

UNIVERSIDADE FEDERAL DE JUIZ DE FORA  
FACULDADE DE ECONOMIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ECONOMIA

IGOR MACHADO TORRES

**Geração Distribuída Fotovoltaica no Brasil: Dinâmica de Adoção, Impactos Tarifários e  
Efeitos nas Receitas das Distribuidoras**

JUIZ DE FORA – MG  
2026

IGOR MACHADO TORRES

**Geração Distribuída Fotovoltaica no Brasil: Dinâmica de Adoção, Impactos Tarifários e Efeitos nas Receitas das Distribuidoras**

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Economia da Universidade Federal de Juiz de Fora, como requisito parcial à obtenção do título de Doutor em Economia.

Orientador: Prof<sup>a</sup>. Dra. Suzana Quinet de Andrade Bastos

Coorientador: Prof. Dr. Fabio Junior Clemente Gama

JUIZ DE FORA – MG  
2026

Ficha catalográfica elaborada através do programa de geração automática da Biblioteca Universitária da UFJF, com os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

Torres, Igor Machado.

Geração distribuída fotovoltaica no Brasil: Dinâmica de adoção, impactos tarifários e efeitos nas receitas das distribuidoras /Igor Machado Torres. -- 2026.

223 f.

Orientadora: Suzana Quinet de Andrade Bastos

Coorientador: Fabio Junior Clemente Gama

Tese (doutorado) - Universidade Federal de Juiz de Fora, Faculdade de Economia. Programa de Pós-Graduação em Economia, 2026.

1. Geração distribuída. 2. Energia solar fotovoltaica. I. Bastos, Suzana Quinet de Andrade, orient. II. Gama, Fabio Junior Clemente , coorient. III. Título.

**Igor Machado Torres**

**Geração Distribuída Fotovoltaica no Brasil: Dinâmica de Adoção, Impactos Tarifários e Efeitos nas Receitas das Distribuidoras**

Tese apresentada ao Programa de Pós-graduação em Economia da Universidade Federal de Juiz de Fora como requisito parcial à obtenção do título de Doutor em Economia. Área de concentração: Economia.

Aprovada em 24 de fevereiro de 2026.

**BANCA EXAMINADORA**

**Dr.<sup>a</sup> Suzana Quinet de Andrade Bastos** - Orientadora

Universidade Federal de Juiz de Fora

**Dr. Fabio Junior Clemente Gama** - Coorientador

Universidade Federal do Delta do Parnaíba

**Dr. Admir Antonio Betarelli Junior**

Universidade Federal de Juiz de Fora

**Dr. Weslem Rodrigues Faria**

Universidade Federal de Juiz de Fora

**Dr. Bruno Silva de Moraes Gomes**

Instituto Federal do Rio de Janeiro

**Dr.ª Kênia Barreiro de Souza**

Universidade Federal do Paraná

Juiz de Fora, 04/02/2026.



Documento assinado eletronicamente por **Suzana Quinet de Andrade Bastos, Usuário Externo**, em 03/03/2026, às 11:05, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Admir Antonio Betarelli Junior, Professor(a)**, em 03/03/2026, às 11:36, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Bruno Silva de Moraes Gomes, Usuário Externo**, em 03/03/2026, às 11:39, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Fábio Júnior Clemente Gama, Usuário Externo**, em 03/03/2026, às 11:42, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Kênia Barreiro de Souza 07456533679, Usuário Externo**, em 03/03/2026, às 11:54, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Weslem Rodrigues Faria, Professor(a)**, em 03/03/2026, às 23:25, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no Portal do SEI-Ufjf ([www2.ufjf.br/SEI](http://www2.ufjf.br/SEI)) através do ícone Conferência de Documentos, informando o código verificador **2858253** e o código CRC **B244C220**.

## AGRADECIMENTOS

A realização desta tese contou com o apoio de diversas pessoas ao longo do percurso. À minha esposa, Luana, agradeço pelo apoio, paciência e por estar ao meu lado em todas as etapas deste processo. Agradeço ao meu pai, pela confiança e pelo exemplo de constância e responsabilidade. À minha mãe, cuja influência permanece presente na minha trajetória. Aos meus familiares e amigos, agradeço pela presença e incentivo.

Registro um agradecimento especial à professora Suzana Quinet de Andrade Bastos, minha orientadora desde a graduação até o doutorado, pela orientação técnica e acompanhamento ao longo desses anos. Ao professor Fabio Junior Clemente Gama, coorientador, agradeço pelas contribuições durante o doutorado.

Por fim, agradeço à Universidade Federal de Juiz de Fora, em especial ao Programa de Pós-Graduação em Economia, e à CAPES, pelo apoio institucional e fomento à pesquisa.

*“Dedico esse trabalho à minha mãe, e espero que de onde ela estiver,  
que saiba da minha infinita gratidão pelo seu apoio irrestrito,  
sem o qual eu não teria chegado nem na metade do caminho.”*

## RESUMO

Esta tese investiga o crescimento da geração distribuída fotovoltaica no Brasil e seus desdobramentos econômicos no âmbito do setor elétrico. O estudo parte da consolidação do marco regulatório da micro e minigeração distribuída e do crescimento das conexões de sistemas fotovoltaicos à rede de distribuição ao longo da última década. A análise é estruturada em três exercícios empíricos complementares. No primeiro, estima-se a trajetória de adoção da geração distribuída nas cinco grandes regiões brasileiras por meio do modelo de difusão de Bass, com identificação dos parâmetros associados à inovação e à imitação e projeção da dinâmica regional de expansão. No segundo, examina-se a relação entre a penetração da geração distribuída e as tarifas médias de energia elétrica utilizando modelos autorregressivos com defasagens distribuídas (ARDL), permitindo a análise conjunta de efeitos de curto e longo prazo e a verificação de cointegração entre as variáveis. No terceiro, avalia-se o impacto da geração distribuída sobre a receita das distribuidoras por meio de modelos econométricos com dados em painel dinâmico, estimados pelo Método dos Momentos Generalizados (GMM), com controle para número de consumidores cativos e tarifa média real. Os resultados indicam heterogeneidade regional na difusão da tecnologia e apontam para uma associação negativa entre o crescimento da geração distribuída, a evolução tarifária e a dinâmica de receitas das concessionárias, sendo esse efeito mais evidente em especificações dinâmicas que incorporam defasagens temporais e diferenças regionais. Esses achados contribuem para a compreensão dos efeitos econômicos da descentralização da geração no contexto institucional do setor elétrico brasileiro.

**Palavras-chave:** geração distribuída; energia solar fotovoltaica; ARDL; dados em painel; estrutura tarifária, distribuidoras.

## ABSTRACT

This thesis investigates the expansion of distributed photovoltaic generation in Brazil and its economic implications within the electricity sector. The study begins with the consolidation of the regulatory framework for micro and mini-distributed generation and the growth of photovoltaic system connections to the distribution network over the last decade. The analysis is structured in three complementary empirical exercises. The first estimates the adoption trajectory of distributed generation in the five major Brazilian regions using Bass's diffusion model, identifying parameters associated with innovation and imitation and projecting the regional dynamics of expansion. The second examines the relationship between the penetration of distributed generation and average electricity tariffs using autoregressive models with distributed lags (ARDL), allowing for the joint analysis of short- and long-term effects and the verification of cointegration between variables. The third evaluates the impact of distributed generation on the revenue of distributors using econometric models with dynamic panel data, estimated by the Generalized Method of Moments (GMM), controlling for the number of captive consumers and the real average tariff. The results indicate regional heterogeneity in the diffusion of technology and point to a negative association between the expansion of distributed generation, tariff evolution, and the revenue dynamics of utilities, with this effect being more evident in dynamic specifications that incorporate time lags and regional differences. These findings contribute to the understanding of the economic effects of generation decentralization in the institutional context of the Brazilian electricity sector.

**Keywords:** distributed generation; photovoltaic solar energy; ARDL; panel data; tariff structure; distribution utilities.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Potencial Técnico de geração fotovoltaica em telhados residenciais por Unidade da Federação (GWh/dia) .....	46
Figura 2 - Distribuição dos Adotantes.....	73
Figura 3 – Curva S de um processo de difusão bem sucedido .....	74
Figura 4 – Comparação entre as séries Observados e Projetadas (2016-2023).....	89

## LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Difusão de tecnologias de diferentes produtos nos EUA .....	75
Gráfico 2 – Dispersão entre unidades GD e tarifa média de energia elétrica (2016–2023)...	110
Gráfico 3 - Teste CUSUM – Região Nordeste .....	117
Gráfico 4 - Teste CUSUM (Square) – Região Nordeste .....	117
Gráfico 5 - Teste CUSUM – Região Norte .....	122
Gráfico 6 - Teste CUSUM (Square) – Região Norte.....	122
Gráfico 7 - Teste CUSUM – Região Centro-Oeste .....	127
Gráfico 8 - Teste CUSUM (Square) – Região Centro-Oeste .....	127
Gráfico 9 - Teste CUSUM – Região Sudeste .....	133
Gráfico 10 - Teste CUSUM (Square) – Região Sudeste .....	133
Gráfico 11 - Teste CUSUM – Região Sul .....	139
Gráfico 12 - Teste CUSUM (Square) – Região Sul .....	139
Gráfico 13 – Unidades de GD e receita das distribuidoras (2016–2023).....	160

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Capacidade instalada acumulada em 2023 .....	14
Tabela 2 - Potência e Número de Sistemas Fotovoltaicos por Unidade Federativa (2023) .....	47
Tabela 3 - Parâmetros Estimados para Adoção de Energia Solar por Região.....	87
Tabela 4 – Projeção de Novos Adotantes de GD Fotovoltaica no Brasil até 2035 .....	90
Tabela 5 – Estatísticas descritivas das variáveis (Região Nordeste).....	104
Tabela 6 – Estatísticas descritivas das variáveis (Região Norte) .....	105
Tabela 7 – Estatísticas descritivas das variáveis (Região Centro-Oeste).....	106
Tabela 8 – Estatísticas descritivas das variáveis (Região Sudeste).....	107
Tabela 9 – Estatísticas descritivas das variáveis (Região Sul) .....	108
Tabela 10 - Coeficientes estimados do modelo ARDL – Região Nordeste .....	112
Tabela 11 – Bound Test – Região Nordeste .....	113
Tabela 12 - Equação do modelo ARDL em diferenças – Região Nordeste .....	113
Tabela 13 – Coeficientes de Longo Prazo – Região Nordeste .....	114
Tabela 14 – Forma cointegrante (curto prazo) – Região Nordeste.....	116
Tabela 15 - Coeficientes estimados do modelo ARDL – Região Norte.....	118
Tabela 16 – Bound Test – Região Norte .....	118
Tabela 17 – Coeficientes de Longo Prazo – Região Norte.....	119
Tabela 18 - Equação do modelo ARDL em diferenças – Região Norte .....	120
Tabela 19 – Forma cointegrante (curto prazo) – Região Norte.....	121
Tabela 20 - Coeficientes estimados do modelo ARDL – Região Centro-Oeste .....	124
Tabela 21 – Bound Test – Região Centro-Oeste .....	124
Tabela 22 – Coeficientes de Longo Prazo – Região Centro-Oeste .....	125
Tabela 23 - Equação do modelo ARDL em diferenças – Região Centro-Oeste .....	126
Tabela 24 – Forma cointegrante (curto prazo) – Região Centro-Oeste.....	126
Tabela 25 - Coeficientes estimados do modelo ARDL – Região Sudeste .....	129
Tabela 26 – Bound Test – Região Sudeste.....	129
Tabela 27 – Coeficientes de Longo Prazo – Região Sudeste .....	130
Tabela 28 - Equação do modelo ARDL em diferenças – Região Sudeste .....	130
Tabela 29 – Forma cointegrante (curto prazo) – Região Sudeste.....	131
Tabela 30 - Coeficientes estimados do modelo ARDL – Região Sul .....	134
Tabela 31 – Bound Test – Região Sul .....	135
Tabela 32 - Equação do modelo ARDL em diferenças – Região Sul .....	136

Tabela 33 – Forma cointegrante (curto prazo) – Região Sul.....	137
Tabela 34 – Coeficientes de Longo Prazo – Região Sul .....	137
Tabela 35 – Testes de cointegração .....	141
Tabela 36 – Sinal do coeficiente de LP .....	141
Tabela 37 – Estatísticas descritivas das variáveis do painel de distribuidoras (2016–2023) .	158
Tabela 38 – Estatísticas descritivas por região (2016–2023) .....	159
Tabela 40 – Resultados do modelo dinâmico (System GMM) .....	162
Tabela 41 – Resultados do modelo dinâmico (System GMM com defasagem da GD).....	164
Tabela 42 – Resultados do modelo dinâmico (System GMM – Sul) .....	166
Tabela 43 – Resultados do modelo dinâmico (System GMM – Sudeste).....	167
Tabela 44 – Resultados do modelo dinâmico (System GMM – NE, NE e CO) .....	169

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

- ANEEL** – Agência Nacional de Energia Elétrica
- ARDL** – Autorregressão com Defasagens Distribuídas (Autoregressive Distributed Lag)
- BESCOM** – Bangalore Electricity Supply Company
- CCEE** – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
- CMSE** – Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
- COFINS** – Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
- CUSUM** – Cumulative Sum (Teste de Soma Cumulativa)
- EBITDA** – Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization
- EPE** – Empresa de Pesquisa Energética
- EUA** – Estados Unidos da América
- FERC** – Federal Energy Regulatory Commission
- FIT** – Feed-in Tariff (Tarifa Feed-in)
- FV** – Fotovoltaica
- GD** – Geração Distribuída
- GMM** – Generalized Method of Moments (Método dos Momentos Generalizados)
- GWh** – Gigawatt-hora
- GW** – Gigawatt
- ICMS** – Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
- IPCA** – Índice de Preços ao Consumidor Amplo
- IRENA** – International Renewable Energy Agency (Agência Internacional de Energias Renováveis)
- ITC** – Investment Tax Credit
- JNNSM** – Jawaharlal Nehru National Solar Mission
- kW** – Quilowatt
- kWh** – Quilowatt-hora
- LP** – Longo Prazo
- MQO** – Mínimos Quadrados Ordinários
- MW** – Megawatt
- ODS** – Objetivos de Desenvolvimento Sustentável
- ONS** – Operador Nacional do Sistema Elétrico
- ONU** – Organização das Nações Unidas
- PERS** – Programa de Energia Renovável Social

**PIS/Pasep** – Programa de Integração Social / Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público

**RPO** – Renewable Purchase Obligations

**RPS** – Renewable Portfolio Standards

**SCEE** – Sistema de Compensação de Energia Elétrica

**TE** – Tarifa de Energia

**TUSD** – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

**VGF** – Viability Gap Funding

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>9</b>
<b>2</b>	<b>PANORAMA INTERNACIONAL.....</b>	<b>14</b>
<b>2.1</b>	<b>China.....</b>	<b>15</b>
<b>2.2</b>	<b>EUA.....</b>	<b>18</b>
<b>2.3</b>	<b>Alemanha .....</b>	<b>21</b>
<b>2.4</b>	<b>Japão.....</b>	<b>23</b>
<b>2.5</b>	<b>Índia.....</b>	<b>26</b>
<b>2.6</b>	<b>Lições dos Líderes Globais em Geração Distribuída .....</b>	<b>29</b>
<b>3</b>	<b>DINÂMICAS DA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA.....</b>	<b>32</b>
<b>3.1</b>	<b>Estrutura e Dispositivos do Setor Elétrico Brasileiro .....</b>	<b>33</b>
<b>3.2</b>	<b>Novo marco legal da geração distribuída.....</b>	<b>37</b>
<b>3.3</b>	<b>Geração distribuída no Brasil .....</b>	<b>41</b>
<b>3.4</b>	<b>Geração distribuída nas Unidades Federativas.....</b>	<b>45</b>
<b>4</b>	<b>REFERENCIAL EMPÍRICO .....</b>	<b>49</b>
<b>4.1</b>	<b>Difusão da geração distribuída fotovoltaica .....</b>	<b>49</b>
<b>4.2</b>	<b>Estruturas Tarifárias e Adequação Frente à GD.....</b>	<b>54</b>
<b>4.3</b>	<b>O Impacto da GD nas Tarifas de Energia.....</b>	<b>56</b>
<b>4.4</b>	<b>O Fenômeno da "Espiral da Morte" nas Empresas de Distribuição .....</b>	<b>57</b>
<b>5</b>	<b>APLICAÇÃO I: ADOÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL: UMA APLICAÇÃO DO MODELO DE DIFUSÃO DE BASS .....</b>	<b>64</b>
<b>5.1</b>	<b>Difusão de novas tecnologias .....</b>	<b>65</b>
<b>5.1.1</b>	<b>Categoria dos adotantes.....</b>	<b>70</b>
<b>5.1.2</b>	<b>Curva S de Distribuição .....</b>	<b>72</b>
<b>5.2</b>	<b>O Modelo de Difusão de Bass .....</b>	<b>76</b>
<b>5.3</b>	<b>Base de dados.....</b>	<b>84</b>
<b>5.4</b>	<b>Aplicação do Modelo de Bass para Previsão e Impacto nas Tarifas .....</b>	<b>86</b>
<b>6</b>	<b>APLICAÇÃO II – IMPACTOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA SOBRE AS TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA: EVIDÊNCIAS A PARTIR DE MODELOS ARDL REGIONAIS.....</b>	<b>93</b>

<b>6.1</b>	<b>O Modelo ARDL.....</b>	<b>94</b>
<b>6.2</b>	<b>Fundamentos de Cointegração.....</b>	<b>95</b>
<b>6.3</b>	<b>Integração de Curto e Longo Prazo.....</b>	<b>96</b>
<b>6.4</b>	<b>Testes de Cointegração no Modelo ARDL: Aplicação do Bound Test.....</b>	<b>99</b>
<b>6.5</b>	<b>Base de Dados .....</b>	<b>100</b>
6.5.1	Variáveis Climáticas e Operacionais.....	101
6.5.2	Variáveis Econômicas e de Atividade.....	102
<b>6.6</b>	<b>Análise descritiva dos dados.....</b>	<b>104</b>
<b>6.7</b>	<b>Resultados ARDL .....</b>	<b>110</b>
6.7.1	Nordeste.....	112
6.7.2	Norte.....	118
6.7.3	Centro Oeste .....	123
6.7.4	Sudeste.....	128
6.7.5	Sul.....	134
6.7.6	Comparação Regional dos Resultados .....	140
<b>6.8</b>	<b>Conclusão .....</b>	<b>143</b>
<b>7</b>	<b>APLICAÇÃO III – IMPACTO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA SOBRE A RECEITA DAS DISTRIBUIDORAS: UMA ANÁLISE EM PAINEL.....</b>	<b>146</b>
<b>7.1</b>	<b>Metodologia.....</b>	<b>147</b>
7.1.1	Estrutura empírica .....	147
7.1.2	Limitações da abordagem estática.....	148
7.1.3	Especificação dinâmica do modelo .....	149
7.1.4	Estimador GMM em primeiras diferenças .....	151
7.1.5	Testes de autocorrelação serial e validade dos instrumentos .....	153
7.1.6	Estimador System GMM.....	154
<b>7.2</b>	<b>Base de dados.....</b>	<b>155</b>
<b>7.3</b>	<b>Análise descritiva dos dados.....</b>	<b>157</b>
<b>7.4</b>	<b>Resultados .....</b>	<b>160</b>
7.4.1	Resultados do modelo dinâmico GMM.....	161
7.4.2	Especificação com defasagem da geração distribuída .....	163
7.4.3	Resultados regionais.....	164
<b>7.5</b>	<b>Conclusão .....</b>	<b>171</b>
<b>8</b>	<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS.....</b>	<b>173</b>

REFERÊNCIAS .....	179
ANEXO .....	195

## 1 INTRODUÇÃO

A geração distribuída (GD), particularmente por meio de sistemas solares fotovoltaicos, expandiu-se no Brasil entre 2014 e 2024. O número de unidades consumidoras com micro e minigeração distribuída passou de 566 registros em 2014 para 4.800.361 ao final de 2024, segundo dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Esse movimento está associado a avanços tecnológicos no setor elétrico e a mudanças observadas no contexto da transição energética em nível global. Em um cenário marcado por restrições ambientais, difusão tecnológica e ampliação do uso de fontes alternativas, a GD passou a integrar estratégias voltadas à diversificação da matriz elétrica, à redução de perdas técnicas e à descentralização da produção de energia. No caso brasileiro, esse processo ocorre paralelamente à consolidação do arcabouço institucional do setor, com a definição de marcos regulatórios que disciplinam a conexão de pequenos geradores às redes de distribuição e estabelecem regras para compensação de energia e estrutura tarifária.

A definição de geração distribuída adotada pelas normas brasileiras refere-se à geração de energia elétrica realizada por unidades conectadas diretamente à rede de distribuição, com limites de potência estabelecidos e consumo predominantemente local. Conforme Soethe e Blanchet (2020), esse conceito abrange sistemas baseados em fontes renováveis, como solar, eólica, hidrelétrica e termelétrica de pequeno porte. Embora a expansão da GD seja um fenômeno recente no contexto brasileiro, a geração próxima ao ponto de consumo antecede a centralização do setor elétrico. Um exemplo citado na literatura (ORROK, G., 1930; SCHMITT, R. W., 1983; SULZBERGER, C., 2013) é o sistema implementado por Thomas Edison na Pearl Street Station, em 1882, que operava segundo uma lógica local de fornecimento de energia.

Na produção acadêmica sobre o tema, os termos “geração distribuída” e “geração descentralizada” são empregados de forma não uniforme. Trabalhos como os de Santos (1987), Ackermann, Andersson e Söder (2001) e Pepermans *et al.* (2006) indicam que a variedade de abordagens técnicas, jurídicas e operacionais associadas à GD dificulta a consolidação de uma definição única. Para fins analíticos, adota-se neste trabalho uma definição operacional, segundo a qual geração distribuída corresponde à produção de energia elétrica realizada por unidades de pequeno porte, localizadas próximas ao consumo final, conectadas à rede de distribuição e, em geral, baseadas em fontes renováveis. No Brasil, essa concepção vem sendo formalizada por meio de regulamentações da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL),

com destaque para a Resolução Normativa nº 482/2012 e, posteriormente, para a Lei nº 14.300/2022, que instituiu o marco legal da micro e minigeração distribuída.

Desde a publicação da Resolução Normativa nº 482/2012 pela ANEEL, a geração distribuída (GD) no Brasil apresentou crescimento contínuo, passando de registros residuais para uma potência instalada superior a 35 GW ao final de 2024. Esse volume de geração própria corresponde a aproximadamente 7,3% do consumo total de eletricidade do país (EPE, 2025). No mesmo período, o número de unidades consumidoras com sistemas de micro e minigeração distribuída ultrapassou 4 milhões, o que representa cerca de 4,5% do total de unidades consumidoras atendidas no Brasil (ANEEL, 2024). Em termos de capacidade instalada, a fonte solar fotovoltaica, responsável por 98% da GD no país, passou a representar aproximadamente 17% da potência total outorgada da matriz elétrica nacional (EPE, 2025).

