mestrado Profissional em Matemática em Rede Nacional - PROFMAT.

DANTAS, G. *et al.* Locational signal methodology for distributed energy resources. **IET Conference Proceedings**, v. 2025, p. 1803–1807, 14 2025. DOI: 10.1049/icp.2025.1927. eprint: https://digital-library.theiet.org/doi/pdf/10.1049/icp.2025.1927. Disponível em: https://digital-library.theiet.org/doi/abs/10.1049/icp.2025.1927.

DIAS, I. M. *et al.* O impacto da geração distribuída no cálculo de perdas técnicas: Um estudo baseado em metodologias aplicadas pela distribuidora. *In:* SEMINÁRIO Nacional de Distribuição de Energia Elétrica (SENDI). [*S. l.: s. n.*], 2025. p. 1–8. Tema: Planejamento da Expansão.

DOUKAS, H. ENERGY TRANSITIONS, INTELLIGENCE AND BIG DATA: Towards a prosumer concept with energy autonomy. *In:* 2022 13th International Conference on Information, Intelligence, Systems & Applications (IISA). [*S. l.: s. n.*], 2022. p. 1–5. DOI: 10.1109/IISA56318.2022.9904415.

ENESCU, B. *et al.* Energy Tariff Policies for Renewable Energy Development: Comparison between Selected European Countries and Sri Lanka. **Energies**, MDPI, v. 16, n. 4, p. 1727, fev. 2023. DOI: 10.3390/en16041727. Disponível em: https://doi.org/10.3390/en16041727.

EPE. **Balanço Energético Nacional 2025: Ano base 2024**. Rio de Janeiro, 2025. Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2025. Acesso em: 23 ago. 2025.

EPE. **Painel da Geração Distribuida**. [*S. l.: s. n.*], 2025. Painel interativo de projeções da Geração Distribuída. Acesso em: 26 abr. 2026. Disponível em: https://dashboard.epe.gov.br/apps/pdgd/.

EPRI. **What is OpenDSS?** [*S. l.: s. n.*], 2023. Documento técnico online. Acessado em: 12 de abril de 2026. Disponível em: https://www.epri.com/.

ETCHEBEHERE, V. S.; MARANGON LIMA, J. W. Locational Tariff Structure for Radial Network Fixed Costs in a DER Context. **IEEE Access**, v. 10, p. 597–607, 2022. DOI: 10.1109/ACCESS.2021.3137092.

FANOS, B. N. F. *et al.* Modern Active Voltage Control in Distribution Networks, including Distributed Generation, Using the Hardware-in-the-Loop Technique. **Symmetry**, v. 15, n. 1, 2023. ISSN 2073-8994. DOI: 10.3390/sym15010090. Disponível em: https://www.mdpi.com/2073-8994/15/1/90.

GLOBAL ENERGY ALLIANCE FOR PEOPLE AND PLANET. **Caminhos para a Justiça Tarifária no Setor Elétrico Brasileiro**. [*S. l.*], maio 2025. Acesso em: 24 abr. 2026. Disponível em: https://energyalliance.org/wp-content/uploads/2025/05/PT-05.05.2025-Caminhos-para-a-Justica-Tarifaria-no-Setor-Eletrico-Brasileiro.pdf.

GRUPO ENERGISA. **Contribuição ao Processo de Audiência Pública nº 001/2019: Análise de Impacto Regulatório - AIR sobre o aprimoramento das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída (Resolução nº 482/12)**. Brasil, abr. 2019.

HELENO, M.; TAREKEGNE, B.; PARVANIA, M. Energy for all: Energy Equity and Justice in Power Systems [Guest Editorial]. **IEEE Power and Energy Magazine**, v. 22, n. 4, p. 16–17, 2024. DOI: 10.1109/MPE.2024.3415055.

IEA. **Global Energy Review 2026**. Paris, 2026. Disponível em: https://iea.blob.core.windows.net/assets/df903e1c-49c6-4757-8cbf-6fbcfe7611a0/GlobalEnergyReview2026.pdf. Acesso em: 27 maio 2026.

IEA. **Unlocking the Potential of DERs: Power system opportunities and best practices**. Paris, 2022. Disponível em: https://iea.blob.core.windows.net/assets/3520710c-c828-4001-911c-ae78b645ce67/UnlockingthePotentialofDERs_Powersystemopportunitiesandbestpractices.pdf. Acesso em: 27 maio 2026.

IEC. **IEC 60050 - Vocabulário Eletrotécnico Internacional**. [*S. l.: s. n.*]. Acessado em: 04 jul. 2025. Disponível em: https://www.electropedia.org/iev/iev.nsf/display?openform&ievref=617-04-09.

IGLESIAS, C. R. **Sistemas fotovoltaicos residenciais no Brasil: uma análise técnico-econômica sob a perspectiva de prosumidores e distribuidoras**. 2021. Diss. (Mestrado) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro-RJ. Disponível em: https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/56843/56843.PDF. Acesso em: 24 ago. 2025.

IRENA. **Renewable Capacity Highlights**. Abu Dhabi: [*s. n.*], mar. 2026. Acessado em: 6 maio 2026. Disponível em: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2026/Mar/IRENA_DAT_RE_capacity_highlights_2026.pdf.

JOSHI, P.; RAO, A. B.; BANERJEE, R. Thinking Beyond Net Metering: A Value of Solar Framework Based on Aggregate Revenue Requirement for Grid-Connected Rooftop PV Systems in India. *In:* 2024 IEEE 52nd Photovoltaic Specialist Conference (PVSC). [*S. l.: s. n.*], 2024. p. 828–832. DOI: 10.1109/PVSC57443.2024.10748836.

KHAN, H. A. U.; ÜNEL, B.; DVORKIN, Y. Electricity Tariff Design via Lens of Energy Justice. **Omega**, Elsevier, v. 117, p. 102819, 2023. ISSN 0305-0483. DOI: https://doi.org/10.1016/j.omega.2022.102819.

KUMAR, H.; KHATOD, D. K. A Game Theory Based Approach to Investigate Cross-Subsidy in Loss Allocation in Power Distribution Network. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 61, n. 2, p. 2047–2056, 2025. DOI: 10.1109/TIA.2024.3515005.

LIMA, D. A.; TEIXEIRA, R. S.; CONTRERAS, J. Min-Min Distribution Tariff Allocation for a Demand Response Program. **Social Science Research Network**, v. 1, n. 4489738, 2023. DOI: 10.2139/ssrn.4489738. Disponível em: https://ssrn.com/abstract=4489738.

MAGADUM, R. B.; KULKARNI, D. Efficiency Enrichment of Electrical Networks with Different types of Dispersed Generation. *In:* 2022 4th International Conference on Smart Systems and Inventive Technology (ICSSIT). [*S. l.: s. n.*], 2022. p. 620–623. DOI: 10.1109/ICSSIT53264.2022.9716392.

MICALLEF, A.; SPITERI-STAINES, C.; LICARI, J. Voltage regulation in low voltage distribution networks with unbalanced penetrations of photovoltaics and battery storage systems. **IET Smart Grid**, v. 7, n. 3, p. 264–276, 2024. DOI: https://doi.org/10.1049/stg2.12155. eprint: https://ietresearch.onlinelibrary.wiley.com/doi/pdf/10.1049/stg2.12155. Disponível em: https://ietresearch.onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1049/stg2.12155.

MORETTIN, P. A.; OLIVEIRA BUSSAB, W. de. **Estatística Básica**. 6. ed. São Paulo: Saraiva, 2010. Inclui Bibliografia. ISBN 978-85-02-08177-2.