Entre as tecnologias associadas à geração distribuída, a energia solar fotovoltaica (FV) apresenta elevada difusão a partir de 2016. A expansão dessa tecnologia está relacionada a fatores como a redução dos custos dos equipamentos, a presença de incentivos regulatórios, os ganhos de escala na produção e políticas voltadas à descarbonização. Zander *et al.* (2019) analisam a inserção da energia solar FV em estratégias nacionais de mitigação das mudanças climáticas e de diversificação da matriz energética. A ampliação do número de sistemas instalados está associada a inovações técnicas que elevaram a eficiência dos painéis, reduziram custos marginais e facilitaram a aplicação em áreas urbanas e rurais. De forma complementar, Creutzig *et al.* (2019) discutem que esses avanços, em conjunto com mecanismos institucionais de apoio, contribuíram para a difusão econômica da tecnologia em diferentes países, incluindo o Brasil.

O crescimento da energia solar fotovoltaica também está associado a desafios operacionais e institucionais. A integração de sistemas FV em maior escala envolve necessidades de adaptação da infraestrutura elétrica, desenvolvimento de mecanismos de armazenamento e gestão da intermitência da geração. Müller *et al.* (2019) analisam que o aumento do número de pequenos geradores conectados à rede demanda ajustes no planejamento e na operação do sistema elétrico, incluindo alterações nos modelos tarifários. No caso brasileiro, soma-se a esse debate a questão da distribuição dos benefícios da tecnologia. Zander *et al.* (2019) discutem que, embora a geração distribuída possa ampliar o acesso à energia, sua adoção tende a ocorrer de forma mais intensa entre grupos de maior renda, o que pode reforçar desigualdades preexistentes na ausência de instrumentos regulatórios ou compensatórios.

Outro eixo de análise refere-se aos efeitos da geração distribuída sobre a estrutura econômica do segmento de distribuição de energia elétrica. O estudo de Gajjar *et al.* (2019),

aplicado ao caso da Bangalore Electricity Supply Company (BESCOM), examina a relação entre a expansão de sistemas fotovoltaicos residenciais e a elevação dos custos da eletricidade para os consumidores que permanecem conectados à rede. Segundo os autores, à medida que parte dos usuários passa a suprir parcela de seu consumo por meio de geração própria, a base de faturamento das distribuidoras se reduz, enquanto seus custos fixos permanecem, em grande medida, inalterados. Como resultado, esses custos tendem a ser redistribuídos entre um número menor de consumidores, pressionando as tarifas. O aumento tarifário, por sua vez, eleva o incentivo econômico à adoção da geração distribuída por novos usuários, aprofundando a redução da base de consumidores cativos e reforçando a pressão sobre os reajustes. Esse processo de retroalimentação é descrito por Ortega Izquierdo e Del Rio (2016) como uma possível “espiral da morte” das distribuidoras, caracterizada pela interação entre perda de receita, elevação de tarifas e expansão contínua da geração distribuída.

Esta tese investiga, a partir de diferentes abordagens empíricas, as implicações econômicas associadas à expansão da geração distribuída fotovoltaica no Brasil. O trabalho é estruturado em três exercícios analíticos independentes e complementares: (i) a análise da dinâmica de adoção da geração distribuída ao longo do tempo, por meio da aplicação do modelo de difusão de Bass; (ii) a avaliação dos efeitos da penetração da GD sobre as tarifas de energia elétrica, com ênfase na evolução das pressões tarifárias em nível regional; e (iii) a estimação dos impactos da GD sobre a receita das distribuidoras, utilizando um modelo com dados em painel dinâmico. Em conjunto, esses exercícios abordam diferentes dimensões da interação entre a expansão da geração própria e a organização econômica e institucional do setor elétrico brasileiro.

O primeiro exercício empírico emprega o modelo de difusão de Bass, proposto por Bass (1969), para estimar a trajetória de adoção da geração distribuída fotovoltaica nas cinco grandes regiões do Brasil. O modelo distingue entre consumidores inovadores, cuja decisão de adoção está associada a fatores externos, como políticas públicas ou subsídios, e consumidores imitadores, cuja decisão decorre da observação da adoção por outros usuários. Essa abordagem é recorrente em estudos sobre difusão tecnológica, inclusive no setor energético. No contexto brasileiro, Konzen (2014) aplicou o modelo de Bass para analisar a adoção da geração distribuída em nível nacional. Embora o autor analise a difusão nacional, ele não captura as heterogeneidades regionais profundas do Brasil, onde os custos e a irradiação solar variam significativamente entre as regiões. O presente estudo amplia essa abordagem ao considerar a desagregação regional, permitindo examinar diferenças territoriais nos padrões de adoção e projetar trajetórias de expansão da GD a partir das dinâmicas observadas em cada região.

O segundo exercício examina a relação entre a expansão da geração distribuída e as tarifas de energia elétrica. Para esse fim, é utilizado o modelo de Autorregressão com Defasagem Distribuída (ARDL), que possibilita a análise de relações de curto e longo prazo entre a adoção da GD e as tarifas médias observadas nas regiões brasileiras. Essa abordagem é compatível com o uso de séries temporais curtas e integradas de ordens distintas, característica das variáveis consideradas neste estudo. A opção pela análise regionalizada permite incorporar diferenças climáticas, econômicas e institucionais, que influenciam tanto a adoção da GD quanto a formação tarifária. O exercício avalia empiricamente se a expansão da geração distribuída está associada a variações nas tarifas enfrentadas pelos consumidores conectados à rede convencional. Gajjar *et al.* (2019) indicam que, em contextos com mecanismos de compensação integral, a difusão da GD pode estar associada a elevações tarifárias para consumidores que não aderem à tecnologia, com possíveis implicações distributivas.

O terceiro exercício analisa a relação entre a expansão da geração distribuída e a receita das distribuidoras de energia elétrica, por meio de modelos econométricos com dados em painel. A análise utiliza dados mensais de distribuidoras atuantes no Brasil, com controle para variáveis como o número de consumidores cativos e a tarifa média. A especificação parte de um modelo log-log com efeitos fixos e é posteriormente estendida para um painel dinâmico estimado por meio do Método dos Momentos Generalizados (GMM), permitindo incorporar a persistência temporal da receita e tratar potenciais problemas de endogeneidade. Adicionalmente, são consideradas defasagens da variável de geração distribuída, de modo a capturar a temporalidade de seus efeitos sobre o faturamento das distribuidoras. Esse exercício dialoga com estudos que examinam os efeitos financeiros associados à expansão da geração distribuída, como o de Simone e Salles (2017) e Dippenaar e Bekker (2023).

A estrutura metodológica adotada nesta tese articula três abordagens empíricas distintas, o modelo de difusão de Bass, o modelo ARDL e modelos de painel dinâmico, de modo a analisar diferentes dimensões econômicas associadas à geração distribuída. A difusão regional, os efeitos sobre as tarifas de energia elétrica e os impactos sobre a receita das distribuidoras são examinados em exercícios analíticos separados, porém relacionados pelo diagnóstico proposto. Essa abordagem permite organizar evidências empíricas sobre o funcionamento do setor elétrico em um contexto de expansão da geração própria e de mudanças no arranjo institucional. Cada exercício aborda aspectos específicos relevantes para a discussão regulatória e para a formulação de políticas públicas no setor energético.

A contribuição desta tese para a literatura reside na integração de três dimensões que raramente são tratadas de forma concomitante no cenário brasileiro. Diferentemente de estudos

prévios que focam em aspectos puramente técnicos ou em recortes nacionais agregados, este trabalho inova ao: (i) territorializar a curva de difusão tecnológica, revelando disparidades regionais de maturação de mercado; (ii) testar a hipótese da 'espiral da morte' no contexto institucional brasileiro pós-Lei 14.300; e (iii) fornecer subsídios para o regulador (ANEEL) ao quantificar o impacto real na receita das concessionárias. Assim, a tese preenche uma lacuna analítica sobre como a descentralização energética reconfigura o equilíbrio econômico entre consumidores, distribuidoras e o Estado em nível regional.

Além desta introdução, o estudo está organizado em oito capítulos. O Capítulo 2 apresenta um panorama internacional da geração distribuída (GD), descrevendo a expansão dessa modalidade em diferentes países e situando a experiência brasileira em relação a esses casos. O Capítulo 3 trata da transição energética no Brasil, abordando o processo de expansão da GD no país, com foco no marco legal, na distribuição das instalações entre as unidades federativas e em características institucionais do contexto nacional. O Capítulo 4 apresenta o referencial empírico utilizado ao longo do estudo. O Capítulo 5 descreve o primeiro exercício empírico, baseado no modelo de difusão de Bass, voltado à estimação da trajetória regional de adoção da GD. O Capítulo 6 desenvolve o segundo exercício, que analisa a relação entre a GD e as tarifas de energia elétrica por meio de modelos ARDL em nível regional. O Capítulo 7 apresenta o terceiro exercício, no qual se examina o efeito da GD sobre a receita das distribuidoras utilizando modelos econométricos com dados em painel dinâmico. Por fim, o Capítulo 8 reúne as considerações finais, com uma síntese dos resultados obtidos e indicações de desdobramentos analíticos relacionados à regulação e à expansão da geração distribuída no Brasil.

## 2 PANORAMA INTERNACIONAL

A expansão da geração distribuída tem sido observada em diferentes países desde o início dos anos 2000, em paralelo à intensificação de políticas voltadas à diversificação da matriz energética e à redução de emissões de gases de efeito estufa. Em diversas economias, a adoção de sistemas de GD esteve associada à combinação de instrumentos regulatórios específicos, como mecanismos de compensação de energia, tarifas *feed-in* e incentivos fiscais, à redução do custo dos equipamentos fotovoltaicos e à ampliação do acesso a financiamento. Esses fatores resultaram em arranjos institucionais e operacionais heterogêneos entre países. Paralelamente, a expansão da geração distribuída tem sido acompanhada por debates sobre a adequação das infraestruturas elétricas existentes, a alocação de custos da rede e os efeitos econômicos sobre consumidores que permanecem integralmente dependentes do fornecimento pelas distribuidoras.

Dados da Agência Internacional de Energias Renováveis (IRENA), referentes a 2023, indicam que a capacidade instalada de geração distribuída encontra-se concentrada em um conjunto restrito de países, conforme apresentado na Tabela 1. China, Estados Unidos, Japão, Alemanha e Índia respondem conjuntamente por cerca de 986 GW de capacidade instalada. O Brasil ocupa a sexta posição nesse ranking, com aproximadamente 37 GW, situando-se entre os países com maior capacidade acumulada de GD. Essa distribuição evidencia a heterogeneidade do estágio de difusão da geração distribuída entre as economias e fornece um ponto de partida para a análise comparativa das experiências internacionais.

**Tabela 1 - Capacidade instalada acumulada em 2023**

País	Capacidade
China	609 GW
EUA	137 GW
Japão	87 GW
Alemanha	81 GW
Índia	72 GW
Brasil	37 GW
Austrália	33 GW
Itália	29 GW
Espanha	28 GW
Coreia do Sul	27 GW

Fonte: Agência Internacional de Energias Renováveis (IRENA)

A seleção de China, Estados Unidos, Japão, Alemanha e Índia como casos analisados neste capítulo decorre de suas posições relativas na capacidade instalada de geração distribuída e da diversidade de arranjos institucionais adotados. A China, com a maior capacidade acumulada, combina diretrizes nacionais centralizadas com mecanismos de estímulo ao mercado doméstico. Os Estados Unidos apresentam um modelo caracterizado pela descentralização regulatória, no qual estados e governos locais adotam instrumentos distintos, como esquemas de compensação de energia. O Japão intensificou a adoção de fontes renováveis no período posterior ao acidente de Fukushima, enquanto a Alemanha figura entre os países que estruturaram políticas de tarifas *feed-in* em estágios iniciais da difusão dessas tecnologias. A Índia, por sua vez, representa um caso de economia emergente em que a expansão da geração distribuída ocorre em um contexto de heterogeneidade regional e limitações de infraestrutura.

O capítulo examina as estratégias adotadas nesses países para o desenvolvimento da geração distribuída, com atenção aos instrumentos de política pública, aos incentivos regulatórios empregados e aos desafios associados à integração dessa modalidade aos sistemas elétricos. Também são discutidos aspectos relacionados à distribuição dos benefícios da GD, à sustentabilidade econômico-financeira das distribuidoras e às diferenças regionais observadas nos processos de adoção. A análise comparativa dessas experiências internacionais fornece elementos para situar o caso brasileiro no debate mais amplo sobre a organização do setor elétrico em um contexto de expansão da geração distribuída.

## 2.1 China

A China concentra atualmente a maior capacidade instalada de fontes renováveis em escala global. A trajetória da geração distribuída (GD) no país está associada a políticas nacionais formuladas com horizonte de longo prazo, estruturadas a partir da Lei de Energia Renovável de 2005 e de suas emendas de 2009, que estabeleceram um arcabouço institucional voltado à incorporação de fontes renováveis no sistema elétrico. Essas diretrizes foram acompanhadas por instrumentos como tarifas *feed-in*, caracterizadas pela garantia de preços administrados para a energia injetada na rede, além de metas de aquisição obrigatória de energia renovável pelas concessionárias e subsídios direcionados à instalação de sistemas solares. Conforme analisado por Schuman e Lin (2012), até 2018 a China respondia por cerca de 30% da capacidade instalada global de energia solar.

Com uma matriz elétrica historicamente baseada no carvão, que representava aproximadamente 70% da geração em 2010 (SHU *et al*, 2017), a China passou a ampliar a

participação de fontes renováveis em resposta a questões relacionadas às emissões de carbono e à qualidade do ar em áreas urbanas. Esse movimento também esteve associado a objetivos de diversificação da matriz energética e de redução da dependência de combustíveis fósseis. Segundo Zhang *et al.* (2018), o país consolidou-se como um dos principais polos globais de manufatura de equipamentos fotovoltaicos, incluindo painéis e inversores, atendendo tanto ao mercado doméstico quanto à demanda externa.

Entre 2010 e 2016, segundo dados da National Development and Reform Commission (2011), a capacidade instalada de energia solar fotovoltaica na China passou de aproximadamente 500 MW para mais de 77 GW, com crescimento significativo de sistemas distribuídos instalados em telhados residenciais, comerciais e industriais (AUFFHAMMER; DONG, 2021). Esse processo foi acompanhado por políticas de incentivo que incluíram subsídios diretos aos proprietários dos sistemas e a aplicação de tarifas feed-in, com valores diferenciados conforme a região e o tipo de instalação. As políticas também distinguiram contextos urbanos e rurais: nas áreas urbanas, a ênfase recaiu sobre a adaptação de edificações e a integração dos sistemas à rede, enquanto nas áreas rurais a geração distribuída esteve associada a programas de eletrificação e a estratégias de desenvolvimento local (Schuman; Lin, 2012).

A implementação dessas políticas ocorreu de forma descentralizada. Enquanto o governo central estabelecia diretrizes gerais, governos provinciais e municipais dispunham de autonomia para ajustar os programas de incentivo às condições locais. Segundo Zhang *et al.* (2018), essa coordenação entre diferentes níveis de governo viabilizou a adoção de instrumentos como isenções fiscais, subsídios adicionais e estímulos à cadeia produtiva regional, contribuindo para a difusão da geração distribuída em áreas com menor disponibilidade de infraestrutura energética.

O crescimento acelerado da geração distribuída também evidenciou limitações estruturais do sistema elétrico. A infraestrutura de transmissão, originalmente concebida para um modelo centralizado com predominância de usinas térmicas, apresentou restrições para acomodar a intermitência e a dispersão espacial da geração renovável. Em 2016, cerca de 12% da eletricidade proveniente de fontes renováveis foi objeto de curtailment, em razão da incapacidade da rede de absorver integralmente a energia gerada (Auffhammer; Dong, 2021). Regiões do norte, como Gansu e Xinjiang, concentram parcela relevante da capacidade instalada, enquanto a demanda se encontra majoritariamente nas regiões leste e sudeste, o que intensifica os desafios logísticos associados ao escoamento da geração (National Energy Administration, 2019).

Nesse contexto, a partir de 2016, o governo chinês iniciou um processo de revisão dos mecanismos de incentivo à geração distribuída. As tarifas feed-in passaram a ser reduzidas de forma gradual para novos projetos, em consonância com a queda dos custos tecnológicos, e medidas de contenção fiscal foram adotadas diante do déficit acumulado no fundo nacional de renováveis, que ultrapassava 100 bilhões de yuans em 2016 (National Energy Administration, 2017). Paralelamente, algumas províncias passaram a adotar mecanismos de leilão para a contratação de novos projetos, com o intuito de ajustar os níveis de subsídio e ampliar a disciplina econômica na expansão da capacidade instalada.

Em complemento às alterações nos instrumentos econômicos, observaram-se iniciativas voltadas à reestruturação da infraestrutura do sistema elétrico. Investimentos em redes inteligentes, ampliação das interconexões regionais e incorporação de tecnologias de armazenamento foram priorizados com o objetivo de aprimorar a integração da geração distribuída ao sistema elétrico. Segundo Auffhammer e Dong (2021), essas medidas estiveram associadas à redução dos níveis de curtailment e a melhorias na estabilidade operacional em determinadas regiões.

O crescimento da geração distribuída também esteve associado a efeitos econômicos e sociais. Em áreas rurais, sistemas fotovoltaicos distribuídos foram utilizados como instrumento de ampliação do acesso à eletricidade em comunidades anteriormente isoladas, ao mesmo tempo em que se observaram impactos sobre a atividade econômica local, como o surgimento de pequenos empreendimentos e a diversificação das bases produtivas. A cadeia de valor relacionada à fabricação, instalação e manutenção de equipamentos solares esteve associada à geração de empregos, com maior concentração em províncias como Henan, Anhui e Jiangsu, refletindo a distribuição regional da indústria fotovoltaica (Schuman; Lin, 2012).

A continuidade da expansão da geração distribuída na China, no entanto, permanece condicionada a fatores de natureza interna e externa. No plano doméstico, diferenças na capacidade dos governos locais de estruturar, avaliar e executar projetos sob os novos mecanismos de leilão refletem a heterogeneidade institucional e técnica entre as províncias. No plano externo, a indústria fotovoltaica chinesa apresenta exposição à volatilidade dos preços de insumos estratégicos e a incertezas geopolíticas, em função da dependência de minerais críticos e de componentes inseridos em cadeias globais de suprimento (Zhang *et al.*, 2018).

Nos anos mais recentes, a política energética chinesa passou a incorporar metas climáticas de longo prazo. Em 2020, o governo anunciou o compromisso de alcançar a neutralidade de carbono até 2060 (XI, 2020), posteriormente incorporado aos documentos estratégicos do 14º Plano Quinquenal e às diretrizes para a modernização do sistema energético

(NDRC, 2022). Esse compromisso implica ajustes na trajetória de crescimento das fontes renováveis, incluindo a geração distribuída, em consonância com estratégias de ampliação da participação da energia solar na matriz elétrica e de fortalecimento da infraestrutura de transmissão e distribuição (IEA, 2021). A experiência acumulada nas fases anteriores de política de incentivo às energias renováveis constitui base institucional e regulatória para a implementação dessas metas de longo prazo.

Os efeitos da geração distribuída na China também se estendem para além do mercado doméstico. A escala de produção e a inserção do país nas exportações de tecnologias renováveis influenciam preços internacionais, padrões técnicos e a organização dos mercados em economias emergentes. Ainda que a expansão da GD tenha sido acompanhada por desafios de ordem estrutural e institucional, a trajetória chinesa ilustra a relevância de mecanismos de coordenação entre diferentes níveis de governo, da articulação com políticas industriais e da adaptação contínua dos instrumentos regulatórios às mudanças tecnológicas e fiscais.

## 2.2 EUA

Os Estados Unidos constituem o segundo país com maior capacidade instalada de geração distribuída no cenário internacional. A ampliação da GD no país ocorre em um ambiente institucional caracterizado pela coexistência de competências federais, estaduais e locais, o que resulta em arranjos regulatórios diversos para a adoção de fontes renováveis descentralizadas, com destaque para a energia solar fotovoltaica. Segundo Shen *et al.* (2021), a participação de fontes renováveis não hídricas na matriz elétrica nacional passou de aproximadamente 3% em 2008 para 10% em 2018, refletindo a combinação de políticas públicas em diferentes níveis de governo e o aumento dos investimentos privados no setor.

O crescimento da geração distribuída nos Estados Unidos está associado à redução dos custos das tecnologias renováveis e à difusão de soluções descentralizadas de produção de energia, especialmente nos segmentos residencial e comercial. Em 2021, dos 18,2 GW de capacidade solar instalada naquele ano, cerca de 5,4 GW corresponderam à geração distribuída, refletindo a interação entre fatores tecnológicos, financeiros e regulatórios em diferentes níveis de governo. Chowdhury *et al.* (2021) também registram a expansão de tecnologias complementares, como sistemas de armazenamento e medidores inteligentes, cuja taxa de adoção passou de 38,8% para 56,4% entre 2014 e 2018.

A estrutura regulatória dos Estados Unidos é caracterizada pela divisão de competências entre os níveis federal e estadual. No âmbito federal, a Federal Energy Regulatory Commission

(FERC) define diretrizes para os mercados de energia no atacado e para a transmissão interestadual. Iniciativas federais, como o programa SunShot Initiative, estiveram associadas a esforços de redução de custos tecnológicos e disseminação de práticas relacionadas à energia solar. No nível estadual, concentram-se os principais instrumentos regulatórios voltados à geração distribuída, com destaque para programas de net metering e para as metas obrigatórias de portfólios renováveis (Renewable Portfolio Standards – RPS) (Shen *et al.*, 2021). Esse arranjo institucional resulta em trajetórias diferenciadas de adoção da GD entre os estados.

O *net metering* constitui um dos mecanismos mais difundidos de incentivo à geração distribuída nos Estados Unidos. Esse instrumento permite que consumidores com geração própria sejam compensados pela energia excedente injetada na rede, por meio de créditos que podem ser utilizados para reduzir o consumo faturado. Em estados como Califórnia e Nova York, o net metering esteve associado à difusão da energia solar distribuída ao longo da última década. A Califórnia, por exemplo, respondeu por aproximadamente 58% das novas instalações solares em 2020, segundo dados de List Solar (2020), em um contexto de coexistência entre incentivos regulatórios e mecanismos financeiros complementares.

Entre os instrumentos de natureza fiscal, destaca-se o *Investment Tax Credit* (ITC), que concede créditos tributários sobre os custos de instalação de sistemas de energia renovável, abrangendo tecnologias como solar e eólica. A aplicação desse mecanismo esteve associada à redução dos custos iniciais dos projetos e à ampliação da viabilidade econômica em diferentes escalas de geração. Em paralelo, políticas estaduais apresentaram orientações distintas: enquanto o Havaí estabeleceu metas de 100% de geração renovável até 2045, o Texas concentrou sua estratégia na intensificação da geração eólica, com maior ênfase em mecanismos competitivos de mercado (BIRD; CLEVENGER, 2019).

A descentralização regulatória do setor elétrico norte-americano permite a coexistência de diferentes arranjos institucionais. Enquanto a Federal Energy Regulatory Commission (FERC) exerce competência sobre os mercados de energia no atacado, os estados mantêm autoridade sobre os mercados varejistas e sobre as redes de distribuição, que concentram o crescimento da geração distribuída. Esse arranjo possibilita a adoção de instrumentos regulatórios adaptados às condições locais, como a introdução de tarifas por horário de uso (*time-of-use tariffs*) na Califórnia, voltadas à gestão da intermitência das fontes renováveis e à sinalização temporal de preços aos consumidores (Shen *et al.*, 2021).

Outro elemento da configuração institucional do setor energético nos Estados Unidos é a atuação de cooperativas e concessionárias de pequeno porte, especialmente em áreas rurais. Essas entidades, frequentemente mais dependentes de transferências e subsídios, passaram a

explorar estratégias de adaptação à geração distribuída por meio de parcerias e novos modelos de negócio. Em 2020, a FERC aprovou a Ordem nº 2222 <sup>1</sup>, que autoriza a agregação de recursos energéticos distribuídos para participação nos mercados de energia no atacado, ampliando as possibilidades de integração desses ativos ao sistema elétrico e sua remuneração em ambientes competitivos (Chowdhury *et al.*, 2021).

O avanço da geração distribuída também suscitou debates sobre a sustentabilidade econômica do modelo regulatório e a situação financeira das concessionárias. Em estados com elevada penetração de energia solar, discutem-se os efeitos de subsídios cruzados, uma vez que consumidores com geração própria continuam a utilizar a infraestrutura de rede, mas contribuem de forma relativamente menor para seu financiamento. Em resposta, alguns estados passaram a considerar ajustes nos mecanismos de compensação do *net metering* ou a introdução de tarifas associadas à capacidade, com o objetivo de reequilibrar a alocação dos custos do sistema (CHOWDHURY *et al.*, 2021).

Do ponto de vista técnico, a maior difusão da geração distribuída requer adaptações na rede elétrica, especialmente em regiões com maior participação de fontes intermitentes. A integração de recursos distribuídos está associada ao avanço de tecnologias como sistemas de armazenamento de energia e redes inteligentes, que ampliam a capacidade de monitoramento e controle dos fluxos elétricos. Segundo Shen *et al.* (2021), a ocorrência de eventos climáticos extremos, como incêndios florestais e furacões, tem reforçado a adoção de soluções como microgrids e sistemas de backup, voltadas ao aumento da resiliência do sistema elétrico.

A heterogeneidade regional constitui um traço estrutural do setor elétrico norte-americano. Estados como Califórnia e Texas concentram parcela significativa da capacidade instalada de geração distribuída, enquanto regiões como o Sudeste apresentam menor penetração, refletindo diferenças em estruturas tarifárias, prioridades de política pública e capacidades institucionais. Essa diversidade de arranjos possibilita a adoção de estratégias diferenciadas, mas também coloca desafios relacionados à padronização regulatória e à distribuição dos benefícios associados à GD (Chowdhury *et al.*, 2021).

O setor privado também participa da consolidação do mercado de geração distribuída nos Estados Unidos. Empresas de grande porte, como Apple e Walmart, adotaram

---

<sup>1</sup> A Ordem nº 2222, emitida pela Federal Energy Regulatory Commission (FERC) em 2020, estabelece diretrizes que permitem a participação de recursos energéticos distribuídos nos mercados de energia elétrica no atacado, por meio de agregações. Esses recursos incluem armazenamento elétrico, geração intermitente, geração distribuída, resposta à demanda, eficiência energética, armazenamento térmico e veículos elétricos, juntamente com seus equipamentos de carregamento. A medida visa integrar esses ativos nos mercados regionais organizados, promovendo maior eficiência, competitividade e flexibilidade no sistema elétrico (FERC, 2020).

estratégias de geração própria (LIST SOLAR, 2020), enquanto empresas de menor porte atuam no desenvolvimento de tecnologias voltadas à gestão da demanda e ao armazenamento de energia. Esses movimentos estão associados à ampliação da oferta de soluções descentralizadas e à redução de custos ao longo do tempo, influenciando a difusão da geração distribuída no país (Shen *et al.*, 2021).

### 2.3 Alemanha

A Alemanha estruturou, a partir do início dos anos 2000, um programa nacional de transição energética conhecido como *Energiewende*, voltado à redução da dependência de combustíveis fósseis e nucleares e à ampliação da participação de fontes renováveis no setor energético. Essa estratégia foi concebida como um processo de longo prazo, alinhado a compromissos climáticos internacionais e a mudanças na organização do sistema elétrico. Em 2011, o processo de desligamento das usinas nucleares foi acelerado após o acidente de Fukushima, reforçando a reorientação da matriz energética em direção às fontes renováveis. O plano estabelece metas até 2050, incluindo a redução de emissões de gases de efeito estufa entre 80% e 95% e a elevação da participação das energias renováveis para, no mínimo, 80% da geração de eletricidade (MATTHES *et al.*, 2017).

Em 2020, cerca de 45% da eletricidade gerada na Alemanha teve origem em fontes renováveis, segundo dados do *Federal Ministry for Economic Affairs and Energy* (Federal Ministry for Economic Affairs and Energy, 2021), refletindo a evolução do processo de transição energética ao longo das duas décadas anteriores. Uma parcela expressiva dessa geração é realizada por pequenos produtores, incluindo residências, cooperativas e empresas de menor porte, o que caracteriza um arranjo fortemente descentralizado. Nesse contexto, a energia solar ultrapassou 50 GW de capacidade instalada (FRAUNHOFER ISE, 2021), consolidando-se como um dos principais componentes da matriz elétrica alemã (Leiren; Reimer, 2018).

Segundo Leiren e Reimer (2018), a *Energiewende* é frequentemente analisada em associação ao conceito de “democracia energética”, entendido como a ampliação da participação de cidadãos e comunidades locais na geração de energia. Esse arranjo esteve inicialmente ligado à adoção de políticas de incentivo, como as tarifas *feed-in*, que asseguravam preços administrados para a energia gerada e injetada na rede, criando condições de previsibilidade econômica para pequenos investidores. Alterações regulatórias posteriores, incluindo a introdução de mecanismos de leilão, passaram a suscitar debates sobre seus efeitos na estrutura do mercado e na participação relativa de pequenos produtores.

As tarifas *feed-in* desempenharam papel significativo na fase inicial de crescimento da geração distribuída na Alemanha, ao garantir preços superiores aos de mercado e reduzir a incerteza associada aos investimentos. Entre 2000 e 2014, esse modelo esteve associado ao aumento expressivo da capacidade instalada de fontes renováveis. A elevação dos custos vinculados a esse mecanismo, no entanto, intensificou pressões por reformas regulatórias em âmbito nacional e europeu. A partir de 2014, leilões competitivos passaram a ser adotados como alternativa às tarifas fixas, com o objetivo de ajustar os níveis de subsídio e alinhar a política energética alemã às diretrizes da União Europeia sobre auxílios estatais. Esse redesenho institucional alterou o perfil dos agentes predominantes no setor, favorecendo empreendimentos de maior escala e gerando discussões sobre seus efeitos na concentração de mercado e na participação de pequenos produtores (LEIREN; REIMER, 2018; MATTHES *et al.*, 2017).

Em paralelo, o governo alemão estabeleceu metas adicionais de longo prazo, de acordo com a Federal Climate Protection Act (Germany, 2021), as emissões de gases de efeito estufa devem ser reduzidas em pelo menos 65 % até 2030, em 88 % até 2040 e a neutralidade de gases de efeito estufa deve ser alcançada até 2045. Para sustentar essas diretrizes, foram implementados programas voltados ao fomento de pesquisa e desenvolvimento em tecnologias como redes inteligentes e sistemas de armazenamento de energia, consideradas relevantes para a gestão da intermitência das fontes renováveis e para a operação do sistema elétrico. Os investimentos necessários à modernização das redes de transmissão e distribuição têm sido acompanhados por aumentos nos custos do sistema, com reflexos nas tarifas aplicadas aos consumidores finais (HANSEN *et al.*, 2019; LEIREN; REIMER, 2018).

No caso alemão, a ampliação da geração distribuída tem sido acompanhada por desafios relacionados ao aumento da participação de fontes intermitentes, como a energia solar. A administração dessa variabilidade requer investimentos adicionais em armazenamento e em infraestrutura de transmissão, com efeitos sobre os custos operacionais do sistema elétrico. Além disso, a defasagem espacial e temporal entre a geração renovável e os centros de consumo tem ampliado a necessidade de redistribuição de energia, o que acarreta custos adicionais para o sistema (MATTHES *et al.*, 2017).

Do ponto de vista financeiro, os incentivos associados à geração distribuída na Alemanha estiveram ligados a efeitos distintos sobre o sistema elétrico. As tarifas *feed-in*, ao garantirem preços administrados para a energia gerada, ampliaram a participação de pequenos produtores, mas também implicaram custos adicionais repassados aos consumidores finais. As reformas regulatórias subsequentes, incluindo a adoção de leilões competitivos, foram introduzidas em resposta à elevação desses custos. Esse redesenho institucional, no entanto,

esteve associado a mudanças na composição dos agentes participantes, com maior presença de empresas de maior porte, e a debates sobre equidade tarifária, especialmente em razão das isenções concedidas a grandes consumidores industriais (HANSEN *et al.*, 2019; LEIREN; REIMER, 2018).

Conforme discutido por Matthes *et al.* (2017), a ampliação da participação de fontes renováveis, incluindo a geração distribuída, esteve associada à redução das emissões de gases de efeito estufa, ao mesmo tempo em que a intermitência dessas fontes demandou o uso complementar de usinas térmicas a carvão em determinados períodos. Esse fenômeno, frequentemente referido na literatura como “efeito rebote” (QIU, KAHN; XING, 2019), reflete limitações operacionais do sistema elétrico diante da variabilidade da geração e tem sido abordado por meio do debate sobre soluções complementares, como armazenamento em larga escala e sistemas de microgrids.

A transição energética alemã também esteve associada a efeitos sociais observados ao longo das fases iniciais de expansão da geração distribuída. A atuação de cooperativas energéticas e de programas de participação comunitária esteve relacionada à inserção de pequenos agentes no setor e à difusão da geração distribuída em nível local. Alterações regulatórias mais recentes, em particular a maior utilização de leilões competitivos, foram analisados por Leiren e Reimer (2018) quanto aos seus efeitos sobre a continuidade desses arranjos comunitários.

## **2.4 Japão**

Antes de 2011, o Japão apresentava uma matriz energética fortemente apoiada na energia nuclear e em combustíveis fósseis. Cerca de 30% da geração elétrica nacional era proveniente de usinas nucleares, enquanto a parcela remanescente baseava-se principalmente em petróleo, gás natural e carvão, em grande medida importados. O desenvolvimento do programa nuclear japonês intensificou-se após os choques do petróleo da década de 1970, como parte de uma estratégia voltada à redução da vulnerabilidade energética em um país com escassez de recursos naturais. À época, as diretrizes oficiais previam que a energia nuclear alcançaria até 50% da matriz elétrica por volta de 2030 (DUFFIELD; WOODALL, 2011).

O acidente ocorrido na usina de Fukushima Daiichi, em março de 2011, marcou uma inflexão na política energética japonesa. O terremoto seguido de tsunami no nordeste do Japão comprometeu os sistemas de resfriamento dos reatores, resultando na liberação de material radioativo e na evacuação de parte da população da região. Após o evento, os reatores nucleares

do país foram desligados para inspeções e revisões de segurança, o que levou a uma recomposição temporária da matriz energética, com aumento do uso de combustíveis fósseis e maior dependência de importações energéticas (GAHIR, 2024).

Entre 2011 e 2013, o Japão apresentou déficits comerciais elevados em relação aos padrões observados desde a década de 1980, associados, em parte, ao aumento dos gastos com importação de combustíveis fósseis. Em 2012, esses custos cresceram 25,2%, refletindo a recomposição da matriz energética após o desligamento dos reatores nucleares (VIVODA, 2012). No período, o país passou a ser objeto de debates internos e externos quanto ao grau de diversificação de sua matriz energética e às implicações econômicas da elevada dependência de fontes importadas (KARATAIRI, 2016).

Nesse contexto, a energia solar passou a ser considerada uma das alternativas para recompor a oferta de eletricidade e reduzir a exposição externa do sistema energético. Em julho de 2012, foi instituído um programa nacional de tarifas *feed-in* (FIT), com referências em experiências internacionais, incluindo iniciativas adotadas na Europa. O programa estabelecia preços administrados para a energia renovável gerada, com o objetivo de criar previsibilidade econômica para os investimentos.

Entre 2012 e 2016, o mercado solar japonês apresentou crescimento expressivo, com predominância de sistemas fotovoltaicos instalados em unidades residenciais e comerciais. Considerando o período de julho de 2012 a junho de 2014, cerca de 10,5 GW de nova capacidade fotovoltaica foi instalada no Japão após o início do esquema de *feed-in tariff*, com a maior parte dessa expansão ocorrendo no segmento solar (Hahn, 2014). Esse processo esteve associado à necessidade de diversificação da matriz energética no curto prazo e à ampliação de formas descentralizadas de produção de eletricidade. A rápida expansão, contudo, evidenciou limitações técnicas e operacionais. Concessionárias, historicamente estruturadas para operar sistemas centralizados, relataram dificuldades na integração da geração distribuída, particularmente no que se refere à gestão da intermitência e à coordenação dos fluxos de energia. Em redes locais, sobretudo em áreas mais isoladas, a absorção da nova capacidade renovável também se mostrou limitada (KARATAIRI, 2016).

O programa de tarifas *feed-in* passou por revisões ao longo do tempo, em resposta a questões observadas durante sua implementação inicial. A partir de 2014, os valores garantidos foram reduzidos, acompanhando a queda nos custos das tecnologias solares, e novas regras foram introduzidas com o objetivo de restringir o acúmulo de autorizações não executadas por investidores. Apesar desses ajustes, a participação da energia solar na matriz elétrica japonesa continuou a crescer. Em 2016, cerca de 7% da eletricidade gerada no país teve origem em

sistemas fotovoltaicos, frente a aproximadamente 1% em 2010 (ESTEBAN; PORTUGAL-PEREIRA, 2014).

O desenho descentralizado do programa permitiu a entrada de residências, pequenas empresas e investidores independentes no mercado de geração. No segmento residencial, os valores inicialmente pagos pela energia solar atingiram patamares elevados, em torno de 42 ienes/kWh, em comparação aos cerca de 23 ienes/kWh pagos pelos consumidores na energia convencional, o que esteve associado à rápida expansão dos investimentos no período inicial do programa (GAHIR, 2024).

Além do programa de tarifas *feed-in*, o governo japonês adotou instrumentos complementares voltados à expansão das tecnologias renováveis. Entre eles, destacam-se subsídios diretos para instalações solares residenciais e linhas de financiamento com condições favorecidas direcionadas a pequenos e médios investidores. Também foram realizados investimentos em pesquisa e desenvolvimento de tecnologias associadas ao armazenamento de energia e às redes inteligentes, com foco na redução de custos e no aprimoramento da integração de fontes renováveis intermitentes ao sistema elétrico (HUENTELER *et al.*, 2012).

Em paralelo, foram implementadas políticas com recortes regionais, considerando as diferenças entre áreas urbanas e rurais. Em centros urbanos de maior densidade populacional, observou-se a priorização de sistemas fotovoltaicos em edifícios residenciais e comerciais, enquanto em regiões rurais houve maior presença de usinas solares de porte intermediário instaladas em áreas com menor uso produtivo. Essa diferenciação espacial esteve associada à expansão das instalações solares em distintas regiões do país, refletindo adaptações do programa às características locais (HUENTELER *et al.*, 2012).

Após a implementação inicial, o programa de tarifas *feed-in* passou a ser objeto de revisões e ajustes regulatórios. Os valores praticados nos primeiros anos, ao assegurarem elevada remuneração aos investimentos, estiveram associados ao aumento dos custos repassados aos consumidores finais, o que levou à redução gradual das tarifas ao longo do tempo, acompanhando a queda dos custos das tecnologias solares. Adicionalmente, foram introduzidas normas voltadas à limitação do acúmulo de autorizações não executadas, com o objetivo de aprimorar a coordenação do planejamento e a execução dos projetos (HUENTELER *et al.*, 2012).

A expansão da geração distribuída também evidenciou restrições técnicas e econômicas relacionadas à integração de fontes intermitentes em uma rede elétrica originalmente concebida para fluxos centralizados. O crescimento acelerado da capacidade instalada ampliou a necessidade de investimentos em modernização das redes de transmissão e em sistemas de

gerenciamento da energia. De acordo com Komiyama e Fujii (2016), variabilidade da geração solar e eólica passou a demandar soluções adicionais de armazenamento, incluindo baterias em escala ampliada, para acomodar diferenças temporais entre oferta e demanda e mitigar riscos operacionais, como desperdícios de energia ou sobrecargas na rede.

Do ponto de vista financeiro, a expansão da geração distribuída esteve associada ao aumento dos custos operacionais do sistema elétrico, parte dos quais foi repassada aos consumidores por meio das tarifas. Operadoras de rede enfrentaram desafios na integração de fontes renováveis intermitentes, o que demandou aportes adicionais de financiamento público e privado para adequação da infraestrutura e manutenção da operação. Em regiões com elevada penetração da GD, foram observadas restrições relacionadas à capacidade de absorção da rede, levando à adoção de mecanismos como o controle ativo da geração renovável, com implicações para o aproveitamento econômico dessas fontes (BRICKER *et al.*, 2016).

Mesmo com a ampliação da geração distribuída após o acidente de Fukushima, a dependência japonesa de importações de combustíveis fósseis permaneceu elevada. A expansão das fontes renováveis não foi suficiente para substituir integralmente a energia nuclear no curto e médio prazos, resultando em maior utilização de gás natural liquefeito e carvão. Esse rearranjo da matriz energética teve efeitos sobre a balança comercial e sobre o perfil de emissões, mantendo em debate o equilíbrio entre objetivos de redução de emissões, segurança energética e custos do sistema no planejamento energético japonês (KOMIYAMA; FUJII, 2016).

## 2.5 Índia

A Índia reúne condições geográficas e climáticas associadas ao aproveitamento da geração distribuída (GD), em particular da energia solar, em razão da elevada incidência de radiação ao longo do ano. Diante do crescimento da demanda por eletricidade e da necessidade de diversificação da matriz energética, o governo indiano estabeleceu metas por meio da Jawaharlal Nehru National Solar Mission (JNNSM), lançada em 2010, que previa a expansão da capacidade instalada de energia solar para 100 GW até 2022 (SHYAM; KAR, 2017).

Entre 2010 e 2020, a capacidade instalada de energia solar no país passou de cerca de 10 MW para mais de 40 GW, ampliando a participação das fontes renováveis na matriz elétrica indiana (KAR, 2016). Esse crescimento esteve associado, entre outros fatores, à redução dos custos de instalação dos sistemas fotovoltaicos e à adoção de instrumentos de política pública, como subsídios diretos e linhas de financiamento com condições diferenciadas (SHYAM; KAR, 2017). Paralelamente, a geração distribuída passou a ser utilizada em iniciativas de

eletrificação em áreas rurais e remotas, onde o acesso à rede convencional é limitado. De acordo com Kar (2016), a implementação de microrredes solares nessas localidades tem sido analisada quanto aos seus efeitos sobre o fornecimento de eletricidade e sobre atividades econômicas locais.

A distribuição da capacidade instalada de geração distribuída na Índia apresenta heterogeneidades regionais. Estados como Gujarat e Rajasthan concentram parcela significativa das instalações solares, enquanto outras regiões exibem níveis mais baixos de adoção das tecnologias renováveis. Essa configuração está associada a fatores como diferenças nas condições geográficas, variações na implementação de políticas em nível estadual e desigualdades nos investimentos em infraestrutura energética (SHYAM *et al.*, 2020).

A expansão da geração distribuída também enfrenta restrições relacionadas à integração com a rede elétrica nacional, que apresenta limitações estruturais em determinadas áreas. A coexistência de políticas estaduais e diretrizes nacionais requer mecanismos de coordenação regulatória, cuja ausência ou fragmentação tem sido apontada como um obstáculo à ampliação das capacidades distribuídas (SHYAM; KAR, 2017). Ainda assim, a trajetória recente do setor solar indica continuidade do processo de expansão, condicionada à evolução da infraestrutura elétrica e ao alinhamento entre os diferentes níveis de formulação de políticas públicas.

O avanço da geração distribuída na Índia está associado ao arcabouço regulatório estabelecido no âmbito da JNNSM (Jawaharlal Nehru National Solar Mission), que definiu uma meta específica de 40 GW provenientes de sistemas distribuídos, incluindo instalações solares em telhados (SHYAM; KAR, 2017). Até 2020, aproximadamente 37 GW haviam sido instalados, correspondendo a cerca de 93% da capacidade prevista no conjunto das modalidades centralizadas e distribuídas consideradas pelo programa (KAR, 2016).

Entre os instrumentos regulatórios adotados na Índia, destacam-se as tarifas *feed-in* e as Obrigações de Compra de Energia Renovável (*Renewable Purchase Obligations* – RPO). Nos estágios iniciais, as tarifas, fixadas em torno de ₹17,91/kWh (aproximadamente US\$ 0,22/kWh), estiveram associadas à entrada de pequenos e médios investidores na geração distribuída. As RPO estabeleceram metas para que as concessionárias adquirissem uma parcela mínima da energia consumida a partir de fontes renováveis, alcançando até 15% em 2020 (Shyam; Kar, 2017). De forma complementar, o mecanismo de *Viability Gap Funding* (VGF) cobriu cerca de 20% dos custos iniciais de projetos solares, estando relacionado à atração de investimentos internacionais que somaram aproximadamente US\$ 7 bilhões em 2019 (KAR, 2016).

Políticas regionais também apresentaram trajetórias distintas. Estados como Gujarat e Rajasthan concentraram parte expressiva da capacidade instalada, atingindo, respectivamente, mais de 5 GW e 6 GW até 2020 (Shyam *et al.*, 2020). Em contraste, estados como Bihar e Odisha registraram níveis mais baixos de adoção, com capacidade inferior a 1 GW no período, em um contexto marcado por restrições financeiras e limitações institucionais (KAR, 2016).

A expansão das políticas voltadas à geração distribuída esteve acompanhada de elevada participação de subsídios públicos. Entre 2010 e 2020, os desembolsos associados a esses instrumentos ultrapassaram ₹200 bilhões (cerca de US\$ 2,7 bilhões), o que motivou revisões periódicas dos programas de incentivo. Além disso, a heterogeneidade regulatória entre os estados, com diferenças nos níveis tarifários e nos mecanismos de apoio, tem sido apontada como um fator que afeta a previsibilidade do ambiente de investimentos e a consolidação de projetos de longo prazo (SHYAM; KAR, 2017).