MURARI, K. *et al.* Advanced Distribution Use of Network Pricing Method for Equitable Cost Allocation in Distributed Energy Resources Integrated Power

Systems. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 61, n. 6, p. 8688–8702, 2025. DOI: 10.1109/TIA.2025.3575549.

NETO, J. V. *et al.* Estudo dos impactos na viabilidade econômico financeira a partir dos impactos na revisão da norma sobre a geração distribuída fotovoltaica. *In:* ANAIS do VII Congresso Brasileiro de Energia Solar - CBENS. Gramado, RS: ABENS, 2018. p. 1–11. Publicado em 2020.

ONS. **O Sistema em Números**. Brasília, DF: [*s. n.*], 2026. Disponível em: https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros. Acesso em: 28 abr. 2026.

PIRES, A. L. G. *et al.* Optimizing hybrid systems and energy storage: Self-sufficiency and economic viability under metering policy changes. **Energy**, v. 335, 2025. Cited by: 1. DOI: 10.1016/j.energy.2025.138258. Disponível em: https://www.scopus.com/inward/record.uri?eid=2-s2.0-105014933293&doi=10.1016%2fj.energy.2025.138258&partnerID=40&md5=9f523a60c82bc2db990e7ea3b59203ae.

PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL. **Lei Nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022**. [*S. l.: s. n.*], 2022. Diário Oficial da União. Institui o marco legal da MMGD, o SCEE e o PERS. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/l14300.htm.

PYTHON SOFTWARE FOUNDATION. **Python**. [*S. l.: s. n.*], 2026. https://www.python.org/. Acessado em: 13 de abril de 2026.

PYTHON SOFTWARE FOUNDATION. **Python interface for controlling OpenDSS Powered by EPRI**. [*S. l.: s. n.*], 2026. https://pypi.org/project/py-dss-interface/. Acessado em: 13 de abril de 2026.

REY, M.; GIUSTO, A. Impact of Distributed Photovoltaic Generation and Energy Storage on the Technical Losses of Low Voltage Distribution Networks. *In:* 2023 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT-LA). [*S. l.: s. n.*], 2023. p. 275–279. DOI: 10.1109/ISGT-LA56058.2023.10328262.

REZENDE, G. *et al.* Ferramenta Computacional para Modelagem e Validação Automática de RDBTs da BDGD para Estudos Estáticos e Temporais em Sistemas Elétricos de Potência. *In:* ANAIS do XVI Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente (SBAI). [*S. l.*]: SBA, 2025. p. 1–8. Disponível em: https://ojs.sba.org.br/index.php/sbai/article/view/5481.

SANCHEZ-LOPEZ, M. *et al.* Tariff Schemes and Socioeconomic Factors in Equilibrium Analysis of DER Investments. **IEEE Transactions on Energy Markets, Policy and Regulation**, v. 3, n. 4, p. 393–407, 2025. DOI: 10.1109/TEMPR.2025.3600063.

SANTOS, B. S. B. D. R. P. d.; JUNQUEIRA, C. M. d. S. Impactos da Geração Distribuída Fotovoltaica na Qualidade de Energia Elétrica e Operação em Redes de Distribuição. *In:* PROCEEDINGS do SBAI-SBSE 2025. [*S. l.: s. n.*], ago. 2025. (Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente). DOI: 10.29327/1842969.1-22. Disponível em: https://doi.org/10.29327/1842969.1-22.

SILVA, A. V. d.; RATO, T. A. T. Navigating the transition: The impacts of electricity tariff regulation on distributed generation in Brazil. **Utilities Policy**, Elsevier, Campinas e São Paulo, v. 86, p. 101700, 2024. DOI: https://doi.org/10.1016/j.jup.2023.101700.

SILVA, L. E. S. **Combined PV-PEV Hosting Capacity Analysis in Low-Voltage Distribution Networks**. 2022. f. 163. Diss. (Mestrado) – Universidade Federal do Pará, Belém, PA.

SOURCEFORGE. **OpenDSS**. [*S. l.: s. n.*], 2026. `https://sourceforge.net/projects/electricdss/files/stats/map`. Acessado em: 12 de abril de 2026.

SOUZA, J. P. A.; FERREIRA, J. K.; CAMPOS, G. E. M. Uso do OpenDSS em aplicações reais para concessionárias de energia. *In:* 1. ANAIS do Congresso Brasileiro de Automática - CBA. [S.l.]: [s.n.], 2020. v. 2. (Proceedings CBA, 1), p. 1–7.

SOUZA, P. V. B. de *et al.* DG Locational Value in Distribution Systems Considering Reliability via Cooperative Game Theory. **IEEE Transactions on Energy Markets, Policy and Regulation**, v. 1, n. 4, p. 336–347, 2023. DOI: `10.1109/TEMPR.2023.3281392`.

SOUZA NUNES, R. de. **Estudo dos custos gerados em RDBTs sob operação conjunta de GDFV e VE sujeitos aos controles Volt-Watt e Volt-VAr**. 2024. f. 115. Diss. (Mestrado) – Universidade Federal do Amazonas, Manaus, AM.

ZILLES, R. *et al.* **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica**. São Paulo: Oficina de Textos, 2012. v. 1. (Coleção aplicações da energia solar fotovoltaica). eISBN 978-85-7975-235-3. ISBN 978-85-7975-052-6.