Outro conjunto de desafios enfrentado pelo setor da GD diz respeito a barreiras técnicas e financeiras, limitando sua expansão e eficácia. Um desses desafios está relacionado à infraestrutura da rede elétrica, que frequentemente não acompanha o ritmo de instalação das fontes renováveis, sobretudo solares. Dados de Shyam e Kar (2017) mostram que, em 2020, aproximadamente 15% da energia gerada por fontes renováveis foi perdida devido à limitações técnicas de conectividade e capacidade das redes. Estados com elevada penetração de GD, como Gujarat e Rajasthan, frequentemente enfrentam sobrecargas, enquanto regiões menos desenvolvidas carecem de infraestrutura adequada para integrar esses sistemas (KAR, 2016).

No plano regulatório, a coexistência de políticas estaduais e diretrizes federais tem sido apontada como fonte de incerteza para os agentes do setor. Estados como Tamil Nadu e Maharashtra adotaram tarifas diferenciadas e instrumentos adicionais de apoio, enquanto outras unidades federativas operam com marcos menos estruturados, resultando em trajetórias heterogêneas de expansão. Além disso, a aplicação das Obrigações de Compra de Energia Renovável (RPO) mostrou-se desigual entre os estados, e a ausência de mecanismos claros de penalização contribuiu para o não cumprimento das metas por parte de algumas concessionárias (SHYAM *et al.*, 2020).

O acesso ao financiamento constitui outra restrição relevante, sobretudo para pequenos investidores e projetos localizados em áreas rurais. Apesar da existência de instrumentos como o *Viability Gap Funding* (VGF), Shyam e Kar (2017) indicam que menos de 30% dos projetos solares distribuídos em áreas rurais obtiveram financiamento integral. Essa limitação afeta a difusão da geração distribuída em localidades com menor capacidade de mobilização de recursos. Ademais, a elevada participação de subsídios públicos no financiamento dos projetos

tem sido analisada na literatura quanto às implicações para a sustentabilidade financeira do setor no médio e longo prazos (KAR, 2016; SHYAM; KAR, 2017; SHYAM *et al.*, 2020).

A evolução do mercado de geração distribuída na Índia também esteve associada a avanços tecnológicos e à redução dos custos dos sistemas solares. Entre 2010 e 2020, os custos desses sistemas recuaram em aproximadamente 80%, acompanhando tendências observadas em outros mercados. Em 2020, a capacidade instalada de energia solar distribuída alcançou cerca de 10 GW, o que correspondeu a aproximadamente 25% da capacidade solar total do país (SHYAM; KAR, 2017).

A cadeia produtiva doméstica de componentes solares passou por um processo de ampliação ao longo da década, ainda que permaneça dependente da importação de células fotovoltaicas e módulos de maior eficiência. No período, houve aumento da produção local de equipamentos como inversores e estruturas de suporte. Entre 2015 e 2020, esse segmento esteve associado à geração de cerca de 100 mil empregos diretos, com maior concentração em estados como Gujarat e Tamil Nadu (KAR, 2016).

Programas governamentais de pesquisa e desenvolvimento voltados a microrredes, sistemas de armazenamento e redes inteligentes também foram implementados, com aplicações relevantes em áreas rurais e isoladas. Esses programas estiveram associados à ampliação do uso de fontes renováveis em substituição a geradores a diesel em determinados contextos. Ainda assim, conforme Shyam e Kar (2017), persistem limitações relacionadas à escalabilidade dos projetos e ao acesso ao financiamento. Pequenos produtores, responsáveis por parcela significativa da geração distribuída, enfrentam restrições na obtenção de recursos, e apenas cerca de 40% dos projetos de GD alcançam financiamento integral.

## **2.6 Lições dos Líderes Globais em Geração Distribuída**

A comparação das experiências internacionais de China, Estados Unidos, Alemanha, Japão e Índia na implementação da geração distribuída (GD) permite identificar padrões recorrentes e especificidades institucionais relevantes para a análise de políticas públicas. Esses países adotaram arranjos distintos, condicionados por características estruturais, marcos regulatórios e capacidades institucionais próprias, ao mesmo tempo em que enfrentaram desafios comuns relacionados à integração das fontes renováveis à rede elétrica, ao financiamento de longo prazo e à coordenação entre órgãos reguladores, operadores de rede e agentes de mercado.

No caso chinês, a estratégia governamental combinou subsídios diretos, tarifas *feed-in*, metas compulsórias de aquisição de energia renovável e coordenação centralizada dos investimentos em infraestrutura elétrica. Esse conjunto de instrumentos esteve associado à rápida expansão da capacidade instalada de fontes renováveis. A experiência também revelou limitações operacionais e fiscais, particularmente no que se refere ao *curtailment*, entendido como a incapacidade da rede de absorver integralmente a energia gerada, e à pressão orçamentária decorrente dos mecanismos de incentivo. Esses elementos evidenciam a necessidade de compatibilização entre políticas de expansão da oferta, adequação da infraestrutura de rede e sustentabilidade dos instrumentos de financiamento.

Nos Estados Unidos, a organização descentralizada do marco regulatório possibilitou que os estados adotassem instrumentos próprios para a promoção da geração distribuída, com destaque para o mecanismo de *net metering*. Esse arranjo resultou em trajetórias diferenciadas de expansão da GD, observadas em contextos variados, como áreas suburbanas, regiões rurais e grandes centros urbanos. A experiência norte-americana evidencia a importância da previsibilidade regulatória e da definição clara das estruturas tarifárias para viabilizar a participação de pequenos produtores, ao mesmo tempo em que se preserva a operação das redes de distribuição.

Na Alemanha, a geração distribuída se desenvolveu no âmbito do programa *Energiewende*, responsável por orientar a expansão das fontes renováveis no setor elétrico. A adoção inicial de tarifas *feed-in* esteve associada à entrada de cooperativas, famílias e pequenos investidores no mercado de geração. Com a redução dos custos tecnológicos, esses instrumentos foram progressivamente substituídos por mecanismos de leilão competitivo. Os debates em torno da chamada “democracia energética” refletem discussões recorrentes sobre os efeitos das escolhas regulatórias na composição dos agentes do setor e na participação relativa de pequenos produtores, indicando que a regulação da GD envolve não apenas aspectos econômicos, mas também arranjos institucionais que moldam a estrutura do mercado.

No Japão, a política energética foi reorientada após o acidente ocorrido na usina de Fukushima Daiichi, em 2011. A introdução de tarifas *feed-in*, combinada com instrumentos de apoio à pesquisa em armazenamento de energia e à gestão das redes, esteve associada à expansão da energia solar, particularmente em áreas urbanas. Paralelamente, características estruturais do sistema elétrico japonês, como a fragmentação das redes regionais, limitações de interconexão e a variabilidade da geração renovável, implicaram custos adicionais de operação, demandando investimentos contínuos em infraestrutura e ajustes nos mecanismos de remuneração das distribuidoras.

A Índia adotou uma estratégia nacional voltada à expansão da energia solar por meio da Jawaharlal Nehru National Solar Mission, que estabeleceu metas específicas para a geração distribuída em instalações residenciais, comerciais e comunitárias. O arranjo de políticas combinou tarifas *feed-in*, obrigações de aquisição de energia renovável e instrumentos de financiamento público. Esse conjunto esteve associado à expansão da capacidade instalada em determinados estados. Ao mesmo tempo, a heterogeneidade das políticas estaduais, a ausência de harmonização regulatória e restrições na infraestrutura de transmissão contribuíram para trajetórias desiguais de difusão da geração distribuída no território nacional.

As experiências internacionais analisadas indicam que a expansão da geração distribuída ocorre em contextos nos quais coexistem instrumentos de incentivo, mecanismos regulatórios, planejamento da infraestrutura e arranjos institucionais específicos. No caso brasileiro, a difusão da geração distribuída está associada a fatores como a disponibilidade de recurso solar, as desigualdades regionais no acesso à energia e a existência de um sistema interligado nacional, que condicionam sua trajetória de expansão. Nesse contexto, o desenho regulatório envolve aspectos relacionados à sustentabilidade econômica do setor elétrico, ao papel das distribuidoras, à estrutura tarifária e à alocação dos custos do sistema entre diferentes grupos de consumidores.

A análise comparativa internacional também indica que a expansão da geração distribuída não se restringe à rentabilidade dos investimentos, estando relacionada à capacidade institucional de planejar, integrar e operar esses recursos de forma coordenada. As estratégias adotadas pelos países refletem contextos históricos, regulatórios e econômicos distintos, embora seja possível identificar padrões recorrentes, como a revisão dos mecanismos de incentivo, a adaptação das redes elétricas e o tratamento da intermitência das fontes renováveis. Esses elementos contribuem para a análise da regulação da geração distribuída no Brasil e devem ser examinados considerando as especificidades institucionais e regionais do setor elétrico nacional, sem pressupor a aplicação direta de arranjos observados em outras economias.

### 3 DINÂMICAS DA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA

A transição para um modelo energético com maior participação de fontes de menor intensidade de carbono está associada às diretrizes estabelecidas nos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) da Organização das Nações Unidas (ONU), que incluem metas relacionadas ao acesso à energia (SILVA & CAPELHUCHNIK, 2022). Nesse contexto, o Brasil apresenta características específicas, como a elevada participação histórica da geração hidrelétrica e a disponibilidade de recursos renováveis, que condicionam o processo de reorganização de sua matriz elétrica e a incorporação de fontes descentralizadas de geração.

A geração distribuída (GD), definida como a produção de energia elétrica próxima ao local de consumo, tem apresentado crescimento no Brasil ao longo dos últimos anos. Esse movimento está associado a fatores como a elevação dos custos da energia elétrica para o consumidor final e o interesse por fontes alternativas de suprimento energético, em particular em períodos de escassez hídrica, nos quais a participação da geração térmica na matriz tende a aumentar (MARTINS, 2015). Nesse contexto, a energia solar fotovoltaica tem ampliado sua participação na geração distribuída, em função da disponibilidade de radiação solar, da redução dos custos dos equipamentos e dos mecanismos de incentivo vigentes. Estudos como o de Silva, Paula e Oliveira (2019) analisam o potencial da geração solar no país, considerando seus impactos ambientais, econômicos e sociais.

Em resposta às mudanças observadas no setor elétrico e à expansão da geração distribuída (GD) no Brasil, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) instituiu um conjunto de Resoluções Normativas voltadas à regulamentação dessas modalidades de geração. Entre elas, a Resolução Normativa nº 482/2012 estabeleceu as diretrizes para a conexão de sistemas de micro e minigeração distribuída à rede elétrica. A microgeração corresponde à geração de energia elétrica por consumidores a partir de fontes renováveis com potência instalada inferior a 75 kW, enquanto a minigeração abrange instalações com potência entre 75 kW e 5 MW para fontes hídricas, ou até 3 MW para as demais fontes renováveis. Esse marco regulatório foi posteriormente ajustado pelas Resoluções Normativas nº 687/2015 e nº 786/2017, que ampliaram o escopo e detalharam aspectos operacionais da GD (ANEEL, 2012; 2015; 2017).

Apesar da expansão observada, a transição elétrica e a consolidação da geração distribuída no Brasil têm sido acompanhadas por debates regulatórios e econômicos. A predominância da geração solar fotovoltaica na GD brasileira tem suscitado discussões sobre a adequação do arcabouço regulatório vigente e seus efeitos sobre o equilíbrio econômico do

setor elétrico e sobre os consumidores conectados ao sistema convencional (Silva, Paula e Oliveira, 2019; Costa *et al.*, 2022). Esse processo resultou na promulgação da Lei nº 14.300, em janeiro de 2022, que instituiu o novo marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS) (Silva & Capelhuchnik, 2022).

A geração distribuída insere-se nesse contexto como um elemento associado à reorganização do setor elétrico, ao ampliar a participação de fontes descentralizadas e diversificar a composição da matriz energética. Este capítulo apresenta o panorama recente da transição elétrica no Brasil, com ênfase nos aspectos regulatórios e institucionais que moldam a expansão da geração distribuída, considerando as transformações em curso no setor elétrico nacional.

### **3.1 Estrutura e Dispositivos do Setor Elétrico Brasileiro**

A análise do setor elétrico brasileiro requer a descrição dos dispositivos institucionais que compõem sua estrutura e condicionam seu funcionamento. Esses dispositivos abrangem funções relacionadas à regulação, à operação do sistema, à pesquisa e à comercialização da energia elétrica, organizadas por meio de diferentes entidades e órgãos setoriais.

O setor elétrico brasileiro apresenta uma estrutura desverticalizada, na qual as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização são exercidas por agentes distintos. Segundo Maestri (2021), esse arranjo institucional está associado à separação de funções ao longo da cadeia do setor. A desverticalização permite que empresas atuem de forma independente em cada segmento, estabelecendo um ambiente no qual a coordenação ocorre por meio de regras regulatórias e contratos específicos. Nesse contexto, a organização do setor cria condições para a atuação de múltiplos agentes e para a incorporação de diferentes modelos operacionais e tecnológicos.

Os órgãos setoriais exercem atribuições específicas no funcionamento do setor elétrico. A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) atua como órgão regulador, responsável pela definição das normas aplicáveis ao setor e pela fiscalização do seu cumprimento. O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é responsável pela coordenação e pelo controle da operação das instalações de geração e transmissão no Sistema Interligado Nacional, com o objetivo de compatibilizar a oferta de energia elétrica com a demanda ao longo do tempo.

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) atua no planejamento energético nacional, sendo responsável pela elaboração de estudos e análises que subsidiam a formulação de

políticas públicas para o setor energético. Suas atribuições incluem a produção de cenários e diagnósticos relacionados à expansão e à organização do setor elétrico. O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) exerce a função de acompanhar as condições de suprimento de energia elétrica no país, avaliando a evolução da oferta e da demanda e monitorando riscos associados ao atendimento do sistema.

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) é responsável pela organização e operacionalização das transações comerciais no setor elétrico, incluindo o registro, a contabilização e a liquidação das operações de compra e venda de energia. Sua atuação abrange os ambientes de contratação regulada e livre, bem como os mecanismos de compensação entre os agentes. A estrutura institucional do setor elétrico brasileiro é composta por órgãos com atribuições definidas, que organizam o funcionamento das atividades regulatórias, operacionais e comerciais, conforme o Quadro 1.

**Quadro 1 – Estrutura Institucional do Setor Elétrico Brasileiro**

<b>Instituição</b>	<b>Natureza</b>	<b>Função Principal</b>	<b>Atuação no Contexto da GD</b>
Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)	Reguladora	Regulação e fiscalização do setor elétrico	Define regras de conexão, compensação e estrutura tarifária da GD
Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)	Operacional	Coordenação da operação do SIN	Compatibiliza oferta e demanda; impactos indiretos via fluxo bidirecional
Empresa de Pesquisa Energética (EPE)	Planejamento	Estudos e cenários de expansão energética	Avalia impactos da GD na expansão do sistema
Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE)	Monitoramento	Acompanhamento das condições de suprimento	Avalia segurança energética diante da expansão da GD
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)	Comercial	Registro e liquidação de contratos	Atua no ACR e ACL; GD insere-se no ACR

**Fonte:** Elaborado pelo autor

Nesse contexto, a estrutura tarifária afeta consumidores finais e agentes que atuam nas etapas de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia. As tarifas de energia elétrica são formadas por diferentes componentes, que refletem os custos associados ao fornecimento do serviço, incluindo encargos setoriais, custos operacionais e investimentos em infraestrutura.

A Tarifa de Energia (TE) e a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) compõem a estrutura tarifária do setor elétrico brasileiro. A TE está associada aos custos relacionados à geração e à transmissão de energia elétrica, enquanto a TUSD corresponde aos custos vinculados ao uso da infraestrutura de distribuição e ao transporte da energia até os consumidores. Rigo *et al.* (2021), Rubim (2022) e Lopes e Andrade (2022) descrevem a estrutura tarifária como formada por diferentes componentes, incluindo custos de transporte, perdas técnicas e encargos setoriais, organizados em subcategorias específicas. Esses componentes integram o valor final da tarifa de energia elétrica e estão associados aos diferentes custos incorridos ao longo da cadeia de fornecimento.

A metodologia de definição das tarifas de energia elétrica no Brasil não se restringe à aplicação de índices gerais de correção, como o Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA). Segundo Martins (2015), a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) adota um procedimento tarifário que incorpora múltiplos componentes de custo, incluindo despesas de operação e manutenção, perdas técnicas e não técnicas, investimentos em infraestrutura e encargos setoriais. Esse cálculo é realizado de forma individualizada para cada distribuidora e atualizado periodicamente, de modo a refletir características regionais e operacionais das áreas de concessão.

Os componentes TE e TUSD possuem destinações distintas no que se refere à remuneração dos agentes do setor elétrico. A Tarifa de Energia (TE) está associada à remuneração das atividades de geração e transmissão de energia elétrica, enquanto a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) está vinculada à remuneração das distribuidoras pelo uso da infraestrutura de distribuição. Em ambas as tarifas incidem tributos, incluindo o PIS/Pasep, a COFINS e o ICMS. Nos períodos em que há aplicação de bandeiras tarifárias, os tributos também incidem sobre os valores adicionais correspondentes a esse mecanismo, conforme indicado por Greener (2017).

Em relação à tributação incidente sobre a tarifa de energia elétrica, o sistema brasileiro inclui tributos federais, estaduais e municipais que afetam o valor final pago pelos consumidores. Entre os tributos federais estão o PIS, o Pasep e a COFINS, aplicados de forma uniforme em todo o território nacional. O ICMS é um tributo estadual, cujas alíquotas variam entre as unidades da federação. Com a adoção do Convênio ICMS nº 42/2018 do CONFAZ, o cálculo do imposto passou a incidir sobre o saldo positivo entre a energia consumida e a energia injetada na rede, conforme esclarecido pela ANEEL (2016) e por Maestri (2021). A Contribuição para Iluminação Pública (CIP) é um tributo municipal incluído mensalmente na

fatura de energia elétrica, não estando sujeita à incidência de outros tributos, conforme descrito por Greener (2017).

A categorização dos consumidores de energia elétrica no Brasil organiza a aplicação das diferentes modalidades tarifárias. Os consumidores são classificados, de forma geral, nos grupos A e B, conforme o nível de tensão no qual ocorre o fornecimento de energia elétrica, critério utilizado para a definição das tarifas aplicáveis.

O grupo A compreende as unidades consumidoras atendidas em alta tensão, com tensão igual ou superior a 2,3 kV. Esse grupo é subdividido em subgrupos definidos de acordo com o nível de tensão de fornecimento, que variam desde o subgrupo A1, com tensão igual ou superior a 230 kV, até o subgrupo AS, correspondente a sistemas subterrâneos. O grupo A inclui unidades consumidoras como estabelecimentos industriais, centros comerciais e edificações de grande porte. A tarifa aplicada a esse grupo é do tipo binômia, composta por uma parcela associada à demanda de potência contratada e por uma parcela vinculada ao consumo de energia elétrica. Rodrigues (2016) descreve essa estrutura tarifária aplicada aos consumidores atendidos em alta tensão.

O grupo B abrange as unidades consumidoras atendidas em baixa tensão, com tensão inferior a 2,3 kV. Assim como no grupo A, esse grupo é subdividido em subgrupos, definidos conforme a natureza da atividade do consumidor, abrangendo desde o subgrupo B1, referente ao uso residencial, até o subgrupo B4, correspondente à iluminação pública. A tarifa aplicada ao grupo B é do tipo monômia, sendo composta por uma única parcela variável associada ao consumo de energia elétrica. Conforme indicado por Rodrigues (2016), essa estrutura tarifária é aplicada aos consumidores atendidos em baixa tensão.

Além da classificação por grupos e subgrupos tarifários, os consumidores de energia elétrica no Brasil também podem ser distinguidos conforme sua forma de contratação e participação no mercado de energia. Segundo Cruz Balestra (2022), essa classificação inclui quatro categorias: consumidor cativo, consumidor especial, consumidor livre e prossumidor. O consumidor cativo adquire energia exclusivamente da distribuidora local, enquanto os consumidores especial e livre podem contratar energia de outros fornecedores, desde que atendidos os critérios regulatórios relacionados à demanda e ao nível de tensão. O prossumidor corresponde ao consumidor que, além de consumir energia elétrica, realiza a geração de energia em sua própria unidade, geralmente a partir de fontes renováveis, como a solar fotovoltaica.

A legislação brasileira recente referente ao setor elétrico estabelece definições específicas para os agentes que adotam sistemas de micro e minigeração distribuída em suas unidades consumidoras. A Lei nº 14.300/2022 define esses agentes como consumidores-

geradores, caracterizando sua condição simultânea de consumidores e produtores de energia elétrica. O termo “prosumer”, derivado da junção das palavras “producer” e “consumer”, é utilizado em estudos acadêmicos e em documentos normativos e regulatórios do setor elétrico para descrever essa categoria de agentes.

A atuação do consumidor-gerador está associada à possibilidade de produção de energia elétrica para consumo próprio e à injeção de excedentes na rede de distribuição, os quais podem ser objeto de compensação conforme os mecanismos regulatórios vigentes. Essa forma de participação altera a relação tradicional entre consumidores e o sistema elétrico, ao introduzir unidades consumidoras com capacidade de geração própria, o que requer ajustes operacionais e regulatórios por parte das distribuidoras e dos demais agentes do setor.

### **3.2 Novo marco legal da geração distribuída**

A Lei nº 14.300/2022 definiu cinco arranjos para a produção e o consumo de energia elétrica no âmbito da geração distribuída (GD), incluindo modalidades como autoconsumo remoto, geração compartilhada e geração em condomínios. Esses arranjos disciplinam a produção própria de energia, o compartilhamento de excedentes e os mecanismos de compensação tarifária (Brasil, 2022). Em articulação com a Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, que regulamenta o sistema de compensação de energia elétrica no país, a Lei nº 14.300/2022 amplia o escopo das modalidades de GD e estabelece regras específicas para cada arranjo, definindo condições operacionais e critérios aplicáveis aos diferentes perfis de consumidores.

A Lei nº 14.300/2022 instituiu o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), estabelecendo o marco regulatório que permite às unidades consumidoras com sistemas de Micro e Mini Geração Distribuída (MMGD), mediante o atendimento aos requisitos técnicos e a aprovação da distribuidora, injetar o excedente de energia elétrica na rede à qual estão conectadas (BRASIL, 2022). Nesse arranjo, cada unidade consumidora passa a operar também como unidade de geração, nos termos definidos pela legislação vigente.

No âmbito do SCEE, a relação entre as unidades consumidoras-geradoras e as distribuidoras é estruturada por mecanismos de cessão e compensação de energia. O excedente injetado na rede pela unidade consumidora é cedido à distribuidora, que realiza a compensação por meio da concessão de créditos energéticos. Esses créditos, conforme descrito por Rigo *et al.* (2021), podem ser utilizados para abatimento do consumo em faturas subsequentes. A legislação também prevê a possibilidade de utilização desses créditos em outras unidades

consumidoras integrantes do SCEE, desde que previamente cadastradas e autorizadas, conforme estabelecido na Lei nº 14.300/2022 (BRASIL, 2022).

O SCEE, internacionalmente denominado *net metering*, opera como um sistema de compensação de fluxos de energia entre a unidade consumidora-geradora e a rede de distribuição. Nesse arranjo, a infraestrutura da rede elétrica é utilizada para registrar os excedentes de energia injetados e posteriormente compensados com o consumo da própria unidade. Esse processo é controlado por meio de medidores de energia elétrica bidirecionais, que registram separadamente a energia produzida e a energia consumida, conforme descrito por Martins (2015). A regulamentação estabelece um prazo de até 60 meses para a utilização dos créditos de energia acumulados, permitindo sua compensação em períodos distintos daqueles em que ocorreu a geração, característica relevante para fontes com produção intermitente, como a solar e a eólica.

A Lei nº 14.300/2022 regulamenta o funcionamento do SCEE e define as condições institucionais para a participação das unidades consumidoras-geradoras no sistema elétrico. Ao estabelecer critérios para a compensação da energia excedente e para a utilização dos créditos energéticos, a norma delimita o papel dessas unidades no âmbito da geração distribuída e organiza sua inserção no setor elétrico brasileiro, nos termos previstos pela legislação vigente.

A evolução normativa da geração distribuída no Brasil pode ser sintetizada conforme apresentado no Quadro 2, que organiza os principais marcos regulatórios e suas respectivas implicações institucionais.

**Quadro 2 – Evolução Regulatória da Geração Distribuída no Brasil**

Ano	Marco Normativo	Conteúdo Principal	Efeito sobre a GD
2012	Resolução Normativa 482/2012	Criação do sistema de compensação (net metering)	Início formal da GD no Brasil
2015	Resolução Normativa 687/2015	Ampliação das modalidades (autoconsumo remoto, geração compartilhada)	Expansão institucional da GD
2017	Resolução Normativa 786/2017	Ajustes técnicos e operacionais	Consolidação regulatória
2022	Lei 14.300/2022	Novo marco legal da MMDG; transição da TUSD Fio B	Reequilíbrio do subsídio cruzado

Fonte: Elaborado pelo autor

A geração de energia pelas unidades consumidoras, mesmo em sistemas conectados à rede (*on-grid*), não dispensa a utilização da infraestrutura de distribuição operada pelas concessionárias. Essa utilização envolve custos associados à manutenção e à operação das redes, bem como encargos setoriais e tributos que podem incidir sobre a energia injetada no sistema. Em 2012, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) introduziu alterações regulatórias com o objetivo de viabilizar a difusão da geração distribuída (GD), incluindo a definição de condições tarifárias diferenciadas para os usuários do sistema. Entre essas medidas, estabeleceu-se que a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), componente denominado “Fio B”, referente à baixa tensão, seria arcada integralmente pelos consumidores cativos que não dispusessem de sistemas de GD.

De acordo com Cruz Balestra (2022) e Silva e Capelhuchnik (2022), esse arranjo tarifário resultou em um mecanismo de transferência de custos entre grupos de consumidores, caracterizado como subsídio cruzado. Nesse contexto, consumidores sem sistemas de GD passaram a suportar parcela maior dos custos de uso da rede, enquanto unidades consumidoras-geradoras foram parcialmente isentas desses encargos. Ferreira (2021) observa que essa configuração afeta de forma diferenciada grupos socioeconômicos distintos, uma vez que a adoção da GD é menos frequente entre consumidores de menor renda. A partir desse arranjo regulatório, coloca-se a questão da alocação dos custos de uso da rede entre consumidores com e sem GD, considerando os impactos tarifários e a sustentabilidade econômico-financeira das distribuidoras.

A regulamentação dessa questão foi estabelecida com a promulgação da Lei nº 14.300/2022, que definiu dispositivos específicos para o tratamento dos encargos associados à geração distribuída. De acordo com a legislação, as unidades consumidoras que já possuíam sistemas de GD instalados ou que tiveram seus projetos protocolados junto à distribuidora até 6 de janeiro de 2023 mantiveram a isenção integral da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), componente “Fio B”, até o final de 2045. Esse enquadramento preserva as condições vigentes sob a Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, em conformidade com o princípio do direito adquirido, conforme discutido por Duarte (2022). Durante o período de transição, os encargos associados a esse regime são custeados por recursos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), com vigência a partir de janeiro de 2023, conforme disposto na legislação brasileira (BRASIL, 2022).

Para essas unidades consumidoras, o mecanismo de compensação energética opera na proporção de um para um (1:1), de modo que cada quilowatt-hora (kWh) injetado na rede corresponde à concessão de um kWh em créditos energéticos. Nesse regime, os consumidores

permanecem responsáveis apenas pelo pagamento do custo de disponibilidade, valor definido de acordo com o tipo de ligação elétrica da unidade. Conforme indicado por Lima, Silva e Oliveira (2022), esse custo equivale a um consumo mínimo de 30 kWh para ligações monofásicas, 50 kWh para bifásicas e 100 kWh para trifásicas. Em razão da incidência desse encargo, o valor da fatura não é integralmente compensado, ainda que a energia injetada supere o consumo no período de faturamento.

Para as unidades consumidoras que solicitaram acesso aos sistemas de geração distribuída (GD) após 6 de janeiro de 2023, a Lei nº 14.300/2022 introduziu alterações no regime de compensação da energia injetada na rede. Nesse arranjo, passou a incidir a retenção gradual da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição, componente denominado “Fio B” (TUSD Fio B), conforme discutido por Lima, Silva e Oliveira (2022). Essa tarifa está associada aos custos de construção, manutenção e operação da infraestrutura de distribuição, necessários ao funcionamento do sistema elétrico. A aplicação progressiva da TUSD Fio B redefine a forma de remuneração pelo uso da rede pelas unidades consumidoras-geradoras, em comparação ao regime anterior.

De acordo com o disposto no artigo 27 da Lei nº 14.300/2022, a compensação da energia injetada passou a incorporar a cobrança gradual de encargos relacionados aos custos de transmissão, distribuição e perdas técnicas, conforme analisado por Lopes e Andrade (2022). Para os consumidores que aderiram à GD após 6 de janeiro de 2023, a legislação prevê a incidência integral desses custos a partir de 2029, observadas as regras específicas a serem definidas em regulamentação complementar. Para as unidades consumidoras-geradoras enquadradas no regime anterior, a aplicação integral desses encargos está prevista a partir de 2046.

Em função da expansão da geração distribuída e de seus efeitos sobre a estrutura de custos das distribuidoras, a Lei nº 14.300/2022 passou a prever, em seu artigo 21, a possibilidade de a energia proveniente das unidades consumidoras-geradoras ser caracterizada como sobrecontratação involuntária para fins de revisão tarifária, conforme destacado por Ferreira (2022). Até a vigência dessa legislação, a comercialização do excedente de energia gerado por sistemas de GD conectados à rede não era permitida. Com a nova norma, as distribuidoras de energia elétrica, no âmbito de suas áreas de concessão, passaram a ter a prerrogativa de realizar chamadas públicas para o credenciamento de agentes interessados na comercialização do excedente de energia proveniente da geração distribuída.

Essas disposições introduzem novos instrumentos regulatórios relacionados à gestão do excedente de energia gerado por sistemas de GD e à sua interação com os processos tarifários.

Ao permitir a caracterização da sobrecontratação involuntária e a realização de chamadas públicas para a comercialização do excedente, a Lei nº 14.300/2022 redefine aspectos da relação entre geração distribuída, uso da rede e revisão tarifária, estabelecendo parâmetros institucionais para a integração dessas unidades ao setor elétrico brasileiro.

### **3.3 Geração distribuída no Brasil**

A organização do setor elétrico brasileiro passou por alterações institucionais a partir de 2004, com a definição de dois ambientes distintos para a comercialização de energia elétrica: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). Essa estrutura passou a estabelecer regras diferenciadas para a negociação de energia, de acordo com o perfil dos agentes envolvidos e as condições de contratação aplicáveis a cada ambiente.

No Ambiente de Contratação Regulada (ACR), a aquisição de energia elétrica ocorre de forma centralizada e sob regulação específica. Nesse contexto, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) coordena o processo de contratação destinado ao atendimento dos consumidores regulados. A contratação é realizada por meio de leilões públicos, nos quais os agentes geradores apresentam propostas e as distribuidoras contratam a energia com base nos critérios estabelecidos nos editais, incluindo preço e condições de fornecimento. Esse arranjo define as bases institucionais para o suprimento de energia aos consumidores atendidos pelas distribuidoras, conforme a regulamentação vigente (BRASIL, 2024).

No Ambiente de Contratação Livre (ACL), as transações de energia elétrica ocorrem com maior autonomia contratual entre as partes. Nesse ambiente, os consumidores livres, desde que atendidos os requisitos regulatórios, podem negociar diretamente a aquisição de energia com geradores, autoprodutores, comercializadores, bem como com agentes envolvidos em operações de importação e exportação de energia elétrica. As condições de fornecimento, incluindo volumes, prazos e preços, são definidas contratualmente entre os agentes, conforme as regras estabelecidas pela regulação vigente (BRASIL, 2024).

No que se refere à geração distribuída (GD), sua inserção ocorre no âmbito do Ambiente de Contratação Regulada (ACR). As distribuidoras que operam nesse ambiente estão sujeitas à obrigação regulatória de receber a energia elétrica injetada na rede pelas unidades consumidoras que dispõem de sistemas de GD. A energia injetada é registrada e convertida em créditos energéticos, os quais podem ser utilizados para compensação do consumo das próprias unidades consumidoras, nos termos definidos pela regulamentação aplicável. Esse mecanismo caracteriza o sistema de compensação associado à geração distribuída no contexto do ACR.

A geração distribuída (GD) no Brasil ocorre predominantemente por meio de sistemas de Micro e Mini Geração Distribuída (MMGD), conforme definido na legislação vigente. A Lei nº 14.300/2022 estabelece que a microgeração distribuída corresponde a sistemas de geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis ou de cogeração qualificada, conectados à rede de distribuição por meio de unidades consumidoras, com potência instalada de até 75 kW. A minigeração distribuída, por sua vez, abrange sistemas com características semelhantes, cuja potência instalada varia de 75 kW até 5 MW no caso de fontes despacháveis, e até 3 MW para fontes não despacháveis (BRASIL, 2022).

A definição dessas categorias normativas possibilita a inserção de diferentes perfis de unidades consumidoras no sistema elétrico por meio da geração própria de energia. A expansão da MMGD ocorre no contexto de uma estrutura historicamente marcada pela predominância da geração centralizada em grandes usinas e pelo uso extensivo de sistemas de transmissão. Conforme discutido por Peixoto (2017) e Moreira (2021), a ampliação de arranjos descentralizados de geração introduz novos elementos à organização do sistema elétrico, com implicações para sua operação e para a gestão da infraestrutura de rede.

A geração distribuída conectada à rede elétrica (*on-grid*) opera com fluxo bidirecional de potência e tensão, o que permite tanto o consumo de energia da rede quanto a injeção de excedentes gerados localmente. Esse funcionamento pressupõe a interação contínua entre a unidade consumidora-geradora e o sistema de distribuição. Conforme analisado por Teimourzadeh *et al.* (2016), a bidirecionalidade associada a esse arranjo altera a dinâmica operacional do sistema elétrico, com efeitos sobre o fluxo de energia, as perdas técnicas e a organização da rede. A energia gerada localmente pode ter origem em diferentes fontes, como solar, eólica ou biomassa, de acordo com as características técnicas e regulatórias de cada sistema.

A conexão da geração distribuída à rede de distribuição final insere-se no contexto do Sistema Interligado Nacional (SIN) e afeta a relação entre os pontos de geração e consumo de energia elétrica. A injeção de energia em níveis próximos às unidades consumidoras modifica o padrão espacial dos fluxos elétricos e pode influenciar as perdas associadas à transmissão. No caso brasileiro, marcado por longas distâncias entre centros de geração e consumo, as perdas na transmissão e distribuição assumem relevância operacional, podendo atingir valores elevados, conforme dados da ANEEL (2016). Nesse contexto, a expansão da GD interage com a estrutura existente de geração, transmissão e distribuição, produzindo efeitos sobre a utilização da infraestrutura e sobre as decisões de investimento no sistema elétrico.

A expansão da geração distribuída e sua integração à rede elétrica introduzem novos elementos à operação do sistema. O aumento da complexidade operacional requer ajustes nos procedimentos de monitoramento, controle e proteção das redes de distribuição, de modo a acomodar fluxos bidirecionais e maior heterogeneidade das fontes de geração. Esse contexto também envolve questões relacionadas à cobrança pelo uso do sistema elétrico, à incidência tributária e à adequação dos marcos regulatórios aplicáveis, temas que demandam tratamento específico por parte dos órgãos reguladores e dos agentes do setor (ANEEL, 2016, p. 7).

Nesse sentido, a incorporação da geração distribuída ao sistema elétrico implica a necessidade de adaptações na gestão e na operação das redes de distribuição. A maior complexidade associada à presença de unidades geradoras conectadas à rede interage com os arranjos institucionais e regulatórios vigentes, exigindo revisões nos processos operacionais e regulatórios adotados pelas distribuidoras e pelos formuladores de política setorial, conforme discutido por Rocha (2019).

A geração distribuída no Brasil tem antecedentes associados à crise elétrica de 2001. Marques (2004) analisa esse episódio como um marco que evidenciou limitações do modelo de geração centralizada, fortemente dependente de condições hidrológicas, em particular do regime de chuvas. A crise expôs restrições operacionais e institucionais do sistema elétrico vigente à época, influenciando o debate sobre alternativas de organização da oferta de energia.

No período posterior à crise, observou-se a ampliação do interesse por arranjos descentralizados de geração, associada, entre outros fatores, à elevação das tarifas e à ocorrência de interrupções no fornecimento de energia elétrica. A adoção da geração distribuída passou a ser considerada como uma alternativa para a produção local de energia, bem como para a injeção de excedentes na rede de distribuição, nos termos que viriam a ser posteriormente regulamentados. Marques (2004) observa que, em comparação aos prazos associados à implantação de grandes empreendimentos hidrelétricos, sistemas de geração distribuída apresentam ciclos de implementação mais curtos, o que altera a dinâmica de resposta do sistema elétrico às variações da demanda. A partir dessa perspectiva, a geração distribuída passou a integrar de forma progressiva o debate sobre a organização do setor elétrico brasileiro, em linha com experiências observadas em outros países.

Martins, Branco e Hallack (2022) analisam o crescimento da micro e mini geração distribuída (MMGD) no Brasil, com ênfase no período posterior à edição da Resolução Normativa nº 482/2012, quando a capacidade instalada ultrapassou 7 GW em 2021. Os autores comparam essa trajetória à observada em outros países, nos quais o avanço da geração distribuída esteve associado à ocorrência de mecanismos de subsídio cruzado e a impactos sobre

o equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias de distribuição. A partir de uma metodologia baseada em modelos de avaliação utilizados internacionalmente, adaptada às características do arcabouço regulatório brasileiro, o estudo estima os efeitos econômicos das decisões regulatórias sobre a GD. No caso das distribuidoras pertencentes ao Grupo Enel, as perdas econômicas projetadas alcançam R\$ 6,7 bilhões até 2030, dos quais aproximadamente 53% seriam repassados às tarifas dos consumidores.

Outros trabalhos abordam a geração distribuída a partir de sua aplicação em áreas com limitações de acesso à infraestrutura energética. Severino (2008) examina o uso da GD no atendimento a comunidades isoladas, como aquelas localizadas em determinadas regiões da Amazônia, destacando sua utilização como alternativa para o suprimento de energia elétrica em contextos nos quais a expansão das redes convencionais apresenta restrições operacionais.

No âmbito empresarial, a geração distribuída tem sido incorporada por diferentes segmentos produtivos, refletindo mudanças nas condições técnicas, regulatórias e financeiras do setor energético. A ampliação das opções de financiamento e a existência de incentivos previstos na legislação contribuíram para a adoção de sistemas de GD por empresas de setores como o sucroalcooleiro, a indústria de fertilizantes e o setor alimentício, particularmente por meio do aproveitamento energético de resíduos gerados em seus processos produtivos. Nesses casos, a geração distribuída passa a integrar a estrutura operacional das empresas, atendendo parte de sua demanda energética e permitindo, conforme a regulamentação aplicável, a injeção de excedentes na rede de distribuição. Marques (2004) observa que esse movimento se associa à diversificação das fontes de geração no sistema elétrico brasileiro.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) destaca o papel de tecnologias de armazenamento de energia e de sistemas de gestão energética na integração da geração distribuída ao sistema elétrico, especialmente no que se refere à compatibilização entre geração e consumo em diferentes períodos (BRASIL, 2023). Outros estudos apontam que a inserção da GD pode produzir efeitos sobre a segurança do suprimento, os custos operacionais e as emissões associadas à geração de energia, aspectos frequentemente considerados em análises relacionadas às metas ambientais assumidas pelo país (WWF, 2021).

A interação entre a geração distribuída e os sistemas de redes elétricas inteligentes tem sido abordada na literatura como um aspecto relevante da organização contemporânea do setor elétrico (FANG et al, 2012). A adoção de sistemas de monitoramento e controle mais sofisticados permite maior granularidade no acompanhamento dos fluxos de energia gerada e consumida, bem como ajustes operacionais mais frequentes. Esses mecanismos influenciam a

forma de gestão dos recursos energéticos e a integração de diferentes fontes de geração à rede elétrica.

Nesse contexto, a incorporação de tecnologias associadas às redes inteligentes modifica as condições de operação do sistema elétrico e afeta a dinâmica dos mercados de energia. A literatura (MARTINS; BRANCO; HALLACK, 2022) aponta que tais transformações estão relacionadas à ampliação das possibilidades de coordenação entre agentes, à adaptação dos arranjos institucionais existentes e à resposta do setor às mudanças tecnológicas e às demandas observadas no ambiente econômico e regulatório.

### **3.4 Geração distribuída nas Unidades Federativas**

Esta seção examina as especificidades da geração distribuída nas unidades federativas brasileiras, a partir do mapa do Potencial Técnico de Geração Fotovoltaica em Telhados Residenciais por Unidade da Federação (Figura 1). O mapa é construído com base na metodologia proposta por Lange (2012), que considera três componentes centrais: a disponibilidade do recurso solar, a área potencial de telhados para a instalação de sistemas fotovoltaicos e a eficiência de conversão da radiação solar em eletricidade.

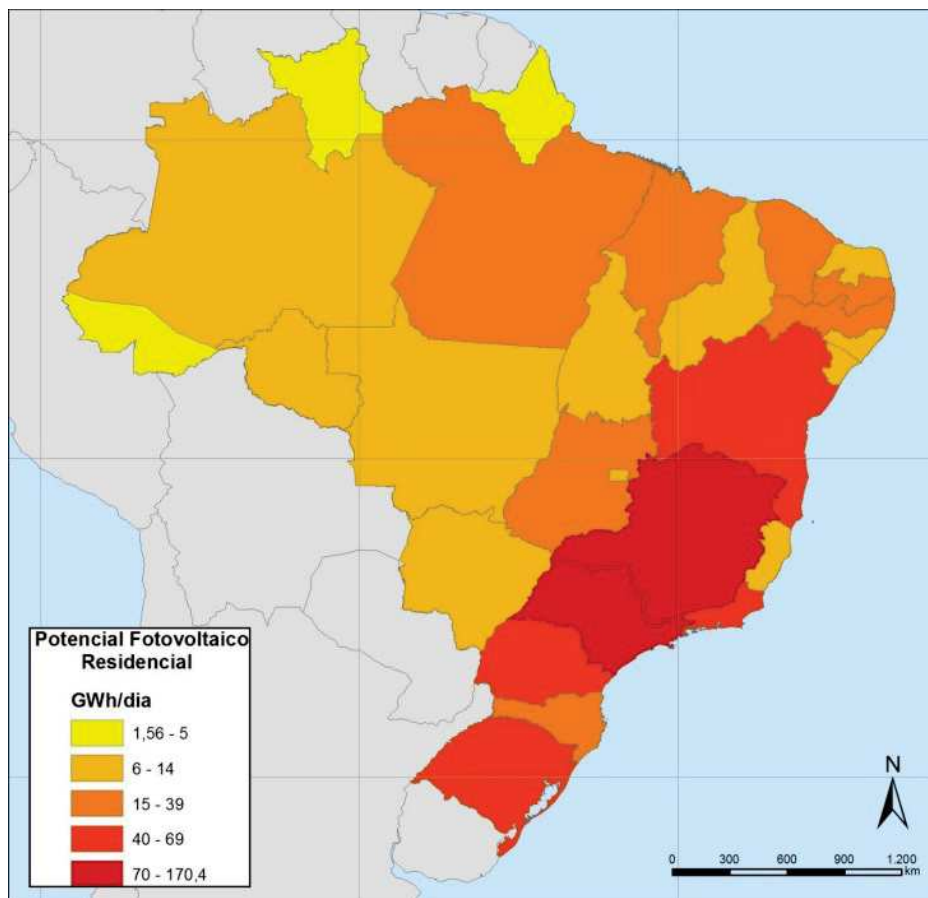
A estimativa do potencial técnico da geração distribuída por meio da energia fotovoltaica é realizada em cinco etapas. Inicialmente, os níveis de irradiação solar global no plano inclinado são atribuídos a cada setor censitário, a partir da sobreposição de camadas geográficas em ambiente de Sistema de Informação Geográfica (ArcGIS 10.1). Em seguida, estima-se a área total de telhados em cada setor censitário com base nas informações sobre tipologia domiciliar provenientes do censo demográfico, combinadas com estimativas da área média de telhados por tipo de domicílio. A área útil disponível para a instalação dos sistemas é obtida mediante a aplicação de um fator de aproveitamento de 30% sobre a área total estimada.

Na terceira etapa, a área útil estimada de telhados é multiplicada pelos valores de irradiação solar por metro quadrado, resultando na estimativa da energia solar incidente passível de aproveitamento em cada setor censitário. Na quarta etapa, aplica-se um fator de eficiência de conversão da energia solar em eletricidade de 12%, que incorpora tanto a eficiência dos módulos fotovoltaicos quanto o *performance ratio* do sistema. Por fim, os valores obtidos em nível setorial são agregados por município e por unidade da federação.

Os resultados indicam que unidades federativas com maior contingente populacional apresentam valores mais elevados de potencial técnico de geração fotovoltaica em termos

absolutos, em razão da maior concentração de domicílios e, conseqüentemente, da maior área disponível de telhados para a instalação de sistemas solares. Ainda que essas regiões possam apresentar níveis médios de irradiação inferiores aos observados em outras localidades, o efeito da maior disponibilidade de área construída se reflete nos valores agregados de potencial estimado. Como referência, de acordo com o Anuário Estatístico de Energia Elétrica, divulgada

**Figura 1 - Potencial Técnico de geração fotovoltaica em telhados residenciais por Unidade da Federação (GWh/dia)**



Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 2012.

pelo EPE (2013), o consumo médio diário de eletricidade no mercado cativo do estado do Rio de Janeiro em 2013 foi de aproximadamente 108 GWh, o que permite contextualizar a magnitude dos valores estimados de geração fotovoltaica para a unidade da federação.