Anexo A

Modelagem da Rede Elétrica

Código A.1: Modelagem da Rede Elétrica em OpenDSS.

```
Clear

!----------Barramento de Entrada do Circuito--------

New circuit.REDE1
~ basekv=13.8 bus1=MT1 pu=1.015 phases=3 mvasc1=600e10
   mvasc3=600e10

!------------------Curvas de Carga-----------------
New LoadShape.IP10000 npts=24.000000 interval=1.000000
~ mult = ( 1.000000 1.000000 1.000000 1.000000 1.000000
   1.000000 0.000000 0.000000 0.000000 0.000000 0.000000
   0.000000 0.000000 0.000000 0.000000 0.000000 0.000000
   1.000000 1.000000 1.000000 1.000000 1.000000 1.000000
   1.000000)

new loadshape.demand3 npts=1440 minterval=1 csvfile=
   dados2.csv action=normalize

!------------------Shape do gerador FV -----------------
```

```
new loadshape.PVshape5 npts=1440 minterval=1 csvfile=
   pvperfis/pv_enso2.txt action=normalize

!------------Declaracao dos Cabos--------------

New wiredata.1000000 Runits=km Rac=0.306 GMRunits=m GMRac
   =0.0055     Radunits=m Diam=0.01431 Emergamps=365
New wiredata.1000001 Runits=km Rac=0.975 GMRunits=m GMRac
   =0.00308    Radunits=m Diam=0.00801 Emergamps=175
New wiredata.1000002 Runits=km Rac=1.551 GMRunits=m GMRac
   =0.00244    Radunits=m Diam=0.00636 Emergamps=130
New wiredata.1000003 Runits=km Rac=0.732 GMRunits=m GMRac
   =0.01395    Radunits=m Diam=0.0279  Emergamps=80
New wiredata.1000004 Runits=km Rac=0.613 GMRunits=m GMRac
   =0.00388    Radunits=m Diam=0.01011 Emergamps=240
New Wiredata.1000005 Runits=km Rac=1.442 GMRunits=m GMRac
   =0.002334   Radunits=m Diam=0.0060  Emergamps=51
New Wiredata.1000006 Runits=km Rac=1.442 GMRunits=m GMRac
   =0.0024118 Radunits=m Diam=0.0062  Emergamps=51

! Condutores nus
New wiredata.1000007 Runits=km Rac=0.3165 GMRunits=m
   GMRac=0.00481     Radunits=m Diam=0.01326 Emergamps=328
New wiredata.1000008 Runits=km Rac=0.6375 GMRunits=m
   GMRac=0.00339     Radunits=m Diam=0.00936 Emergamps=210
New wiredata.1000009 Runits=km Rac=1.0145 GMRunits=m
   GMRac=0.00269     Radunits=m Diam=0.00741 Emergamps=155
New wiredata.1000010 Runits=km Rac=1.6119 GMRunits=m
   GMRac=0.00588     Radunits=m Diam=0.00588 Emergamps=116

! Condutores Isolados
```

```
New wiredata.1000011 Runits=km Rdc=0.3424 GMRunits=m
   Radunits=m Diam=0.01680 Emergamps=268
New wiredata.1000012 Runits=km Rdc=0.5787 GMRunits=m
   Radunits=m Diam=0.01335 Emergamps=190
New wiredata.1000013 Runits=km Rdc=0.8327 GMRunits=m
   Radunits=m Diam=0.01140 Emergamps=152
New wiredata.1000014 Runits=km Rdc=1.1201 GMRunits=m
   Radunits=m Diam=0.01020 Emergamps=126
New wiredata.1000015 Runits=km Rdc=1.5390 GMRunits=m
   Radunits=m Diam=0.00880 Emergamps=104

!------Configuracao da geometria dos condutores------

New linegeometry.1-C17130402-ABCN nconds=4.000000 nphases
   =3.000000
~ cond=1.000000 wire=1000000 units=m x=0 h=8.8
~ cond=2.000000 wire=1000000 units=m x=0 h=8.6
~ cond=3.000000 wire=1000000 units=m x=0 h=8.4
~ cond=4.000000 wire=1000001 units=m x=0 h=9
!Reduce=Yes

New linegeometry.1-C17130410-ABCN nconds=4.000000 nphases
   =3.000000
~ cond=1.000000 wire=1000000 units=m x=0 h=8.8
~ cond=2.000000 wire=1000000 units=m x=0 h=8.6
~ cond=3.000000 wire=1000000 units=m x=0 h=8.4
~ cond=4.000000 wire=1000004 units=m x=0 h=9
!Reduce=Yes

New linegeometry.2-C17130402-ABCN nconds=4.000000 nphases
   =3.000000
~ cond=1.000000 wire=1000001 units=m x=0 h=8.8
```

```
~ cond=2.000000 wire=1000001 units=m x=0 h=8.6
~ cond=3.000000 wire=1000001 units=m x=0 h=8.4
~ cond=4.000000 wire=1000002 units=m x=0 h=9
!Reduce=Yes

New linegeometry.1-C17130401-ABCN nconds=4.000000 nphases
   =3.000000
~ cond=1.000000 wire=1000000 units=m x=0 h=8.8
~ cond=2.000000 wire=1000000 units=m x=0 h=8.6
~ cond=3.000000 wire=1000000 units=m x=0 h=8.4
~ cond=4.000000 wire=1000001 units=m x=0 h=9
!Reduce=Yes

New linegeometry.RAMAL nconds=4.000000 nphases=3.000000
~ cond=1.000000 wire=1000003 units=m x=0 h=5.8
~ cond=2.000000 wire=1000003 units=m x=0 h=5.6
~ cond=3.000000 wire=1000003 units=m x=0 h=5.4
~ cond=4.000000 wire=1000003 units=m x=0 h=6
Reduce=Yes

New linegeometry.RAMAL2 nconds=4.000000 nphases=3.000000
~ cond=1.000000 wire=1000005 units=m x=0 h=6.00
~ cond=2.000000 wire=1000005 units=m x=0 h=6.01
~ cond=3.000000 wire=1000005 units=m x=0 h=6.02
~ cond=4.000000 wire=1000006 units=m x=0 h=6.03
Reduce=Yes

! Geometria para condutores NUS

New linegeometry.OXLIP nconds=4.000000 nphases=3.000000
~ cond=1.000000 wire=1000007 units=m x=0 h=6.5
~ cond=2.000000 wire=1000007 units=m x=0 h=6.7
```

```
~ cond=3.000000 wire=1000007 units=m x=0 h=6.9
~ cond=4.000000 wire=1000007 units=m x=0 h=7.1
!Reduce=Yes

New linegeometry.POPPY nconds=4.000000 nphases=3.000000
~ cond=1.000000 wire=1000008 units=m x=0 h=6.5
~ cond=2.000000 wire=1000008 units=m x=0 h=6.7
~ cond=3.000000 wire=1000008 units=m x=0 h=6.9
~ cond=4.000000 wire=1000008 units=m x=0 h=7.1
!Reduce=Yes

New linegeometry.IRIS nconds=4.000000 nphases=3.000000
~ cond=1.000000 wire=1000009 units=m x=0 h=6.5
~ cond=2.000000 wire=1000009 units=m x=0 h=6.7
~ cond=3.000000 wire=1000009 units=m x=0 h=6.9
~ cond=4.000000 wire=1000009 units=m x=0 h=7.1
!Reduce=Yes

New linegeometry.ROSE nconds=4.000000 nphases=3.000000
~ cond=1.000000 wire=1000010 units=m x=0 h=6.5
~ cond=2.000000 wire=1000010 units=m x=0 h=6.7
~ cond=3.000000 wire=1000010 units=m x=0 h=6.9
~ cond=4.000000 wire=1000010 units=m x=0 h=7.1
!Reduce=Yes

!Geometria para condutores isolados

New linegeometry.QUAD-120 nconds=4.000000 nphases
   =3.000000
~ cond=1.000000 wire=1000011 units=m x=0 h=6.00
~ cond=2.000000 wire=1000011 units=m x=0 h=6.05
~ cond=3.000000 wire=1000011 units=m x=0 h=6.10
```

```
~ cond=4.000000 wire=1000012 units=m x=0 h=6.15
Reduce=Yes

New linegeometry.QUAD-70 nconds=4.000000 nphases=3.000000
~ cond=1.000000 wire=1000012 units=m x=0 h=6.00
~ cond=2.000000 wire=1000012 units=m x=0 h=6.05
~ cond=3.000000 wire=1000012 units=m x=0 h=6.10
~ cond=4.000000 wire=1000012 units=m x=0 h=6.15
Reduce=Yes

New linegeometry.QUAD-50 nconds=4.000000 nphases=3.000000
~ cond=1.000000 wire=1000013 units=m x=0 h=6.00