A análise do potencial técnico de geração fotovoltaica por unidade da federação permite caracterizar a distribuição espacial da capacidade estimada de geração solar no território brasileiro. A metodologia empregada fornece uma estimativa agregada do potencial técnico associado à energia fotovoltaica nos diferentes estados, a partir de parâmetros físicos e

demográficos, possibilitando comparações entre unidades federativas com distintas características territoriais e populacionais.

A Tabela 2 apresenta, para o ano de 2023, o número de instalações fotovoltaicas, a potência instalada em geração distribuída (GD), a potência instalada total de geração de energia elétrica e a participação relativa da GD na capacidade total (%) por unidade da federação no Brasil. Os dados indicam que Minas Gerais concentra o maior número de instalações fotovoltaicas, seguido por São Paulo e Rio Grande do Sul. Em termos de potência instalada em GD, São Paulo ocupa a primeira posição, com 3.932,38 MW, enquanto Minas Gerais apresenta 3.722,75 MW, apesar de liderar em número de sistemas instalados.

**Tabela 2 - Potência e Número de Sistemas Fotovoltaicos por Unidade Federativa (2023)**

Unidade Federativa	Instalações	Potência GD (MW)	Potência Total (MW)	% GD na UF
São Paulo	483.840	3.932	99.670	3,9%
Minas Gerais	669.750	3.722	78.373	4,8%
Rio Grande do Sul	409.666	2.741	38.500	7,1%
Paraná	300.049	2.636	70.110	3,8%
Mato Grosso	144.825	1.755	16.400	10,7%
Santa Catarina	136.815	1.628	20.006	8,1%
Bahia	227.731	1.276	68.020	1,9%
Goiás	136.001	1.274	31.246	4,1%
Rio de Janeiro	137.332	1.114	41.169	2,7%
Mato Grosso do Sul	142.063	1.107	11.329	9,8%
Ceará	103.184	915	21.652	4,2%
Pará	106.439	911	91.385	1,0%
Pernambuco	144.250	865	20.431	4,2%
Espírito Santo	57.900	635	7.079	9,0%
Rio Grande do Norte	63.700	614	36.155	1,7%
Maranhão	71.608	597	17.535	3,4%
Piauí	76.077	526	21.318	2,5%
Distrito Federal	21.279	406	6.061	6,7%
Paraíba	52.323	377	7.685	4,9%
Tocantins	44.608	369	7.876	4,7%
Alagoas	42.891	317	3.704	8,6%
Rondônia	31.210	310	33.298	0,9%
Sergipe	20.418	171	19.565	0,9%
Amazonas	12.730	170	8.242	2,1%
Acre	7.078	79	1.203	6,6%
Amapá	5.902	63	3.895	1,6%
Roraima	3.528	44	2.388	1,8%

**Fonte:** Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), 2024.

As unidades federativas das regiões Sul e Sudeste concentram os maiores volumes de instalações fotovoltaicas e de potência instalada no país, o que está associado à maior concentração populacional e ao maior número de unidades consumidoras nessas regiões. No Centro-Oeste, o estado de Mato Grosso apresenta um dos maiores valores de potência instalada da região, totalizando 1.755,11 MW.

No Nordeste, a capacidade instalada encontra-se distribuída de forma mais homogênea entre os estados, com Bahia, Ceará e Pernambuco figurando entre aqueles com maiores volumes de potência instalada regional. A região Norte apresenta participação relativa menor no total nacional, com estados como Pará e Tocantins concentrando parcelas relevantes da capacidade instalada observada na região, em consonância com as características territoriais e climáticas associadas à geração fotovoltaica.

A distribuição da participação relativa da geração distribuída (GD) na capacidade instalada total evidencia diferenças associadas à estrutura da matriz elétrica estadual. Mato Grosso (10,7%) e Mato Grosso do Sul (9,8%) apresentam os maiores percentuais, seguidos por Espírito Santo (9,0%), Alagoas (8,6%) e Santa Catarina (8,1%). Nesses casos, a capacidade total instalada é relativamente menor e não é fortemente marcada pela presença de grandes empreendimentos hidrelétricos ou eólicos de escala nacional, o que faz com que a expansão da GD represente parcela mais elevada da potência total. Assim, mesmo volumes absolutos inferiores aos observados em estados como São Paulo e Minas Gerais resultam em participação percentual mais expressiva.

Em contraste, estados que concentram grandes usinas de geração centralizada apresentam participação relativa menor de GD. O Paraná, por exemplo, abriga a Usina Hidrelétrica de Itaipu, o que eleva substancialmente sua capacidade total instalada e reduz a participação percentual da GD (3,8%). Situação semelhante ocorre no Pará, onde a Usina Hidrelétrica de Belo Monte amplia a base instalada total, resultando em participação de 1,0%. Na Bahia e no Rio Grande do Norte, a elevada capacidade proveniente de parques eólicos e solares centralizados também contribui para percentuais mais baixos de GD na matriz estadual. Dessa forma, a presença de grandes empreendimentos de geração convencional ou renovável centralizada influencia diretamente a razão entre potência instalada em GD e potência total por unidade da federação.

## 4 REFERENCIAL EMPÍRICO

Este capítulo apresenta a literatura empírica que analisa os efeitos da geração distribuída (GD) sobre a estrutura tarifária, a sustentabilidade econômico-financeira das distribuidoras e os arranjos regulatórios do setor elétrico. Os estudos examinados abordam a expansão da GD em diferentes contextos institucionais e regulatórios, tanto no Brasil quanto no exterior, e discutem suas implicações para modelos tarifários originalmente concebidos para sistemas de geração predominantemente centralizados. Nesse sentido, a literatura busca identificar os mecanismos por meio dos quais a difusão da GD interage com a formação de tarifas, a alocação de custos e a organização do setor elétrico.

Para sistematizar essa discussão, o capítulo é organizado em cinco eixos temáticos. O primeiro reúne estudos que investigam a difusão da geração distribuída fotovoltaica, com foco em sua evolução e nos marcos regulatórios associados. O segundo eixo contempla trabalhos que analisam as estruturas tarifárias e sua resposta à expansão da GD, examinando os ajustes observados e as limitações identificadas nos diferentes modelos tarifários. Em seguida, são discutidos estudos que avaliam os impactos da GD sobre as tarifas de energia elétrica, considerando efeitos sobre consumidores adotantes e não adotantes e sobre a composição tarifária.

O quarto eixo aborda a literatura que examina os efeitos da expansão da GD sobre a sustentabilidade das distribuidoras, incluindo análises relacionadas ao fenômeno conhecido como “espiral da morte”. Por fim, o capítulo reúne estudos que tratam dos impactos da GD sobre a demanda por energia elétrica e sobre os custos associados ao uso da rede, considerando o papel das estruturas de preços, dos incentivos regulatórios e do comportamento dos consumidores na adoção de sistemas de geração distribuída.

### 4.1 Difusão da geração distribuída fotovoltaica

O conceito de geração distribuída (GD) no Brasil foi formalmente incorporado ao marco regulatório em 2004, por meio do Decreto nº 5.163/2004, que definiu a GD como a instalação de unidades geradoras de pequeno porte conectadas diretamente ao sistema de distribuição. De acordo com esse decreto, enquadravam-se como geração distribuída os empreendimentos baseados em fontes renováveis, incluindo solar e eólica, bem como centrais hidrelétricas com capacidade instalada inferior a 30 MW e usinas termelétricas com eficiência superior a 75%, além daquelas movidas a biomassa. A regulamentação previa que a contratação da GD ocorreria

por meio de chamadas públicas conduzidas pelas distribuidoras, observando-se o limite de até 10% da carga total atendida por cada agente de distribuição.

Apesar da definição normativa introduzida em 2004, a difusão da geração distribuída apresentou alcance limitado nos anos subsequentes. Godoi (2018) associa esse resultado ao desenho do Valor de Referência (VR) utilizado nas contratações. O VR correspondia ao preço máximo a ser pago pelas distribuidoras pela energia adquirida de pequenos geradores distribuídos. Conforme discutido pelo autor, os valores definidos permaneceram inferiores aos custos médios de geração em pequena escala, o que restringiu a viabilidade econômica de novos projetos. Segundo estimativas da Associação da Indústria de Cogeração de Energia (Cogen), desde a introdução do conceito de GD em 2004 foram firmados contratos correspondentes a aproximadamente 98 MW médios, distribuídos em nove projetos, indicando a baixa adesão ao modelo no período analisado.

O Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) foi instituído em 2012 por meio da Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, que passou a permitir a injeção de energia ativa gerada por unidades consumidoras com geração distribuída na rede de distribuição, com posterior compensação do consumo da própria unidade. Em 2015, o SCEE foi alterado pela Resolução Normativa nº 687/2015, que introduziu o mecanismo de autoconsumo remoto, possibilitando a compensação de créditos de energia gerados em local distinto daquele onde ocorre o consumo.

Ao longo da segunda década do século XXI, o número de unidades consumidoras participantes do SCEE aumentou de forma expressiva, superando um milhão de unidades no país, enquanto a potência instalada em geração distribuída ultrapassou 26,6 GW em 2024 (EPE, 2024). Até o início de 2022, o arcabouço regulatório da GD baseava-se predominantemente em resoluções normativas, sujeitas a revisões periódicas, o que introduzia incertezas quanto às condições econômicas dos projetos (ANEEL, 2019). Em 2022, foi instituído o Marco Legal da Geração Distribuída por meio da Lei nº 14.300/2022, que consolidou as regras aplicáveis à micro e à minigeração distribuída. A legislação estabeleceu um regime de transição para os projetos conectados até janeiro de 2023, preservando as condições então vigentes até 2045, e definiu a aplicação gradual de novos encargos tarifários após esse período, incluindo a cobrança pelo uso da infraestrutura de distribuição, por meio da TUSD Fio B.

Silva e Rato (2024) analisam aspectos associados à expansão da geração distribuída no Brasil, com ênfase em seus efeitos sobre a estrutura tarifária. O estudo documenta o aumento da capacidade instalada de GD no período recente, indicando que essa capacidade se multiplicou entre 2021 e 2023, e examina os desdobramentos regulatórios associados à

Resolução Normativa ANEEL nº 1.059/2023. Essa norma detalha os procedimentos de compensação de energia, introduz o custo de disponibilidade aplicável às unidades consumidoras com GD e estabelece diretrizes adicionais para a injeção de energia na rede de distribuição. Os autores avaliam que os mecanismos de compensação vigentes podem gerar transferências de custos entre grupos de consumidores, com impactos sobre a trajetória das tarifas, estimando aumentos superiores à inflação em determinados cenários regulatórios.

A difusão de sistemas de GD está associada à ampliação da participação das unidades consumidoras na produção de energia, alterando o padrão tradicional de consumo passivo (PARAG; SOVACOOOL, 2016; ACKERMANN, ANDERSSON; SÖDER 2001). Esse processo tem sido interpretado como uma mudança na organização do setor elétrico, com efeitos sobre os arranjos institucionais, os mecanismos de precificação e as condições de adoção de tecnologias como os sistemas fotovoltaicos, considerando diferenças econômicas e territoriais entre os consumidores.

A literatura nacional e internacional examina os fatores associados à adoção da geração distribuída fotovoltaica, considerando tanto elementos que favorecem quanto aqueles que restringem sua difusão. Um exemplo desse esforço é o estudo do National Renewable Energy Laboratory (NREL), que desenvolveu, em 2008, um modelo de penetração de sistemas fotovoltaicos (SFVs) em telhados residenciais e comerciais nos cinquenta estados dos Estados Unidos, a partir da análise de diferentes cenários (PAIDIPATI *et al.*, 2008). O estudo estimou o potencial técnico de instalação de SFVs em telhados com base em variáveis físicas e estruturais, como área disponível, sombreamento, orientação das edificações e capacidade estrutural, bem como avaliou o retorno econômico simples dos investimentos, com o objetivo de estimar o potencial econômico da tecnologia. No cenário base, os autores projetaram uma capacidade instalada de 57 GW em telhados, dentro de um total estimado de 1.566 GW até 2016, concentrado em estados como Califórnia e Massachusetts. Em cenários de maior aproveitamento, a capacidade máxima instalada de SFVs em telhados residenciais e comerciais poderia atingir até 661 GW, variando conforme a densidade populacional e a disponibilidade do recurso solar nos diferentes estados. O estudo também destaca a relevância das condições locais, como o perfil climático, na eficiência dos sistemas fotovoltaicos.

Outros trabalhos analisam a decisão de adoção de sistemas fotovoltaicos a partir de uma perspectiva comportamental e socioeconômica. Jager (2006) examina os determinantes dessa decisão, indicando que, além dos aspectos econômicos, fatores como nível de informação, escolaridade, percepção ambiental e barreiras técnicas e burocráticas influenciam a escolha dos consumidores. A literatura aponta que a adoção de sistemas fotovoltaicos envolve decisões de

investimento de longo prazo, frequentemente associadas a custos iniciais elevados, o que reforça o papel desses fatores não estritamente econômicos no processo decisório.

Em 2010, o National Renewable Energy Laboratory (NREL) apresentou, na *National Solar Conference*, um estudo sobre os determinantes da penetração da geração distribuída no mercado norte-americano (DRURY; DENHOLM; MARGOLIS, 2010). A análise identifica a redução dos custos dos sistemas fotovoltaicos como um dos principais fatores associados à expansão da GD no período examinado. Além disso, o estudo destaca o papel de instrumentos de política pública voltados à viabilidade econômica da tecnologia, como mecanismos de *net metering* e incentivos fiscais relacionados às emissões associadas às fontes convencionais de energia.

Em conjunto, a literatura sugere que a difusão da geração distribuída resulta da interação entre fatores econômicos, regulatórios e comportamentais (CAI *et al.* 2013; FELDMAN *et al.*, 2015; DOS SANTOS; CANHA; BERNARDON, 2018). Os estudos indicam que a adoção da tecnologia está associada tanto às condições de custo e aos incentivos financeiros disponíveis quanto a características individuais e contextuais dos agentes, variando conforme o ambiente institucional e socioeconômico considerado.

Cai *et al.* (2013) analisam a adoção da geração distribuída na Califórnia a partir de um modelo que incorpora fatores econômicos e regulatórios. Os autores indicam que a economia financeira associada à geração distribuída constitui um dos principais elementos relacionados à difusão da tecnologia no contexto analisado, mesmo diante de incertezas quanto às condições futuras. Entre essas incertezas, o estudo considera possíveis alterações nas estruturas tarifárias, como a introdução de tarifas de conexão, variações nos preços dos sistemas fotovoltaicos, mudanças nos incentivos fiscais e custos de operação e manutenção. Esses resultados situam a adoção da GD em um ambiente no qual expectativas de retorno econômico interagem com o arcabouço regulatório vigente.

Um estudo posterior do National Renewable Energy Laboratory (NREL), realizado em 2015, examina fatores associados às restrições à instalação de sistemas fotovoltaicos em telhados residenciais nos Estados Unidos (FELDMAN *et al.*, 2015). Os autores estimam que cerca de 81% das edificações residenciais dispõem de área suficiente para a instalação de um sistema fotovoltaico de 1,5 kW. No entanto, ao considerar que aproximadamente 63% das famílias norte-americanas residem em imóveis próprios, a proporção de domicílios com condições efetivas para a instalação de sistemas de GD é reduzida para cerca de 51%. Esse resultado evidencia a relevância de fatores demográficos e estruturais, como a posse do imóvel, na difusão da geração distribuída, além dos aspectos econômicos e regulatórios.

A literatura brasileira também inclui estudos que modelam a difusão da geração distribuída fotovoltaica e estimam sua evolução no país. Konzen (2014) desenvolveu projeções para a adoção de sistemas fotovoltaicos residenciais ao longo de um horizonte de dez anos, utilizando o modelo de difusão de Bass para simular o mercado potencial até 2035. No cenário base (*business as usual*), o estudo estimou que a capacidade instalada de sistemas fotovoltaicos residenciais poderia atingir 330 MWp até 2023. Em um cenário alternativo, com a incorporação de incentivos adicionais, a projeção indicou valores de até 3,1 GWp. O autor também analisou a evolução do tempo de retorno dos investimentos (*payback*) em diferentes áreas de concessão, examinando a relação entre custos, incentivos e taxas de adoção.

De forma complementar, Dos Santos, Canha e Bernardon (2018) propuseram uma metodologia para projetar a difusão da geração distribuída na região Sul do Brasil, combinando o modelo de Bass com técnicas de Dinâmica de Sistemas. A abordagem foi integrada a simulações de Monte Carlo para representar a difusão espacial da GD, incorporando variáveis como custos de instalação, tarifas de energia elétrica, incentivos regulatórios e efeitos de adoção por interação entre consumidores. O estudo concentra-se na projeção da difusão da tecnologia, contribuindo para a identificação dos fatores associados à adoção da geração distribuída no contexto regional brasileiro.

Da Silva (2018) analisou o estágio de difusão da geração distribuída no Brasil, com foco em seus determinantes econômicos e em suas características regionais. O autor relacionou informações sobre unidades geradoras registradas na Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) a dados sociodemográficos e solarimétricos, identificando associações positivas entre renda média per capita e os níveis de adoção da GD nas diferentes regiões do país. O estudo também aponta que o Índice de Desenvolvimento Humano (IDH) está correlacionado à difusão da geração distribuída, indicando a presença de assimetrias socioeconômicas regionais associadas à heterogeneidade observada nos padrões de adoção da tecnologia.

A literatura também incorpora abordagens que ampliam a análise dos determinantes da geração distribuída ao considerar fatores comportamentais e incentivos econômicos. Stern (2014) propõe uma estrutura analítica que integra o comportamento dos indivíduos e suas interações com os sistemas energéticos, contribuindo para a compreensão dos processos decisórios associados à adoção de tecnologias energéticas. Kastner e Stern (2015) revisam estudos que examinam a influência de fatores comportamentais sobre a decisão de investimento em sistemas de energia residencial. A relevância das interações sociais na difusão da geração distribuída é analisada por Bollinger e Gillingham (2012), que desenvolvem uma metodologia para avaliar o impacto dos efeitos de pares na adoção da GD na Califórnia. Noll, Dawes e Rai

(2014) investigam esse mecanismo no contexto das Organizações Comunitárias de Energia Solar (SCOs) nos Estados Unidos, enquanto Graziano, Fiaschetti e Atkinson-Palombo (2019) examinam a extensão espacial desses efeitos, indicando que a influência das interações sociais pode ultrapassar limites municipais, com variações conforme o contexto territorial.

## **4.2 Estruturas Tarifárias e Adequação Frente à GD**

Silva (2017) analisa o modelo tarifário brasileiro, desenvolvido ao longo das décadas de 1990 e 2000, e discute suas limitações frente ao crescimento da geração distribuída (GD), especialmente no que se refere à sustentabilidade econômico-financeira dos contratos de concessão e à alocação dos custos na Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (TUSD). Segundo o autor, os mecanismos de composição e revisão tarifária incorporam defasagens regulatórias que afetam a capacidade das distribuidoras de energia elétrica de ajustar suas receitas em resposta ao aumento da adesão à GD. Essas defasagens influenciam a dinâmica de recomposição tarifária e a distribuição dos custos entre os usuários do sistema. Nesse contexto, a Lei nº 14.300/2022 institui um novo arcabouço regulatório para a geração distribuída, redefinindo regras de compensação e de cobrança pelo uso da rede ao longo de um período de transição.

Em uma perspectiva comparada, Langlois-Bertrand e Pineau (2018) examinam práticas tarifárias adotadas por 31 distribuidoras de energia elétrica na América do Norte, incluindo empresas do Canadá, dos Estados Unidos e do México. Os autores avaliam o grau de adequação dessas estruturas tarifárias diante do aumento da participação de fontes renováveis descentralizadas, observando que parte das distribuidoras opera com modelos tarifários concebidos para sistemas de geração predominantemente centralizados. Segundo o estudo, essa característica institucional condiciona a forma como os custos de rede são recuperados e afeta a adaptação das tarifas à presença crescente da geração distribuída. A análise ressalta a relevância de examinar os arranjos tarifários à luz das mudanças no padrão de geração e consumo de energia elétrica.

Janko, Arnold e Johnson (2016) analisam como diferentes estruturas tarifárias e condições ambientais locais influenciam o dimensionamento de sistemas solares residenciais em regiões dos Estados Unidos, incluindo Chicago, Phoenix e Seattle. O estudo avalia os efeitos de alterações tarifárias, como a substituição do regime de *net metering* por outros mecanismos de compensação e a adoção de tarifas horárias, nas quais o preço da energia varia conforme o período de consumo. Os resultados indicam que essas mudanças afetam tanto os incentivos

econômicos enfrentados pelos consumidores quanto as condições técnicas associadas à operação da rede de distribuição. Os autores estimam que a eliminação do *net metering* pode estar associada a reduções significativas na capacidade instalada considerada economicamente viável para sistemas fotovoltaicos residenciais, variando conforme o contexto tarifário e regional analisado.

Chesser et al. (2018) examinam a adoção da geração distribuída por consumidores residenciais no Reino Unido, na Austrália e na Irlanda, bem como seus efeitos sobre a demanda por energia elétrica e sobre as tarifas. Os autores identificam associações entre a difusão da GD em domicílios e alterações na estrutura tarifária enfrentada pelos consumidores residenciais, além de mudanças nos padrões de consumo de energia. O estudo discute como a presença crescente de sistemas de geração própria pode interagir com os mecanismos de recuperação de custos das distribuidoras, afetando a distribuição dos encargos tarifários entre consumidores com e sem GD.

Caplan (2023) analisa a forma como famílias respondem a diferentes esquemas tarifários e arranjos regulatórios associados à geração solar, considerando tanto a instalação de sistemas fotovoltaicos residenciais quanto a participação em projetos de geração comunitária. O estudo examina como subsídios e estruturas tarifárias influenciam as decisões de adoção da energia solar, incluindo mecanismos regulatórios voltados à compensação da redução de receitas das distribuidoras. Nesse contexto, o autor descreve a aplicação de encargos específicos incidentes sobre a produção de energia solar residencial e discute seus efeitos sobre a recuperação de receitas pelas distribuidoras e sobre os incentivos à adoção da geração distribuída.

Em contraste com essa abordagem, Muaafa et al. (2017) avaliam os efeitos da expansão da geração distribuída sobre tarifas e receitas das concessionárias e argumentam que o impacto da GD pode ser mais limitado do que o sugerido em parte da literatura. Os autores analisam cenários de aumento da penetração da geração solar residencial e indicam que, nos contextos examinados, a redução da demanda agregada e os efeitos tarifários associados permanecem relativamente moderados. O estudo sugere que a adaptação das estruturas tarifárias pode ocorrer de forma gradual, permitindo ajustes institucionais e operacionais por parte das concessionárias e dos formuladores de política, sem implicar rupturas imediatas nos modelos de prestação do serviço.