~ cond=2.000000 wire=1000013 units=m x=0 h=6.05
~ cond=3.000000 wire=1000013 units=m x=0 h=6.10
~ cond=4.000000 wire=1000013 units=m x=0 h=6.15
Reduce=Yes

New linegeometry.QUAD-35 nconds=4.000000 nphases=3.000000
~ cond=1.000000 wire=1000014 units=m x=0 h=6.00
~ cond=2.000000 wire=1000014 units=m x=0 h=6.05
~ cond=3.000000 wire=1000014 units=m x=0 h=6.10
~ cond=4.000000 wire=1000014 units=m x=0 h=6.15
Reduce=Yes

New linegeometry.QUAD-25 nconds=4.000000 nphases=3.000000
~ cond=1.000000 wire=1000015 units=m x=0 h=6.00
~ cond=2.000000 wire=1000015 units=m x=0 h=6.05
~ cond=3.000000 wire=1000015 units=m x=0 h=6.10
~ cond=4.000000 wire=1000015 units=m x=0 h=6.15
Reduce=Yes

!---------------Linhas---------------
```

```
152
153 New line.1743000 Geometry=QUAD-120 Length=0.0280886 Units
    =km Bus1=C17130410 Bus2=C17130412
154 New line.1743001 Geometry=QUAD-120 Length=0.0251075 Units
    =km Bus1=C17130412 Bus2=C17130414
155 New line.1743002 Geometry=QUAD-120 Length=0.0304473 Units
    =km Bus1=C17130410 Bus2=C17130411
156 New line.1743003 Geometry=QUAD-120 Length=0.0309757 Units
    =km Bus1=C17130411 Bus2=C17130413
157 New line.1743004 Geometry=QUAD-120 Length=0.0307074 Units
    =km Bus1=C17130413 Bus2=C17130409
158 New line.1743005 Geometry=QUAD-70 Length=0.0306332 Units=
    km Bus1=C17130409 Bus2=C17130408
159 New line.1743006 Geometry=QUAD-70 Length=0.0284971 Units=
    km Bus1=C17130408 Bus2=C17130407
160 New line.1743007 Geometry=QUAD-70 Length=0.0230639 Units=
    km Bus1=C17130407 Bus2=C29405754
161 New line.1743008 Geometry=QUAD-70 Length=0.0282982 Units=
    km Bus1=C17130407 Bus2=C17130405
162 New line.1743009 Geometry=QUAD-70 Length=0.0293106 Units=
    km Bus1=C17130405 Bus2=C17130404
163 New line.1743010 Geometry=QUAD-70 Length=0.0300080 Units=
    km Bus1=C17130404 Bus2=C17130403
164 New line.1743011 Geometry=QUAD-70 Length=0.0253710 Units=
    km Bus1=C17130410 Bus2=C00644008
165 New line.1743012 Geometry=QUAD-70 Length=0.0242970 Units=
    km Bus1=C00644008 Bus2=C00644007
166 New line.1743013 Geometry=QUAD-70 Length=0.0250950 Units=
    km Bus1=C00644007 Bus2=C00590095
167 New line.1743014 Geometry=QUAD-70 Length=0.0309424 Units=
    km Bus1=C00644008 Bus2=C00644009
```

```
168 New line.1743015 Geometry=QUAD-70 Length=0.0304030 Units=
      km Bus1=C00644009 Bus2=C00644010
169 New line.1743016 Geometry=QUAD-70 Length=0.0301085 Units=
      km Bus1=C00644010 Bus2=C00644011
170 New line.1743017 Geometry=QUAD-70 Length=0.0309876 Units=
      km Bus1=C00644011 Bus2=C00644013
171 New line.1743018 Geometry=QUAD-70 Length=0.0279342 Units=
      km Bus1=C00644013 Bus2=C00644014
172 New line.1743019 Geometry=QUAD-70 Length=0.0250677 Units=
      km Bus1=C00644014 Bus2=C00644015
173 New line.1743020 Geometry=QUAD-70 Length=0.0226456 Units=
      km Bus1=C00644013 Bus2=C00644012
174 New line.1743021 Geometry=QUAD-70 Length=0.0212366 Units=
      km Bus1=C00644012 Bus2=C17130648
175 New line.1743022 Geometry=RAMAL2 Length=0.00770 Units=km
      Bus1=C29405754 Bus2=CA746GR
176 New line.1743023 Geometry=RAMAL2 Length=0.01572 Units=km
      Bus1=C17130410 Bus2=CA746RES1
177 New line.1743024 Geometry=RAMAL2 Length=0.01196 Units=km
      Bus1=C17130410 Bus2=CA746RES2
178 New line.1743025 Geometry=RAMAL2 Length=0.01259 Units=km
      Bus1=C17130412 Bus2=CA746RES3
179 New line.1743026 Geometry=RAMAL2 Length=0.01489 Units=km
      Bus1=C17130412 Bus2=CA746RES4
180 New line.1743027 Geometry=RAMAL2 Length=0.01232 Units=km
      Bus1=C17130414 Bus2=CA746RES5
181 New line.1743028 Geometry=RAMAL2 Length=0.01162 Units=km
      Bus1=C17130414 Bus2=CA746RES6
182 New line.1743029 Geometry=RAMAL2 Length=0.01458 Units=km
      Bus1=C17130411 Bus2=CA746RES7
183 New line.1743030 Geometry=RAMAL2 Length=0.01189 Units=km
      Bus1=C17130411 Bus2=CA746RES8
```

```
184 New line.1743031 Geometry=RAMAL2 Length=0.01549 Units=km
    Bus1=C17130413 Bus2=CA746RES9
185 New line.1743032 Geometry=RAMAL2 Length=0.01268 Units=km
    Bus1=C17130413 Bus2=CA746RES10
186 New line.1743033 Geometry=RAMAL2 Length=0.01248 Units=km
    Bus1=C17130409 Bus2=CA746RES11
187 New line.1743034 Geometry=RAMAL2 Length=0.01542 Units=km
    Bus1=C17130409 Bus2=CA746RES12
188 New line.1743035 Geometry=RAMAL2 Length=0.01281 Units=km
    Bus1=C17130408 Bus2=CA746RES13
189 New line.1743036 Geometry=RAMAL2 Length=0.01097 Units=km
    Bus1=C17130404 Bus2=CA746RES14
190 New line.1743037 Geometry=RAMAL2 Length=0.00360 Units=km
    Bus1=C00644008 Bus2=CA746RES15
191 New line.1743038 Geometry=RAMAL2 Length=0.00836 Units=km
    Bus1=C00644007 Bus2=CA746RES16
192 New line.1743039 Geometry=RAMAL2 Length=0.00818 Units=km
    Bus1=C00590095 Bus2=CA746RES17
193 New line.1743040 Geometry=RAMAL2 Length=0.01000 Units=km
    Bus1=C00644009 Bus2=CA746RES18
194 New line.1743041 Geometry=RAMAL2 Length=0.00835 Units=km
    Bus1=C00644010 Bus2=CA746RES19
195 New line.1743042 Geometry=RAMAL2 Length=0.01137 Units=km
    Bus1=C00644010 Bus2=CA746RES20
196 New line.1743043 Geometry=RAMAL2 Length=0.01013 Units=km
    Bus1=C00644010 Bus2=CA746RES21
197 New line.1743044 Geometry=RAMAL2 Length=0.00299 Units=km
    Bus1=C00644011 Bus2=CA746RES22
198 New line.1743045 Geometry=RAMAL2 Length=0.01040 Units=km
    Bus1=C00644011 Bus2=CA746RES23
199 New line.1743046 Geometry=RAMAL2 Length=0.01560 Units=km
    Bus1=C00644013 Bus2=CA746RES24
```

```
New line.1743047 Geometry=RAMAL2 Length=0.01552 Units=km
   Bus1=C00644013 Bus2=CA746RES25
New line.1743048 Geometry=RAMAL2 Length=0.01270 Units=km
   Bus1=C00644014 Bus2=CA746RES26

!--------------Transformador Trifasico--------------
New Transformer.CA746   phases=3    windings=2  xhl
   =3.070439708 taps=[ 1.0 1.0 ]
~ wdg=1 bus=MT1.1.2.3   conn=delta  kV=13.80    kVA=75 %r
   =0.84
~ wdg=2 bus=C17130410.1.2.3.0       conn=wye    kV=0.220
       kVA=75 %r=0.84

!------------------Cargas-----------------

!carga de iluminacao publica
New load.IP1   phases=1 bus1=C17130410.1.2 kv=0.22 kw=0.5
     pf=0.92 conn=delta status=variable daily=IP10000
New load.IP2   phases=1 bus1=C17130412.2.3 kv=0.22 kw=0.5
     pf=0.92 conn=delta status=variable daily=IP10000
New load.IP3   phases=1 bus1=C17130414.3.1 kv=0.22 kw=0.5
     pf=0.92 conn=delta status=variable daily=IP10000
New load.IP4   phases=1 bus1=C17130411.1.2 kv=0.22 kw=0.5
     pf=0.92 conn=delta status=variable daily=IP10000
New load.IP5   phases=1 bus1=C17130413.1.2 kv=0.22 kw=0.5
     pf=0.92 conn=delta status=variable daily=IP10000
New load.IP6   phases=1 bus1=C17130409.2.3 kv=0.22 kw=0.5
     pf=0.92 conn=delta status=variable daily=IP10000
New load.IP7   phases=1 bus1=C17130408.3.1 kv=0.22 kw=0.5
     pf=0.92 conn=delta status=variable daily=IP10000
New load.IP8   phases=1 bus1=C17130407.3.1 kv=0.22 kw
   =0.25 pf=0.92 conn=delta status=variable daily=IP10000
```

```
219 New load.IP9   phases=1 bus1=C29405754.1.2 kv=0.22 kw
    =0.25 pf=0.92 conn=delta status=variable daily=IP10000
220 New load.IP10  phases=1 bus1=C17130405.1.2 kv=0.22 kw
    =0.25 pf=0.92 conn=delta status=variable daily=IP10000
221 New load.IP11  phases=1 bus1=C17130404.2.3 kv=0.22 kw=0.5
     pf=0.92 conn=delta status=variable daily=IP10000
222 New load.IP12  phases=1 bus1=C17130403.3.1 kv=0.22 kw=0.5
     pf=0.92 conn=delta status=variable daily=IP10000
223 New load.IP13  phases=1 bus1=C00644008.1.2 kv=0.22 kw
    =0.25 pf=0.92 conn=delta status=variable daily=IP10000
224 New load.IP14  phases=1 bus1=C00644007.2.3 kv=0.22 kw
    =0.25 pf=0.92 conn=delta status=variable daily=IP10000
225 New load.IP15  phases=1 bus1=C00590095.3.1 kv=0.22 kw
    =0.25 pf=0.92 conn=delta status=variable daily=IP10000
226 New load.IP16  phases=1 bus1=C00644009.1.2 kv=0.22 kw
    =0.25 pf=0.92 conn=delta status=variable daily=IP10000
227 New load.IP17  phases=1 bus1=C00644010.2.3 kv=0.22 kw
    =0.25 pf=0.92 conn=delta status=variable daily=IP10000
228 New load.IP18  phases=1 bus1=C00644011.3.1 kv=0.22 kw
    =0.25 pf=0.92 conn=delta status=variable daily=IP10000
229 New load.IP19  phases=1 bus1=C00644013.1.2 kv=0.22 kw=0.5
     pf=0.92 conn=delta status=variable daily=IP10000
230 New load.IP20  phases=1 bus1=C00644014.2.3 kv=0.22 kw=0.5
     pf=0.92 conn=delta status=variable daily=IP10000
231 New load.IP21  phases=1 bus1=C00644015.3.1 kv=0.22 kw=0.5
     pf=0.92 conn=delta status=variable daily=IP10000
232 New load.IP22  phases=1 bus1=C00644012.1.2 kv=0.22 kw=0.5
     pf=0.92 conn=delta status=variable daily=IP10000
233 New load.IP23  phases=1 bus1=C17130648.2.3 kv=0.22 kw=0.5
     pf=0.92 conn=delta status=variable daily=IP10000
234
235 !carga residencial
```

```
236 new load.carga1   phases=3 bus1=CA746RES1   kV=0.220  kW
    =1     pf=0.92 model=1 conn=wye status=variable daily=
    demand3
237 new load.carga2   phases=3 bus1=CA746RES2   kV=0.220  kW
    =1   pf=0.92 model=1 conn=wye status=variable daily=
    demand3
238 new load.carga3   phases=3 bus1=CA746RES3   kV=0.220  kW
    =1   pf=0.92 model=1 conn=wye status=variable daily=
    demand3
239 new load.carga4   phases=3 bus1=CA746RES4   kV=0.220  kW
    =1  pf=0.92 model=1 conn=wye status=variable daily=
    demand3
240 new load.carga5   phases=3 bus1=CA746RES5   kV=0.220  kW
    =1   pf=0.92 model=1 conn=wye status=variable daily=
    demand3
241 new load.carga6   phases=3 bus1=CA746RES6   kV=0.220  kW
    =1   pf=0.92 model=1 conn=wye status=variable daily=
    demand3
242 new load.carga7   phases=3 bus1=CA746RES7   kV=0.220  kW
    =1   pf=0.92 model=1 conn=wye status=variable daily=
    demand3
243 new load.carga8   phases=3 bus1=CA746RES8   kV=0.220  kW
    =1   pf=0.92 model=1 conn=wye status=variable daily=
    demand3
244 new load.carga9   phases=3 bus1=CA746RES9   kV=0.220  kW
    =1   pf=0.92 model=1 conn=wye status=variable daily=
    demand3
245 new load.carga10  phases=3 bus1=CA746RES10  kV=0.220  kW
    =1   pf=0.92 model=1 conn=wye status=variable daily=
    demand3
246 new load.carga11  phases=3 bus1=CA746RES11  kV=0.220  kW
    =1   pf=0.92 model=1 conn=wye status=variable daily=
```

```
demand3
new load.carga12  phases=3 bus1=CA746RES12  kV=0.220  kW=1  pf=0.92 model=1 conn=wye status=variable daily=demand3
new load.carga13  phases=3 bus1=CA746RES13  kV=0.220  kW=1  pf=0.92 model=1 conn=wye status=variable daily=demand3
new load.carga14  phases=3 bus1=CA746RES14  kV=0.220  kW=1  pf=0.92 model=1 conn=wye status=variable daily=demand3
new load.carga15  phases=3 bus1=CA746RES15  kV=0.220  kW=1  pf=0.92 model=1 conn=wye status=variable daily=demand3
new load.carga16  phases=3 bus1=CA746RES16  kV=0.220  kW=1  pf=0.92 model=1 conn=wye status=variable daily=demand3
new load.carga17  phases=3 bus1=CA746RES17  kV=0.220  kW=1  pf=0.92 model=1 conn=wye status=variable daily=demand3
new load.carga18  phases=3 bus1=CA746RES18  kV=0.220  kW=1  pf=0.92 model=1 conn=wye status=variable daily=demand3
new load.carga19  phases=3 bus1=CA746RES19  kV=0.220  kW=1  pf=0.92 model=1 conn=wye status=variable daily=demand3
new load.carga20  phases=3 bus1=CA746RES20  kV=0.220  kW=1  pf=0.92 model=1 conn=wye status=variable daily=demand3
new load.carga21  phases=3 bus1=CA746RES21  kV=0.220  kW=1  pf=0.92 model=1 conn=wye status=variable daily=demand3
```

```
new load.carga22  phases=3 bus1=CA746RES22  kV=0.220  kW
   =1   pf=0.92 model=1 conn=wye status=variable daily=
   demand3
new load.carga23  phases=3 bus1=CA746RES23  kV=0.220  kW
   =1   pf=0.92 model=1 conn=wye status=variable daily=
   demand3
new load.carga24  phases=3 bus1=CA746RES24  kV=0.220  kW
   =1   pf=0.92 model=1 conn=wye status=variable daily=
   demand3
new load.carga25  phases=3 bus1=CA746RES25  kV=0.220  kW
   =1   pf=0.92 model=1 conn=wye status=variable daily=
   demand3
new load.carga26  phases=3 bus1=CA746RES26  kV=0.220  kW
   =1   pf=0.92 model=1 conn=wye status=variable daily=
   demand3

new load.cargagr  phases=3 bus1=CA746GR     kv=0.220  kw
   =0.500   pf=0.92 model=1 conn=wye status=variable
   daily=demand3

set voltagebases=[13.8 0.220]
calcvoltagebases

batchedit load..* vminpu=0.3
```