### 4.3 O Impacto da GD nas Tarifas de Energia

O desenvolvimento da geração distribuída tem sido analisado em função de seus efeitos sobre a estrutura tarifária das distribuidoras de energia elétrica, em particular no que se refere à alocação dos custos da infraestrutura de rede entre diferentes grupos de consumidores. À medida que unidades consumidoras com geração própria reduzem sua demanda por energia da rede, parte dos custos fixos associados à operação e manutenção do sistema permanece a ser recuperada, o que altera a distribuição desses encargos entre consumidores com e sem geração distribuída. Esse mecanismo é frequentemente descrito como subsídio cruzado, caracterizando situações em que consumidores sem geração distribuída passam a arcar com parcela maior dos custos do sistema. Diversos estudos internacionais examinam as implicações econômicas e tarifárias desse processo, analisando a relação entre o grau de penetração da geração distribuída e as trajetórias das tarifas de energia elétrica (DARGHOOTH *et al.*, 2014; PICCIARIELLO *et al.*, 2015; JOHNSON *et al.*, 2017).

Nesse contexto, Picciariello *et al.* (2015) investigam a interação entre o regime de *net metering* e estruturas tarifárias baseadas no volume de eletricidade consumida. Os autores analisam como a compensação integral da energia injetada na rede, quando combinada a tarifas volumétricas, afeta a recuperação de custos pelas distribuidoras. Os resultados indicam que esse arranjo pode gerar transferências de custos entre consumidores com e sem geração distribuída, cuja magnitude depende do volume de GD conectado ao sistema. O estudo discute como diferentes configurações tarifárias influenciam a distribuição dos encargos associados ao uso da rede, destacando a sensibilidade desses efeitos ao nível de penetração da geração distribuída.

Darghouth, Barbose e Wiser (2014) analisam a interação entre o regime de *net metering* e estruturas tarifárias volumétricas, com ênfase na recuperação de custos pelas distribuidoras no segmento residencial. Os autores discutem como a compensação integral da energia injetada, quando associada a tarifas baseadas exclusivamente no volume consumido, afeta a alocação dos custos de rede entre os consumidores. Essa questão é aprofundada por Eid *et al.* (2014), que examinam diferentes configurações de compensação de energia e estruturas tarifárias. Os resultados indicam que a combinação de *net metering* com tarifas volumétricas está associada à ampliação de transferências de custos entre consumidores com e sem geração distribuída, uma vez que os sinais tarifários não refletem integralmente os custos associados à operação e à manutenção do sistema de distribuição.

Gajjar, Raizada, Kumar, Abraham e Ghosh (2019) realizam uma análise empírica dos efeitos econômicos e tarifários da expansão da geração distribuída fotovoltaica no contexto da

Bangalore Electricity Supply Company (BESCOM), distribuidora de energia da Índia. O estudo considera o período de 2015 a 2022 e examina a relação entre o crescimento da GD e a evolução da estrutura tarifária da concessionária. Para isso, os autores utilizam um modelo de Requerimento Anual de Receita (*Annual Revenue Requirement – ARR*), assumindo uma taxa de crescimento anual da demanda de 5,13%, com o objetivo de estimar a trajetória dos custos de aquisição de energia. Os resultados apontam um aumento desses custos, de 11.750 bilhões para 19.100 bilhões de rúpias indianas ao longo do período analisado, associado à mudança na composição da oferta entre geração centralizada e geração distribuída decorrente da evolução da capacidade fotovoltaica.

No âmbito tarifário, os autores estimam a evolução do Requerimento Anual de Receita (*Annual Revenue Requirement – ARR*) a partir da comparação entre cenários com e sem a presença de sistemas de geração distribuída. Os resultados indicam efeitos sobre as tarifas de varejo, associados aos mecanismos de compensação aplicados aos consumidores com geração própria. O estudo também avalia diferentes regimes de compensação, incluindo a medição líquida e a medição bruta, e examina suas implicações para a distribuição dos custos do sistema entre os consumidores. No regime de medição líquida, a energia excedente injetada na rede é compensada integralmente pelo consumo da unidade geradora, o que altera a forma de recuperação dos custos de rede e está associado a transferências de encargos entre consumidores com e sem geração distribuída.

Johnson *et al.* (2017) analisam a dinâmica tarifária no estado de Nova Jersey, examinando os efeitos da difusão da geração distribuída sobre a alocação dos custos do sistema elétrico. Os autores observam que a redução da demanda proveniente de unidades consumidoras com GD pode modificar os padrões de consumo durante períodos de pico, influenciando a estrutura tarifária. Nesse contexto, a redistribuição dos custos operacionais ocorre entre os consumidores, com implicações para aqueles que permanecem integralmente dependentes da rede convencional.

#### **4.4 O Fenômeno da "Espiral da Morte" nas Empresas de Distribuição**

O chamado fenômeno da “espiral da morte” é descrito como um possível desdobramento do crescimento da geração distribuída fotovoltaica sobre as empresas de distribuição de energia elétrica. Esse conceito refere-se a uma dinâmica na qual o aumento da adoção da geração distribuída reduz o volume de energia comercializada pelas distribuidoras, afetando sua base de arrecadação. Diante dessa redução, ajustes tarifários podem ocorrer com

o objetivo de recompor receitas, o que altera os incentivos enfrentados pelos consumidores e pode influenciar decisões adicionais de adoção da geração própria, realimentando o processo descrito na literatura (ORTEGA-IZQUIERDO; DEL RÍO, 2016).

Esse mecanismo tem sido analisado como um resultado potencial da interação entre estruturas tarifárias baseadas em volumes consumidos e a difusão de tecnologias de geração descentralizada. Os estudos discutem como essa dinâmica pode afetar a trajetória de receitas das distribuidoras e a distribuição dos encargos do sistema entre diferentes grupos de consumidores, dependendo do desenho regulatório e do grau de penetração da GD.

No contexto brasileiro, caracterizado pelo desenvolvimento recente da geração distribuída, a literatura tem examinado os efeitos desse processo sobre as distribuidoras e sobre a estrutura tarifária. Andrade *et al.* (2019) analisam os desafios associados à compatibilização entre a difusão da GD e a sustentabilidade econômico-financeira das empresas de distribuição, destacando a importância do arranjo regulatório na mediação desses efeitos.

Bajay *et al.* (2018) analisam os desafios associados ao crescimento da geração distribuída fotovoltaica, abrangendo aspectos técnicos, operacionais, regulatórios e econômicos. Do ponto de vista técnico, os autores destacam questões relacionadas ao aumento de tensão nas redes de distribuição, que podem impor limites à inserção adicional de unidades de geração distribuída, fenômeno conhecido como capacidade de hospedagem (*hosting capacity*). O estudo também discute impactos sobre a qualidade da energia, incluindo variações de tensão, particularmente relevantes em redes originalmente projetadas para fluxos unidirecionais de energia. Nesse contexto, a presença de múltiplas fontes descentralizadas requer adaptações nos esquemas de proteção elétrica e nos procedimentos operacionais, em função da bidirecionalidade dos fluxos de potência.

No âmbito regulatório e institucional, os autores apontam que a ausência de políticas integradas voltadas ao planejamento e à operação coordenada das redes de distribuição e do sistema elétrico pode influenciar a forma como o crescimento da GD se traduz em efeitos tarifários. O estudo discute como determinadas configurações regulatórias podem interagir com a estrutura de custos das distribuidoras e com os mecanismos de recuperação de receitas, afetando a distribuição dos encargos entre consumidores com e sem geração distribuída e dialogando com a literatura que trata da dinâmica associada à chamada “espiral da morte” (BAJAY *et al.*, 2018).

Sob a perspectiva econômica, Bajay *et al.* (2018) analisam os custos associados à adoção de sistemas de geração distribuída, destacando o volume elevado de investimento inicial e o horizonte relativamente longo para a recuperação desse investimento. Os autores observam que

essas características ganham relevância em contextos nos quais o acesso a financiamento é limitado ou condicionado a linhas de crédito restritivas. Esses elementos influenciam o perfil dos adotantes da geração distribuída, uma vez que a viabilidade econômica dos projetos depende da capacidade de absorção dos custos iniciais e do acesso a instrumentos financeiros adequados. O estudo associa esses fatores às dificuldades enfrentadas pelas distribuidoras na adaptação de seus modelos de operação e de recuperação de custos diante da expansão da GD.

Projeções apresentadas por Darghouth, Barbose e Wiser (2014) indicam a continuidade do crescimento da geração distribuída, com a incorporação de um número crescente de unidades consumidoras com sistemas de geração própria ao longo da próxima década. A literatura discute que a redução da demanda proveniente de consumidores com maior capacidade de investimento pode alterar a composição da base de arrecadação das distribuidoras, na medida em que parte desses usuários passa a depender menos da energia fornecida pela rede. Esse processo é analisado como um fator que influencia a dinâmica de receitas das empresas de distribuição e suas estratégias de adaptação frente ao crescimento da geração distribuída.

Diante desse contexto, diversos estudos analisam a chamada dinâmica da “espiral da morte” a partir de modelos que investigam a interação entre estrutura tarifária, recuperação de custos fixos e decisões de adoção da geração distribuída (DARGHOUTH *et al.*, 2014; CASTAÑEDA; FRANCO; DYNER, 2017; LAWS *et al.*, 2017; SILVEIRA; FERNANDES, 2022). Esses trabalhos examinam como diferentes desenhos tarifários influenciam a capacidade das concessionárias de recuperar seus custos em ambientes de crescente penetração da GD, bem como os efeitos dessa dinâmica sobre a sustentabilidade econômico-financeira do setor de distribuição.

Silveira e Fernandes (2022), em particular, analisam esse processo a partir de um mecanismo de retroalimentação entre tarifas, base de consumidores e receitas das distribuidoras. Os autores descrevem como a redução do consumo proveniente de unidades com geração própria afeta a arrecadação das concessionárias, levando a ajustes tarifários que alteram os incentivos enfrentados pelos consumidores remanescentes. Esse arranjo tende a concentrar a migração para a GD entre aqueles com maior viabilidade econômica, o que influencia a composição da base tarifária e a trajetória de receitas das distribuidoras ao longo do tempo.

Darghouth *et al.* (2014) analisam a relação entre a expansão da geração distribuída fotovoltaica e a dinâmica de recuperação dos custos fixos das concessionárias de energia elétrica. Os autores examinam como a redução do consumo de energia proveniente da rede, associada à adoção de sistemas fotovoltaicos residenciais, afeta a arrecadação das distribuidoras em estruturas tarifárias predominantemente volumétricas. O estudo discute a formação de

mecanismos de retroalimentação financeira, nos quais a diminuição da base de consumo influencia a trajetória de receitas das concessionárias. Os resultados indicam que esse processo pode ser parcialmente atenuado por alterações nos padrões de preços ao longo do dia, como a redefinição dos períodos de pico, o que reduz os ganhos econômicos associados ao regime de *net metering* e afeta o ritmo de adoção da geração fotovoltaica em determinados contextos. Os autores ressaltam que os efeitos observados dependem fortemente do desenho tarifário, variando conforme a presença de tarifas fixas, encargos mensais ou mecanismos de compensação diferenciados.

Castaneda, Franco e Dyner (2017) examinam os efeitos da expansão da geração distribuída no contexto colombiano, com foco nas implicações para as distribuidoras de energia elétrica. O estudo analisa como a redução do consumo de energia da rede por parte de consumidores com sistemas fotovoltaicos influencia a recuperação de receitas das concessionárias, levando a ajustes nas tarifas de distribuição. Os autores discutem situações em que o dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos supera o consumo local, alterando a relação entre demanda atendida pela rede e custos a serem recuperados. No caso analisado, essas interações são associadas a modificações na estrutura tarifária e à intensificação dos mecanismos descritos na literatura como “espiral da morte”, evidenciando a sensibilidade desse processo às condições regulatórias e tarifárias adotadas.

Laws *et al.* (2017) ampliam a análise ao empregar um modelo de dinâmica de sistemas para simular os efeitos da geração distribuída, com ênfase em tecnologias fotovoltaicas residenciais combinadas com sistemas de armazenamento, sobre o mercado de eletricidade em um horizonte de longo prazo, até 2050. O estudo avalia diferentes cenários de modelos de negócios e trajetórias de preços de eletricidade, examinando como essas variáveis influenciam a adoção de tecnologias de geração distribuída. Os resultados indicam que, sob determinadas condições econômicas favoráveis aos consumidores, a expansão da GD pode alterar de forma significativa a base de consumidores das distribuidoras, afetando a dinâmica de receitas ao longo do tempo.

A literatura que investiga a chamada espiral da morte trata esse processo como uma dinâmica econômica associada à interação entre estrutura tarifária, recuperação de custos e decisões de adoção da geração distribuída. Esses estudos analisam como diferentes arranjos regulatórios e tarifários condicionam a intensidade e a trajetória desse mecanismo, com implicações para a estabilidade financeira das concessionárias e para a distribuição dos encargos do sistema elétrico.

Considerando esses efeitos, parte da literatura discute alternativas regulatórias e arranjos institucionais voltados à adaptação do modelo de negócios das distribuidoras diante da expansão da geração distribuída. Chahkandi (2020) e Mamaghani e Çakanyildirim (2021) analisam propostas que envolvem modificações nos mecanismos de recuperação de custos e no desenho tarifário, examinando como diferentes instrumentos podem influenciar o equilíbrio entre receitas das concessionárias e os incentivos enfrentados pelos consumidores em ambientes de crescente penetração da GD.

Chahkandi (2020) analisa os efeitos da expansão da geração distribuída sobre a estrutura de receitas das concessionárias de energia elétrica e discute possíveis adaptações ao modelo de negócios tradicional diante desse processo. O autor examina a introdução de mecanismos tarifários alternativos, como uma taxa associada ao direito de acesso à rede nos períodos em que a geração própria é insuficiente. O estudo também considera o uso de medidores inteligentes como instrumento para a implementação de tarifas variáveis em função da demanda, permitindo maior granularidade na sinalização de preços conforme as condições de consumo e oferta ao longo do tempo. A análise empírica apresentada, com base em um estudo de caso na Califórnia, avalia como esses arranjos afetam a recuperação de receitas pelas concessionárias e a distribuição dos custos de uso da rede entre os consumidores.

Mamaghani e Çakanyildirim (2021) investigam alternativas de revisão tarifária a partir de um modelo de interação estratégica entre consumidores com sistemas de geração solar e uma concessionária operando em um mercado regulado. Utilizando uma simulação baseada em dinâmica de jogos, os autores analisam como o aumento da penetração da geração solar influencia os preços da eletricidade, a trajetória de receitas das concessionárias e os custos enfrentados pelos consumidores que não adotam a geração distribuída. O estudo avalia diferentes instrumentos tarifários, incluindo ajustes na compensação pela energia excedente injetada na rede e a introdução de componentes fixos na tarifa aplicável aos usuários de geração solar, examinando como essas alternativas afetam a recuperação de custos e os incentivos à adoção da GD.

A literatura internacional também apresenta estudos de caso que examinam desafios específicos enfrentados por sistemas elétricos em diferentes contextos institucionais e regulatórios. Graça (2018) analisa o sistema elétrico da Austrália Ocidental diante da expansão acelerada de sistemas solares fotovoltaicos privados e do avanço das tecnologias de armazenamento de energia. Utilizando um modelo de dinâmica de sistemas, o autor projeta cenários para o período entre 2015 e 2035 e avalia como a capacidade solar privada pode crescer a taxas superiores às inicialmente previstas pelo operador de mercado. Os resultados indicam

que essa trajetória pode alterar a operação do sistema elétrico, com efeitos sobre a geração de carga base, a estabilidade da rede e a estrutura tarifária. O estudo discute essas interações no âmbito da literatura que trata da dinâmica associada à chamada espiral da morte, destacando a sensibilidade dos resultados às condições regulatórias e aos parâmetros adotados nas simulações.

Qiu, Kahn e Xing (2019) investigam empiricamente o fenômeno denominado “efeito rebote solar”, no qual a adoção de sistemas fotovoltaicos residenciais está associada a mudanças nos padrões de consumo de eletricidade. Com base em dados detalhados de medidores de energia e de geração solar de residências localizadas em Phoenix, Arizona, os autores estimam que, para cada quilowatt-hora de eletricidade solar gerada, o consumo total de eletricidade nessas residências aumenta, em média, 18%. O estudo sugere que a geração distribuída pode interagir com decisões de consumo, influenciando a demanda agregada e a utilização da infraestrutura de rede. Essa dinâmica é analisada em termos de suas implicações para a previsão de carga e para a recuperação de custos pelas concessionárias, dialogando com a literatura que examina os efeitos econômicos da expansão da geração distribuída.

Bushnell e Novan (2021) analisam os efeitos de longo prazo do crescimento da capacidade solar sobre o mercado de eletricidade da Califórnia. Os autores examinam como o aumento da geração solar está associado a alterações nos preços enfrentados por diferentes grupos de consumidores, observando reduções nos custos para consumidores com geração própria e mudanças na estrutura tarifária aplicada aos consumidores que permanecem integralmente dependentes da rede convencional. O estudo discute como essas dinâmicas interagem com os mecanismos de recuperação de custos do sistema elétrico ao longo do tempo.

Barazesh, Nia e Bayaz (2019) investigam a situação das concessionárias de energia nos Estados Unidos a partir de um modelo de dinâmica de sistemas, com foco nos efeitos da crescente penetração de sistemas fotovoltaicos em telhados sobre as receitas das empresas de distribuição. A análise considera a interação entre elasticidade-preço da demanda, crescimento populacional e estratégias de ajuste tarifário. Os resultados indicam que, na ausência de modificações nos arranjos tarifários e no modelo de negócios, a expansão da GD pode influenciar a trajetória de receitas das concessionárias e a composição de sua base de consumidores, dialogando com os mecanismos descritos na literatura sobre a espiral da morte.

Em conjunto, esses estudos internacionais examinam a espiral da morte como uma dinâmica econômica potencial associada à interação entre difusão da geração distribuída, estruturas tarifárias e recuperação de custos pelas concessionárias. A literatura destaca que os efeitos observados variam conforme o contexto institucional, regulatório e de mercado, bem

como conforme as estratégias adotadas pelas empresas de distribuição, sem que haja um padrão único aplicável a diferentes sistemas elétricos.

## **5 APLICAÇÃO I: ADOÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL: UMA APLICAÇÃO DO MODELO DE DIFUSÃO DE BASS**

Este exercício aplica o modelo de difusão de Bass para estimar a trajetória de adoção da geração distribuída fotovoltaica (GD) nas cinco grandes regiões do Brasil até o ano de 2035. A expansão da GD no país tem sido associada à redução dos custos dos sistemas fotovoltaicos, a mudanças no arcabouço regulatório e à ampliação do acesso a mecanismos de financiamento, fatores que têm contribuído para a difusão dessa tecnologia no setor elétrico.

A literatura sobre difusão de inovações tem utilizado amplamente o modelo de Bass para descrever processos de adoção tecnológica ao longo do tempo, distinguindo entre componentes associados à adoção exógena e à difusão por interação entre agentes (MAHAJAN; MULLER, 1996; MAHAJAN; MULLER; BASS, 1990). Estudos aplicados têm empregado essa abordagem em diferentes contextos tecnológicos, incluindo a difusão de tecnologias energéticas, com o objetivo de caracterizar padrões de crescimento, identificar estágios de maturação e projetar trajetórias futuras de adoção (GEROSKI, 2000; DIAO et al., 2009; BRUSCH; FISCHER; SZUPPA, 2013).

Embora o modelo de Bass tenha sido originalmente proposto em 1969, ele permanece amplamente utilizado na literatura aplicada para a modelagem de processos de difusão tecnológica, tanto em sua forma original quanto em extensões que incorporam variáveis explicativas, heterogeneidade entre agentes e efeitos de mercado (MEADE; ISLAM, 2006; PERES; MULLER; MAHAJAN, 2010). Parte dessa persistência decorre de sua capacidade de representar a dinâmica agregada de adoção por meio de um número reduzido de parâmetros, o que facilita sua aplicação em contextos nos quais há limitação de dados ou interesse em projeções de médio e longo prazo.

No entanto, análises de revisão sobre o modelo de Bass apontam limitações, como a ausência de fundamentação microeconômica explícita, a dificuldade de incorporar mudanças estruturais ao longo do tempo e a sensibilidade das estimativas à definição do mercado potencial (MEADE; ISLAM, 2006). Em resposta a essas limitações, foram desenvolvidas extensões e abordagens alternativas, incluindo modelos com variáveis explicativas (generalized Bass models), modelos baseados em agentes e especificações econométricas mais estruturadas para a análise da adoção tecnológica (PERES; MULLER; MAHAJAN, 2010).

No contexto deste estudo, a escolha do modelo de Bass decorre de sua adequação à modelagem da trajetória agregada de adoção da geração distribuída, permitindo a estimação de curvas de difusão e a geração de projeções entre regiões, a partir de séries históricas

relativamente curtas e sem a necessidade de especificação detalhada dos determinantes microeconômicos da decisão de investimento. Dessa forma, o modelo é utilizado como uma ferramenta descritiva e prospectiva, voltada à caracterização da dinâmica temporal da adoção da GD, cujos resultados são posteriormente articulados com as análises empíricas desenvolvidas nos exercícios subsequentes.

No caso brasileiro, a literatura empírica sobre geração distribuída tem se concentrado, em grande medida, na análise de seus determinantes econômicos e regulatórios (SANTANA; MONASTERIO; CALDEIRA, 2023; SOUSA et al., 2023; CUNHA, 2021), bem como em seus efeitos sobre tarifas e equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras. Em comparação, ainda são relativamente escassos os trabalhos que modelam explicitamente a dinâmica temporal de adoção da GD a partir de modelos de difusão, especialmente com desagregação regional e projeções de médio prazo. Este exercício busca contribuir para essa literatura ao aplicar o modelo de Bass às cinco grandes regiões do país, explorando diferenças nos padrões de difusão associadas a características econômicas, climáticas e institucionais.

A aplicação regional do modelo permite capturar heterogeneidades na trajetória de adoção da GD, em linha com evidências de que variáveis como renda, grau de urbanização, irradiação solar e acesso a financiamento estão associadas às decisões de investimento em sistemas fotovoltaicos (KIM et al., 2009; RADOJICIC; MARKOVIĆ, 2009). A estimação dos parâmetros para cada região gera projeções mensais do número líquido de adoções até 2035, possibilitando a identificação de diferentes estágios do processo de difusão.

Os resultados fornecem estimativas sobre o ritmo e a magnitude da adoção da geração distribuída nas distintas regiões do país ao longo do horizonte analisado. Trata-se de um exercício prospectivo, voltado à caracterização da dinâmica de difusão da tecnologia, cujos resultados servem de insumo para a análise dos impactos da GD sobre o setor elétrico brasileiro, desenvolvida nos exercícios subsequentes desta tese.

## **5.1 Difusão de novas tecnologias**

A difusão de novas tecnologias refere-se ao processo pelo qual inovações passam a ser adotadas por diferentes grupos dentro de uma sociedade. No setor energético, as tecnologias de microgeração em unidades residenciais, em particular os sistemas fotovoltaicos, configuram um tipo de inovação que altera a forma de produção e consumo de energia. Essas tecnologias são frequentemente classificadas como inovações descontínuas, na medida em que introduzem soluções distintas das tecnologias previamente dominantes e modificam padrões de uso por

parte dos consumidores (Islam, 2014). A teoria da difusão de inovações oferece instrumentos analíticos para examinar como tecnologias desse tipo se expandem ao longo do tempo em uma população.