Fonte: Autor.

Anexo B

Resultados Detalhados

Tabela B.1: Comparativo detalhado dos resultados entre o MBPTT e Lei 14.300/2022.

NP	MBPTT		Lei 14.300/2022 (2023)			Lei 14.300/2022 (2024)			Lei 14.300/2022 (2025)			Lei 14.300/2022 (2026)			Lei 14.300/2022 (2027)			Lei 14.300/2022 (2028)		
	V_{nc}	V_c	$V_{nc,lei}$	$V_{c,lei}$	Δ_{nc}	$V_{nc,lei}$	$V_{c,lei}$	Δ_{nc}	$V_{nc,lei}$	$V_{c,lei}$	Δ_{nc}	$V_{nc,lei}$	$V_{c,lei}$	Δ_{nc}	$V_{nc,lei}$	$V_{c,lei}$	Δ_{nc}	$V_{nc,lei}$	$V_{c,lei}$	Δ_{nc}
1	R$ 0,00	R$ 6,17	R$ 0,37	R$ 5,80	R$ 0,37	R$ 0,74	R$ 5,43	R$ 0,74	R$ 1,10	R$ 5,06	R$ 1,10	R$ 1,47	R$ 4,70	R$ 1,47	R$ 1,84	R$ 4,33	R$ 1,84	R$ 2,21	R$ 3,96	R$ 2,21
2	R$ 0,00	R$ 12,34	R$ 0,74	R$ 11,60	R$ 0,74	R$ 1,47	R$ 10,86	R$ 1,47	R$ 2,21	R$ 10,13	R$ 2,21	R$ 2,95	R$ 9,39	R$ 2,95	R$ 3,68	R$ 8,65	R$ 3,68	R$ 4,42	R$ 7,92	R$ 4,42
3	R$ 0,00	R$ 18,50	R$ 1,10	R$ 17,40	R$ 1,10	R$ 2,21	R$ 16,30	R$ 2,21	R$ 3,31	R$ 15,19	R$ 3,31	R$ 4,42	R$ 14,09	R$ 4,42	R$ 5,52	R$ 12,98	R$ 5,52	R$ 6,63	R$ 11,88	R$ 6,63
4	R$ 0,00	R$ 24,67	R$ 1,47	R$ 23,20	R$ 1,47	R$ 2,95	R$ 21,73	R$ 2,95	R$ 4,42	R$ 20,25	R$ 4,42	R$ 5,89	R$ 18,78	R$ 5,89	R$ 7,36	R$ 17,31	R$ 7,36	R$ 8,84	R$ 15,84	R$ 8,84
5	R$ 0,00	R$ 30,84	R$ 1,84	R$ 29,00	R$ 1,84	R$ 3,68	R$ 27,16	R$ 3,68	R$ 5,52	R$ 25,32	R$ 5,52	R$ 7,36	R$ 23,48	R$ 7,36	R$ 9,21	R$ 21,64	R$ 9,21	R$ 11,05	R$ 19,80	R$ 11,05
6	R$ 0,00	R$ 37,01	R$ 2,21	R$ 34,80	R$ 2,21	R$ 4,42	R$ 32,59	R$ 4,42	R$ 6,63	R$ 30,38	R$ 6,63	R$ 8,84	R$ 28,17	R$ 8,84	R$ 11,05	R$ 25,96	R$ 11,05	R$ 13,26	R$ 23,75	R$ 13,26
7	R$ 0,00	R$ 43,18	R$ 2,58	R$ 40,60	R$ 2,58	R$ 5,15	R$ 38,02	R$ 5,15	R$ 7,73	R$ 35,45	R$ 7,73	R$ 10,31	R$ 32,87	R$ 10,31	R$ 12,89	R$ 30,29	R$ 12,89	R$ 15,46	R$ 27,71	R$ 15,46
8	R$ 0,00	R$ 49,35	R$ 2,95	R$ 46,40	R$ 2,95	R$ 5,89	R$ 43,46	R$ 5,89	R$ 8,84	R$ 40,51	R$ 8,84	R$ 11,78	R$ 37,56	R$ 11,78	R$ 14,73	R$ 34,62	R$ 14,73	R$ 17,67	R$ 31,67	R$ 17,67
9	R$ 0,00	R$ 55,51	R$ 3,31	R$ 52,20	R$ 3,31	R$ 6,63	R$ 48,89	R$ 6,63	R$ 9,94	R$ 45,57	R$ 9,94	R$ 13,26	R$ 42,26	R$ 13,26	R$ 16,57	R$ 38,95	R$ 16,57	R$ 19,88	R$ 35,63	R$ 19,88
10	R$ 0,00	R$ 61,68	R$ 3,68	R$ 58,00	R$ 3,68	R$ 7,36	R$ 54,32	R$ 7,36	R$ 11,05	R$ 50,64	R$ 11,05	R$ 14,73	R$ 46,95	R$ 14,73	R$ 18,41	R$ 43,27	R$ 18,41	R$ 22,09	R$ 39,59	R$ 22,09
11	R$ 0,00	R$ 67,85	R$ 4,05	R$ 63,80	R$ 4,05	R$ 8,10	R$ 59,75	R$ 8,10	R$ 12,15	R$ 55,70	R$ 12,15	R$ 16,20	R$ 51,65	R$ 16,20	R$ 20,25	R$ 47,60	R$ 20,25	R$ 24,30	R$ 43,55	R$ 24,30
12	R$ 0,00	R$ 74,02	R$ 4,42	R$ 69,60	R$ 4,42	R$ 8,84	R$ 65,18	R$ 8,84	R$ 13,26	R$ 60,76	R$ 13,26	R$ 17,67	R$ 56,35	R$ 17,67	R$ 22,09	R$ 51,93	R$ 22,09	R$ 26,51	R$ 47,51	R$ 26,51
13	R$ 0,00	R$ 80,19	R$ 4,79	R$ 75,40	R$ 4,79	R$ 9,57	R$ 70,61	R$ 9,57	R$ 14,36	R$ 65,83	R$ 14,36	R$ 19,15	R$ 61,04	R$ 19,15	R$ 23,93	R$ 56,25	R$ 23,93	R$ 28,72	R$ 51,47	R$ 28,72
14	R$ 0,00	R$ 86,36	R$ 5,16	R$ 81,20	R$ 5,16	R$ 10,31	R$ 76,05	R$ 10,31	R$ 15,47	R$ 70,89	R$ 15,47	R$ 20,62	R$ 65,74	R$ 20,62	R$ 25,78	R$ 60,58	R$ 25,78	R$ 30,93	R$ 55,43	R$ 30,93
15	R$ 0,00	R$ 92,53	R$ 5,52	R$ 87,00	R$ 5,52	R$ 11,05	R$ 81,48	R$ 11,05	R$ 16,57	R$ 75,96	R$ 16,57	R$ 22,09	R$ 70,43	R$ 22,09	R$ 27,62	R$ 64,91	R$ 27,62	R$ 33,14	R$ 59,39	R$ 33,14
16	R$ 0,00	R$ 98,70	R$ 5,89	R$ 92,81	R$ 5,89	R$ 11,78	R$ 86,91	R$ 11,78	R$ 17,67	R$ 81,02	R$ 17,67	R$ 23,57	R$ 75,13	R$ 23,57	R$ 29,46	R$ 69,24	R$ 29,46	R$ 35,35	R$ 63,35	R$ 35,35
17	R$ 0,00	R$ 104,87	R$ 6,26	R$ 98,61	R$ 6,26	R$ 12,52	R$ 92,35	R$ 12,52	R$ 18,78	R$ 86,09	R$ 18,78	R$ 25,04	R$ 79,83	R$ 25,04	R$ 31,30	R$ 73,57	R$ 31,30	R$ 37,56	R$ 67,31	R$ 37,56
18	R$ 0,00	R$ 111,04	R$ 6,63	R$ 104,41	R$ 6,63	R$ 13,26	R$ 97,78	R$ 13,26	R$ 19,88	R$ 91,15	R$ 19,88	R$ 26,51	R$ 84,52	R$ 26,51	R$ 33,14	R$ 77,89	R$ 33,14	R$ 39,77	R$ 71,27	R$ 39,77
19	R$ 0,00	R$ 117,20	R$ 7,00	R$ 110,21	R$ 7,00	R$ 13,99	R$ 103,21	R$ 13,99	R$ 20,99	R$ 96,22	R$ 20,99	R$ 27,99	R$ 89,22	R$ 27,99	R$ 34,98	R$ 82,22	R$ 34,98	R$ 41,98	R$ 75,23	R$ 41,98
20	R$ 0,00	R$ 123,37	R$ 7,36	R$ 116,01	R$ 7,36	R$ 14,73	R$ 108,64	R$ 14,73	R$ 22,09	R$ 101,28	R$ 22,09	R$ 29,46	R$ 93,91	R$ 29,46	R$ 36,82	R$ 86,55	R$ 36,82	R$ 44,19	R$ 79,19	R$ 44,19
21	R$ 0,00	R$ 129,54	R$ 7,73	R$ 121,81	R$ 7,73	R$ 15,47	R$ 114,08	R$ 15,47	R$ 23,20	R$ 106,34	R$ 23,20	R$ 30,93	R$ 98,61	R$ 30,93	R$ 38,66	R$ 90,88	R$ 38,66	R$ 46,40	R$ 83,15	R$ 46,40
22	R$ 0,00	R$ 135,71	R$ 8,10	R$ 127,61	R$ 8,10	R$ 16,20	R$ 119,51	R$ 16,20	R$ 24,30	R$ 111,41	R$ 24,30	R$ 32,40	R$ 103,31	R$ 32,40	R$ 40,51	R$ 95,21	R$ 40,51	R$ 48,61	R$ 87,11	R$ 48,61
23	R$ 0,00	R$ 141,88	R$ 8,47	R$ 133,41	R$ 8,47	R$ 16,94	R$ 124,94	R$ 16,94	R$ 25,41	R$ 116,47	R$ 25,41	R$ 33,88	R$ 108,00	R$ 33,88	R$ 42,35	R$ 99,53	R$ 42,35	R$ 50,82	R$ 91,06	R$ 50,82
24	R$ 0,00	R$ 148,05	R$ 8,84	R$ 139,21	R$ 8,84	R$ 17,68	R$ 130,37	R$ 17,68	R$ 26,51	R$ 121,54	R$ 26,51	R$ 35,35	R$ 112,70	R$ 35,35	R$ 44,19	R$ 103,86	R$ 44,19	R$ 53,03	R$ 95,02	R$ 53,03
25	R$ 0,00	R$ 154,22	R$ 9,21	R$ 145,01	R$ 9,21	R$ 18,41	R$ 135,81	R$ 18,41	R$ 27,62	R$ 126,60	R$ 27,62	R$ 36,82	R$ 117,39	R$ 36,82	R$ 46,03	R$ 108,19	R$ 46,03	R$ 55,24	R$ 98,98	R$ 55,24
26	R$ 0,00	R$ 160,39	R$ 9,57	R$ 150,81	R$ 9,57	R$ 19,15	R$ 141,24	R$ 19,15	R$ 28,72	R$ 131,66	R$ 28,72	R$ 38,30	R$ 122,09	R$ 38,30	R$ 47,87	R$ 112,52	R$ 47,87	R$ 57,44	R$ 102,94	R$ 57,44

Tabela B.2: Comparativo detalhado dos resultados entre o MBPTH e Lei 14.300/2022.

NP	MBPTH		Lei 14.300/2022 (2023)			Lei 14.300/2022 (2024)			Lei 14.300/2022 (2025)			Lei 14.300/2022 (2026)			Lei 14.300/2022 (2027)			Lei 14.300/2022 (2028)		
	$V_{nc,total}$	$V_{c,total}$	$V_{nc,lei,total}$	$V_{c,lei,total}$	Δ_{nc}	$V_{nc,lei,total}$	$V_{c,lei,total}$	Δ_{nc}	$V_{nc,lei,total}$	$V_{c,lei,total}$	Δ_{nc}	$V_{nc,lei,total}$	$V_{c,lei,total}$	Δ_{nc}	$V_{nc,lei,total}$	$V_{c,lei,total}$	Δ_{nc}	$V_{nc,lei,total}$	$V_{c,lei,total}$	Δ_{nc}
1	R$ 0,00	R$ 6,17	R$ 0,37	R$ 5,80	R$ 0,37	R$ 0,74	R$ 5,43	R$ 0,74	R$ 1,10	R$ 5,06	R$ 1,10	R$ 1,47	R$ 4,70	R$ 1,47	R$ 1,84	R$ 4,33	R$ 1,84	R$ 2,21	R$ 3,96	R$ 2,21
2	R$ 0,00	R$ 12,34	R$ 0,74	R$ 11,60	R$ 0,74	R$ 1,47	R$ 10,86	R$ 1,47	R$ 2,21	R$ 10,13	R$ 2,21	R$ 2,95	R$ 9,39	R$ 2,95	R$ 3,68	R$ 8,65	R$ 3,68	R$ 4,42	R$ 7,92	R$ 4,42
3	R$ 0,00	R$ 18,50	R$ 1,10	R$ 17,40	R$ 1,10	R$ 2,21	R$ 16,30	R$ 2,21	R$ 3,31	R$ 15,19	R$ 3,31	R$ 4,42	R$ 14,09	R$ 4,42	R$ 5,52	R$ 12,98	R$ 5,52	R$ 6,63	R$ 11,88	R$ 6,63
4	R$ 0,00	R$ 24,67	R$ 1,47	R$ 23,20	R$ 1,47	R$ 2,95	R$ 21,73	R$ 2,95	R$ 4,42	R$ 20,25	R$ 4,42	R$ 5,89	R$ 18,78	R$ 5,89	R$ 7,36	R$ 17,31	R$ 7,36	R$ 8,84	R$ 15,84	R$ 8,84
5	R$ 0,00	R$ 30,84	R$ 1,84	R$ 29,00	R$ 1,84	R$ 3,68	R$ 27,16	R$ 3,68	R$ 5,52	R$ 25,32	R$ 5,52	R$ 7,36	R$ 23,48	R$ 7,36	R$ 9,21	R$ 21,64	R$ 9,21	R$ 11,05	R$ 19,80	R$ 11,05
6	R$ 0,00	R$ 37,01	R$ 2,21	R$ 34,80	R$ 2,21	R$ 4,42	R$ 32,59	R$ 4,42	R$ 6,63	R$ 30,38	R$ 6,63	R$ 8,84	R$ 28,17	R$ 8,84	R$ 11,05	R$ 25,96	R$ 11,05	R$ 13,26	R$ 23,75	R$ 13,26
7	R$ 0,00	R$ 43,18	R$ 2,58	R$ 40,60	R$ 2,58	R$ 5,15	R$ 38,02	R$ 5,15	R$ 7,73	R$ 35,45	R$ 7,73	R$ 10,31	R$ 32,87	R$ 10,31	R$ 12,89	R$ 30,29	R$ 12,89	R$ 15,46	R$ 27,71	R$ 15,46
8	R$ 0,00	R$ 49,35	R$ 2,95	R$ 46,40	R$ 2,95	R$ 5,89	R$ 43,46	R$ 5,89	R$ 8,84	R$ 40,51	R$ 8,84	R$ 11,78	R$ 37,56	R$ 11,78	R$ 14,73	R$ 34,62	R$ 14,73	R$ 17,67	R$ 31,67	R$ 17,67
9	R$ 0,00	R$ 55,51	R$ 3,31	R$ 52,20	R$ 3,31	R$ 6,63	R$ 48,89	R$ 6,63	R$ 9,94	R$ 45,57	R$ 9,94	R$ 13,26	R$ 42,26	R$ 13,26	R$ 16,57	R$ 38,95	R$ 16,57	R$ 19,88	R$ 35,63	R$ 19,88
10	R$ 0,00	R$ 61,68	R$ 3,68	R$ 58,00	R$ 3,68	R$ 7,36	R$ 54,32	R$ 7,36	R$ 11,05	R$ 50,64	R$ 11,05	R$ 14,73	R$ 46,95	R$ 14,73	R$ 18,41	R$ 43,27	R$ 18,41	R$ 22,09	R$ 39,59	R$ 22,09
11	R$ 0,00	R$ 67,85	R$ 4,05	R$ 63,80	R$ 4,05	R$ 8,10	R$ 59,75	R$ 8,10	R$ 12,15	R$ 55,70	R$ 12,15	R$ 16,20	R$ 51,65	R$ 16,20	R$ 20,25	R$ 47,60	R$ 20,25	R$ 24,30	R$ 43,55	R$ 24,30
12	R$ 0,00	R$ 74,02	R$ 4,42	R$ 69,60	R$ 4,42	R$ 8,84	R$ 65,18	R$ 8,84	R$ 13,26	R$ 60,76	R$ 13,26	R$ 17,67	R$ 56,35	R$ 17,67	R$ 22,09	R$ 51,93	R$ 22,09	R$ 26,51	R$ 47,51	R$ 26,51
13	R$ 0,00	R$ 80,19	R$ 4,79	R$ 75,40	R$ 4,79	R$ 9,57	R$ 70,61	R$ 9,57	R$ 14,36	R$ 65,83	R$ 14,36	R$ 19,15	R$ 61,04	R$ 19,15	R$ 23,93	R$ 56,25	R$ 23,93	R$ 28,72	R$ 51,47	R$ 28,72
14	R$ 0,00	R$ 86,36	R$ 5,16	R$ 81,20	R$ 5,16	R$ 10,31	R$ 76,05	R$ 10,31	R$ 15,47	R$ 70,89	R$ 15,47	R$ 20,62	R$ 65,74	R$ 20,62	R$ 25,78	R$ 60,58	R$ 25,78	R$ 30,93	R$ 55,43	R$ 30,93
15	R$ 0,00	R$ 92,53	R$ 5,52	R$ 87,00	R$ 5,52	R$ 11,05	R$ 81,48	R$ 11,05	R$ 16,57	R$ 75,96	R$ 16,57	R$ 22,09	R$ 70,43	R$ 22,09	R$ 27,62	R$ 64,91	R$ 27,62	R$ 33,14	R$ 59,39	R$ 33,14
16	R$ 0,00	R$ 98,70	R$ 5,89	R$ 92,81	R$ 5,89	R$ 11,78	R$ 86,91	R$ 11,78	R$ 17,67	R$ 81,02	R$ 17,67	R$ 23,57	R$ 75,13	R$ 23,57	R$ 29,46	R$ 69,24	R$ 29,46	R$ 35,35	R$ 63,35	R$ 35,35
17	R$ 0,00	R$ 104,87	R$ 6,26	R$ 98,61	R$ 6,26	R$ 12,52	R$ 92,35	R$ 12,52	R$ 18,78	R$ 86,09	R$ 18,78	R$ 25,04	R$ 79,83	R$ 25,04	R$ 31,30	R$ 73,57	R$ 31,30	R$ 37,56	R$ 67,31	R$ 37,56
18	R$ 0,00	R$ 111,04	R$ 6,63	R$ 104,41	R$ 6,63	R$ 13,26	R$ 97,78	R$ 13,26	R$ 19,88	R$ 91,15	R$ 19,88	R$ 26,51	R$ 84,52	R$ 26,51	R$ 33,14	R$ 77,89	R$ 33,14	R$ 39,77	R$ 71,27	R$ 39,77
19	R$ 0,00	R$ 117,20	R$ 7,00	R$ 110,21	R$ 7,00	R$ 13,99	R$ 103,21	R$ 13,99	R$ 20,99	R$ 96,22	R$ 20,99	R$ 27,99	R$ 89,22	R$ 27,99	R$ 34,98	R$ 82,22	R$ 34,98	R$ 41,98	R$ 75,23	R$ 41,98
20	R$ 0,00	R$ 123,37	R$ 7,36	R$ 116,01	R$ 7,36	R$ 14,73	R$ 108,64	R$ 14,73	R$ 22,09	R$ 101,28	R$ 22,09	R$ 29,46	R$ 93,91	R$ 29,46	R$ 36,82	R$ 86,55	R$ 36,82	R$ 44,19	R$ 79,19	R$ 44,19
21	R$ 0,17	R$ 129,37	R$ 7,73	R$ 121,81	R$ 7,56	R$ 15,47	R$ 114,08	R$ 15,30	R$ 23,20	R$ 106,34	R$ 23,03	R$ 30,93	R$ 98,61	R$ 30,76	R$ 38,66	R$ 90,88	R$ 38,49	R$ 46,40	R$ 83,15	R$ 46,23
22	R$ 0,83	R$ 134,88	R$ 8,10	R$ 127,61	R$ 7,27	R$ 16,20	R$ 119,51	R$ 15,37	R$ 24,30	R$ 111,41	R$ 23,47	R$ 32,40	R$ 103,31	R$ 31,57	R$ 40,51	R$ 95,21	R$ 39,67	R$ 48,61	R$ 87,11	R$ 47,78
23	R$ 2,43	R$ 139,45	R$ 8,47	R$ 133,41	R$ 6,04	R$ 16,94	R$ 124,94	R$ 14,51	R$ 25,41	R$ 116,47	R$ 22,98	R$ 33,88	R$ 108,00	R$ 31,45	R$ 42,35	R$ 99,53	R$ 39,92	R$ 50,82	R$ 91,06	R$ 48,39
24	R$ 5,24	R$ 142,81	R$ 8,84	R$ 139,21	R$ 3,60	R$ 17,68	R$ 130,37	R$ 12,44	R$ 26,51	R$ 121,54	R$ 21,28	R$ 35,35	R$ 112,70	R$ 30,11	R$ 44,19	R$ 103,86	R$ 38,95	R$ 53,03	R$ 95,02	R$ 47,79
25	R$ 10,74	R$ 143,48	R$ 9,21	R$ 145,01	-R$ 1,54	R$ 18,41	R$ 135,81	R$ 7,67	R$ 27,62	R$ 126,60	R$ 16,88	R$ 36,82	R$ 117,39	R$ 26,08	R$ 46,03	R$ 108,19	R$ 35,29	R$ 55,24	R$ 98,98	R$ 44,49
26	R$ 21,80	R$ 138,58	R$ 9,57	R$ 150,81	-R$ 12,23	R$ 19,15	R$ 141,24	-R$ 2,66	R$ 28,72	R$ 131,66	R$ 6,92	R$ 38,30	R$ 122,09	R$ 16,49	R$ 47,87	R$ 112,52	R$ 26,07	R$ 57,44	R$ 102,94	R$ 35,64