Os estudos sobre a difusão de inovações têm origem no final do século XIX, com os trabalhos do sociólogo francês Gabriel de Tarde. Em *Les Lois de l'Imitation* (1890), o autor apresenta uma formulação teórica voltada à compreensão da disseminação de novas ideias e tecnologias nas sociedades. Segundo essa abordagem, as inovações surgem inicialmente a partir de indivíduos específicos e se difundem posteriormente por meio de mecanismos de imitação, entendidos como regularidades sociais. O processo de difusão é condicionado por fatores como a compatibilidade entre a inovação e práticas preexistentes, o grau de aceitação da novidade e a estrutura social no contexto em que a tecnologia é introduzida.

Tarde (1890) observou que a adoção de inovações tende a apresentar um padrão temporal semelhante a uma curva em forma de “S”, caracterizado por uma fase inicial de adoção limitada, seguida por um período de aceleração e, posteriormente, por um movimento de estabilização à medida que a inovação se difunde amplamente. Em seus estudos, o autor menciona, entre outros exemplos, a disseminação do uso do ferro fundido na agricultura europeia do século XIX, que inicialmente encontrou resistência, mas passou a ser adotado de forma mais ampla ao longo do tempo. Tarde também enfatiza o papel da comunicação interpessoal nesse processo, ao indicar que a difusão ocorre com maior intensidade quando a inovação é adotada e transmitida por indivíduos com influência dentro de um grupo social.

A aplicação empírica da teoria da difusão de inovações foi aprofundada em estudos posteriores, como a análise da adoção de sementes híbridas de milho nos Estados Unidos, documentada por Rogers (2003). Esse estudo examina o processo pelo qual agricultores do estado de Iowa tomaram conhecimento e adotaram uma nova tecnologia agrícola ao longo do tempo. Os resultados indicam que a adoção ocorreu de forma gradual, com participação inicial de um grupo restrito de adotantes, seguida pela incorporação progressiva da tecnologia por outros produtores. A sistematização dessa evidência empírica contribuiu para a formulação de um modelo geral de difusão, apresentado originalmente em *Diffusion of Innovations* (1962), posteriormente aplicado a diferentes contextos analíticos.

Rogers (2003) descreve a adoção de inovações como um processo gradual, composto por diferentes estágios, e não como um evento imediato. O primeiro estágio, denominado conhecimento, ocorre quando indivíduos ou grupos tomam contato com a existência da inovação e passam a ter informações iniciais sobre seu funcionamento. Nessa fase, o acesso à

informação costuma ocorrer por meio de canais de comunicação de massa, sem que haja, necessariamente, envolvimento ativo ou posicionamento formado em relação à inovação.

O estágio seguinte, de persuasão, corresponde à formação de uma atitude favorável ou desfavorável em relação à inovação. Esse momento é influenciado tanto pelas características da tecnologia quanto pelo contexto social e cultural no qual o agente está inserido. As interações interpessoais passam a ter maior relevância nesse estágio, ao contribuir para a circulação de informações, experiências e percepções associadas à inovação.

O estágio de decisão ocorre quando indivíduos ou grupos realizam ações que conduzem à adoção ou à rejeição da inovação. Trata-se da etapa em que há maior envolvimento no processo, geralmente associada à avaliação das informações disponíveis e à consideração de possíveis implicações da adoção da tecnologia.

Após a decisão pela adoção, tem início o estágio de implementação, no qual a inovação passa a ser utilizada de forma efetiva. Nessa fase, podem emergir restrições que não se manifestaram nos estágios anteriores, incluindo limitações técnicas, financeiras ou operacionais, que afetam a continuidade do uso da tecnologia.

O estágio final, denominado confirmação, corresponde ao momento em que o indivíduo ou grupo reavalia a decisão tomada. Nessa etapa, a adoção pode ser mantida ou revertida, a depender da experiência acumulada com a inovação e da exposição a informações adicionais ou contraditórias. Esse estágio está associado à permanência ou à interrupção do uso da tecnologia ao longo do tempo.

Além da sequência de estágios do processo de adoção, Rogers (2003) destaca que o ritmo e a extensão da difusão também variam conforme características próprias da inovação. A teoria identifica cinco atributos associados à taxa de adoção: vantagem relativa, compatibilidade, complexidade, possibilidade de teste e visibilidade. Segundo o autor, esses atributos explicam parcela significativa da variação observada nas taxas de adoção em diferentes contextos empíricos, respondendo por percentuais que variam entre 49% e 87% (ROGERS, 2003).

O atributo denominado vantagem relativa refere-se ao grau em que uma inovação é percebida como superior às práticas ou tecnologias previamente adotadas. Trata-se de uma avaliação subjetiva, relacionada às preferências, necessidades e critérios dos potenciais adotantes. No caso da energia solar, essa percepção pode estar associada a fatores econômicos, como alterações nos gastos com energia elétrica ao longo do tempo, bem como a aspectos simbólicos relacionados à adoção de práticas ambientalmente orientadas. Evidências empíricas indicam que tecnologias associadas a retornos financeiros identificáveis tendem a apresentar

maior ritmo de adoção em contextos nos quais restrições orçamentárias são relevantes, enquanto atributos ambientais podem assumir maior peso em grupos específicos de adotantes (BENCIVENGA *et al.*, 1995; BRESSLER *et al.*, 2011; ANDERSON; NEWELL, 2004; XU *et al.*, 2011; NELSON; BULLOCK, 2001). Na ausência de percepções claras quanto a essas vantagens, a difusão da inovação tende a ocorrer de forma mais gradual, independentemente de suas características técnicas.

A compatibilidade, conforme definida por Rogers (2003), corresponde ao grau em que a inovação é percebida como coerente com valores, experiências prévias e necessidades dos potenciais adotantes. Tecnologias percebidas como compatíveis com práticas existentes tendem a demandar menores ajustes nos hábitos de uso ou na infraestrutura disponível. No contexto dos sistemas fotovoltaicos, esse atributo está relacionado à possibilidade de integração em edificações já existentes e à adequação às normas técnicas e regulatórias vigentes. Em ambientes nos quais há restrições institucionais ou resistência cultural à adoção de determinadas tecnologias, observa-se, com frequência, menor disseminação da inovação, mesmo quando outros atributos são favoráveis. A compatibilidade também pode envolver dimensões simbólicas e culturais, uma vez que inovações percebidas como divergentes de valores consolidados tendem a encontrar maior resistência à adoção.

A complexidade, terceiro atributo descrito por Rogers (2003), refere-se ao grau de dificuldade percebido pelos adotantes na compreensão e no uso de uma inovação. Tecnologias percebidas como mais simples tendem a exigir menor esforço de aprendizado e adaptação por parte dos usuários. No caso da energia solar, tanto a etapa de instalação quanto o funcionamento do sistema podem ser interpretados como elementos de maior complexidade por potenciais adotantes, especialmente em contextos nos quais o conhecimento técnico sobre a tecnologia é restrito.

A possibilidade de teste, ou experimentação, corresponde ao grau em que uma inovação pode ser utilizada de forma limitada antes da adoção plena. Esse atributo está associado à capacidade de o adotante obter informações diretas sobre o funcionamento e os resultados da tecnologia antes de assumir um compromisso definitivo. Inovações que permitem algum nível de experimentação tendem a reduzir a incerteza percebida, aspecto particularmente relevante em casos que envolvem custos iniciais elevados ou alterações estruturais no modo de uso.

A visibilidade refere-se ao grau em que os resultados da inovação podem ser observados por terceiros. Quando os efeitos do uso da tecnologia são facilmente identificáveis, a informação sobre a inovação tende a circular com maior intensidade entre potenciais adotantes. No contexto dos sistemas fotovoltaicos, instalações visíveis em áreas residenciais ou espaços

compartilhados ampliam a exposição da tecnologia e favorecem a disseminação de informações por meio de interações sociais. A observabilidade dos resultados também contribui para a troca de experiências entre usuários, influenciando o ritmo de difusão da inovação.

Ainda que determinadas características intrínsecas de uma inovação estejam associadas à sua adoção, a aceitação em larga escala tende a ocorrer de forma gradual, mesmo quando os benefícios são observáveis. A literatura sobre difusão de inovações destaca que esse processo é influenciado pela circulação de informações entre potenciais adotantes e pelas interpretações individuais dessas informações. Rogers (2003) argumenta que as decisões de adoção não se baseiam exclusivamente em avaliações objetivas de custos e benefícios, mas também incorporam fatores sociais e culturais que afetam a forma como a inovação é percebida. Nesse sentido, a difusão de inovações é tratada como um processo social, condicionado pelas interações entre indivíduos e grupos, e não apenas como uma decisão técnica ou econômica.

No caso da geração distribuída, esse caráter social se expressa nas diferentes formas de percepção da tecnologia entre os consumidores. Enquanto alguns indivíduos podem concentrar sua avaliação nos custos iniciais e nos retornos financeiros esperados de um sistema fotovoltaico, outros podem atribuir maior relevância a aspectos como experiências observadas em seu entorno social ou informações transmitidas por pares. Essa heterogeneidade de percepções implica que atributos semelhantes da inovação podem ser avaliados de maneira distinta, o que contribui para a complexidade do processo de difusão.

No processo de difusão de inovações, os canais de comunicação influenciam a forma como as informações são transmitidas e interpretadas pelos potenciais adotantes. A literatura distingue, de forma geral, dois tipos de canais: os meios de comunicação de massa e os canais interpessoais. Os meios de comunicação de massa, como televisão, rádio, jornais e plataformas digitais, caracterizam-se pelo amplo alcance e tendem a atuar de maneira mais relevante nas etapas iniciais da difusão, especialmente no estágio de conhecimento da inovação (Rogers, 2003). Esses meios são frequentemente associados à disseminação de informações gerais, contribuindo para a ampliação da visibilidade da tecnologia e para o reconhecimento de sua existência por um público amplo.

Em etapas posteriores do processo de adoção, a literatura aponta limitações dos meios de comunicação de massa no que se refere à consolidação das percepções individuais. Rogers (2003) argumenta que, embora esses canais sejam eficazes para a difusão inicial de informações, eles oferecem menor capacidade de adaptação às circunstâncias específicas dos indivíduos. Nesse contexto, os canais interpessoais ganham relevância, uma vez que as interações entre amigos, familiares e colegas tendem a envolver maior grau de confiança e troca

de experiências. Estudos empíricos indicam que, no caso da geração distribuída, relatos diretos de adotantes próximos podem influenciar a decisão de adoção de forma distinta das mensagens veiculadas por campanhas de caráter geral (Gainforth *et al.*, 2014).

Os canais interpessoais podem influenciar a adoção de inovações ao atuar sobre incertezas e assimetrias de informação associadas à tecnologia. No contexto brasileiro, em que a geração distribuída enfrenta restrições como custos iniciais elevados e limitações de infraestrutura, interações entre indivíduos tendem a afetar a forma como essas barreiras são percebidas pelos potenciais adotantes (Konzen, 2014). Esse tipo de interação permite a troca direta de informações entre adotantes iniciais e indivíduos interessados, incluindo o compartilhamento de experiências, esclarecimento de dúvidas e discussão de aspectos técnicos e econômicos do investimento.

Além dos canais de comunicação, a literatura também examina o papel dos instrumentos de política pública e do arcabouço regulatório na difusão de inovações como a energia solar. Esses instrumentos são frequentemente direcionados aos estágios iniciais de adoção, com o objetivo de ampliar a base de usuários e reduzir incertezas associadas à tecnologia. Medidas regulatórias podem estabelecer requisitos específicos de adoção em determinados contextos, enquanto incentivos econômicos, como subsídios ou benefícios fiscais, afetam a estrutura de custos enfrentada pelos potenciais adotantes. Estudos indicam que tais mecanismos tendem a exercer maior influência quando direcionados a grupos com maior propensão inicial à adoção (PELKMAN; RENDA, 2014; YUN *et al.*, 2015).

### 5.1.1 Categoria dos adotantes

Para compreender como as inovações se disseminam por diferentes segmentos de uma população, a teoria da difusão de inovações introduz a categorização dos adotantes, conforme descrito por Rogers (2003). Essa categorização segmenta a população em cinco grupos principais, definidos pela propensão a adotar uma inovação específica: inovadores, adotantes iniciais, maioria inicial, maioria tardia e retardatários. Cada grupo possui características distintas que moldam sua atitude em relação à adoção de inovações, influenciando diretamente a velocidade e a abrangência do processo de difusão.

Os inovadores representam o primeiro grupo a adotar uma inovação e desempenham um papel central na introdução e disseminação inicial de novas ideias e tecnologias. Segundo Rogers (2003), os inovadores constituem aproximadamente 2,5% da população e são caracterizados por sua predisposição a assumir riscos e experimentar novas ideias antes que

elas se tornem amplamente aceitas. Esses indivíduos possuem acesso privilegiado a informações e recursos financeiros que facilitam a experimentação de inovações, além de um interesse intrínseco por novidades tecnológicas e sociais. No caso da geração distribuída de energia solar, os inovadores podem ser identificados como aqueles que investem em sistemas fotovoltaicos em seus estágios iniciais, mesmo quando a tecnologia ainda apresentava custos elevados e incertezas sobre sua viabilidade a longo prazo. O papel dos inovadores é fundamental para o processo de difusão, pois eles funcionam como agentes iniciais que testam e validam a inovação, permitindo que ela seja posteriormente avaliada pelos outros segmentos da população.

Os adotantes iniciais constituem o segundo grupo na sequência do processo de difusão e representam cerca de 13,5% da população, segundo a classificação de Rogers (2003). Este grupo é composto por indivíduos que reconhecem o potencial de uma inovação após observarem seus benefícios nos inovadores. Embora menos propensos a assumir riscos extremos, os adotantes iniciais possuem uma posição estratégica dentro da sociedade, sendo frequentemente vistos como líderes de opinião e formadores de tendências. Konzen (2014) destaca que esses indivíduos tendem a possuir maior nível de instrução, maior poder aquisitivo e acesso ampliado a redes de informação, fatores que facilitam a tomada de decisão e a disseminação da inovação para os próximos grupos.

No contexto da geração distribuída, os adotantes iniciais incluem proprietários de residências e empresas que decidem investir em sistemas fotovoltaicos em um estágio em que a tecnologia já apresenta resultados observáveis, como redução de custos operacionais ou maior previsibilidade no suprimento de energia. A experiência desses agentes tende a circular em redes interpessoais, contribuindo para a formação de expectativas entre os demais potenciais adotantes. Rogers (2003) argumenta que, quando as avaliações provenientes desse grupo são majoritariamente favoráveis, observa-se uma intensificação do ritmo de adoção, associada ao início da fase de crescimento mais acelerado da curva de difusão da inovação.

A maioria inicial constitui o terceiro grupo no processo de adoção e corresponde a cerca de 34% da população, segundo Rogers (2003). Esse grupo é caracterizado por um comportamento mais cauteloso, no qual a decisão de adoção ocorre após a consolidação de evidências fornecidas por inovadores e adotantes iniciais. A maioria inicial tende a responder a sinais de maturidade tecnológica e estabilidade institucional, evitando investimentos em tecnologias percebidas como incertas ou economicamente arriscadas. No caso da geração distribuída, esse grupo é formado por consumidores que aguardam a consolidação da tecnologia

fotovoltaica, a previsibilidade das regras regulatórias e a redução dos custos iniciais antes de realizar o investimento.

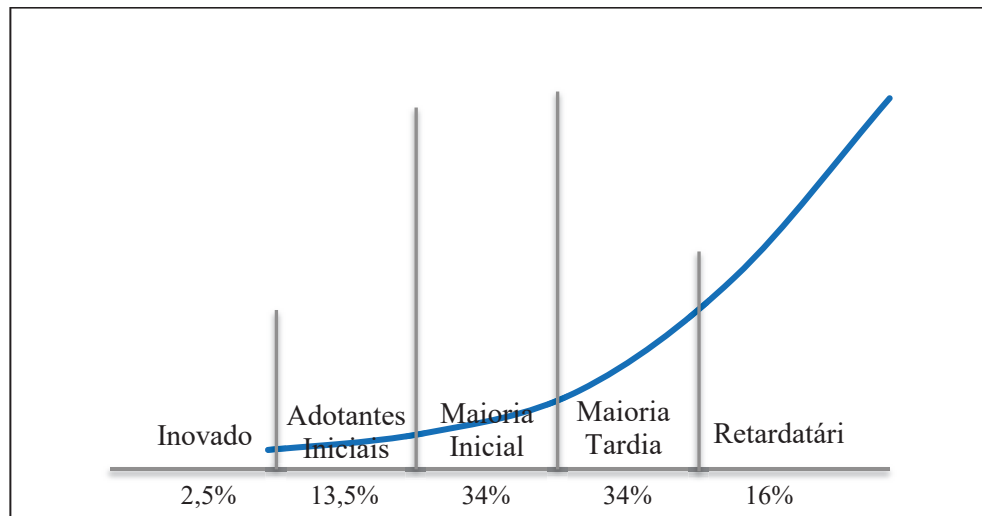
A maioria tardia também corresponde a aproximadamente 34% da população e tende a adotar inovações em estágios mais avançados do processo de difusão. A literatura caracteriza esse grupo por uma postura mais cautelosa, na qual a decisão de adoção ocorre quando a inovação já se encontra amplamente difundida e incorporada aos padrões dominantes de mercado. Diferentemente da maioria inicial, a maioria tardia responde de forma mais intensa à pressão do ambiente institucional e social, adotando a inovação quando os riscos percebidos são reduzidos e os custos se tornam mais previsíveis. No caso da geração distribuída, esse grupo pode incluir consumidores que consideram a instalação de sistemas fotovoltaicos apenas após a consolidação da tecnologia em sua região, quando os custos iniciais já se reduziram e a adoção se tornou mais comum.

Os retardatários representam o grupo final no processo de adoção, correspondendo a cerca de 16% da população, conforme descrito por Rogers (2003). A decisão de adoção nesse grupo ocorre, em geral, em um estágio no qual a inovação já se encontra amplamente difundida ou quando alternativas anteriores deixam de ser viáveis. A literatura associa esse comportamento a restrições econômicas, acesso limitado à informação ou maior aversão à incerteza. No contexto da geração distribuída, os retardatários podem ser compostos por consumidores que postergam a adoção de sistemas fotovoltaicos em função dos custos iniciais, da incerteza quanto aos benefícios econômicos ou da ausência de condições institucionais que tornem o investimento atrativo.

Rogers (2003) propõe que essas categorias de adotantes possam ser representadas por meio de uma distribuição aproximadamente normal, frequentemente ilustrada por uma curva gaussiana (Figura 2). Essa representação descreve a difusão da inovação ao longo do tempo, evidenciando a adoção sequencial por diferentes grupos. Os inovadores e adotantes iniciais concentram-se nos estágios iniciais do processo, enquanto a maioria inicial e a maioria tardia correspondem à fase de maior disseminação da tecnologia. A presença dos retardatários indica a aproximação do limite de difusão da inovação no conjunto da população analisada.

### 5.1.2 Curva S de Distribuição

A difusão de inovações, conforme destacado por Tarde (1890), segue um padrão característico que pode ser observado ao longo do tempo, conhecido como "curva S". Este padrão reflete o

**Figura 2 - Distribuição dos Adotantes**

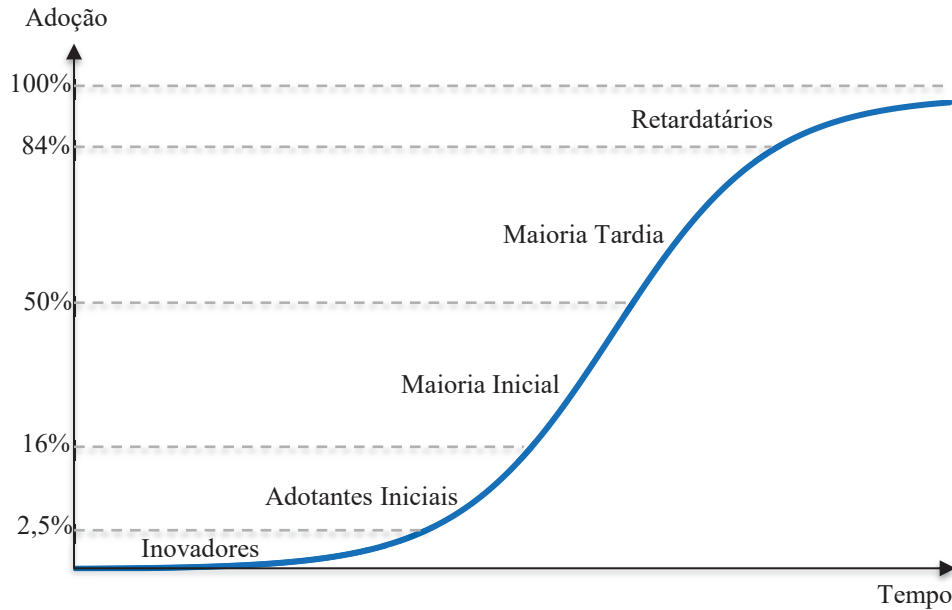
Fonte: Adaptado de Rogers (2003)

comportamento acumulativo dos adotantes dentro de um sistema social, considerando a dinâmica da troca de informações entre indivíduos. De acordo com Rogers (2003), o sucesso de uma inovação depende diretamente da ativação de redes interpessoais, as quais possibilitam a disseminação exponencial de ideias. Se um indivíduo que adota a inovação inicialmente compartilha sua experiência com dois outros indivíduos, e cada um destes faz o mesmo em suas redes, observa-se uma difusão em escala geométrica. Quando plotado em uma base acumulativa ao longo do tempo, o número de adotantes resulta em uma distribuição sigmoide, ou curva S, que evidencia as fases do processo de difusão (Figura 3).

Inicialmente, a curva S apresenta uma inclinação pouco acentuada, representando a adoção pelos inovadores, que constituem uma pequena parcela da população. Esses indivíduos, descritos por Rogers (2003) como predispostos a experimentar e assumir riscos, são os responsáveis por introduzir a inovação em um sistema social. Sawaguchi (2011) aponta que essa fase inicial é frequentemente marcada por incertezas e resistência à mudança, o que torna o papel dos inovadores de suma importância para a superação de barreiras psicológicas e culturais.

Com o avanço do tempo e a percepção de benefícios associados à inovação, a curva S entra em sua segunda fase, caracterizada por um crescimento mais acentuado. Este momento ocorre quando a inovação começa a ser adotada pelos adotantes iniciais, muitas vezes líderes de opinião que validam socialmente a inovação. Como observado por Konzen (2014), esta é a etapa mais sensível do processo, na qual redes interpessoais desempenham um papel central para transformar a inovação em um comportamento socialmente aceitável. A difusão atinge um

**Figura 3 – Curva S de um processo de difusão bem sucedido**



Fonte: Adaptado de Konzen (2014)

ponto crítico quando aproximadamente 10% a 20% da população adota a inovação, iniciando um efeito de "decolagem". Segundo Kuandykov e Sokolov (2010), após essa fase, o processo se torna autossustentável, sendo improvável que a difusão retroceda de forma significativa.

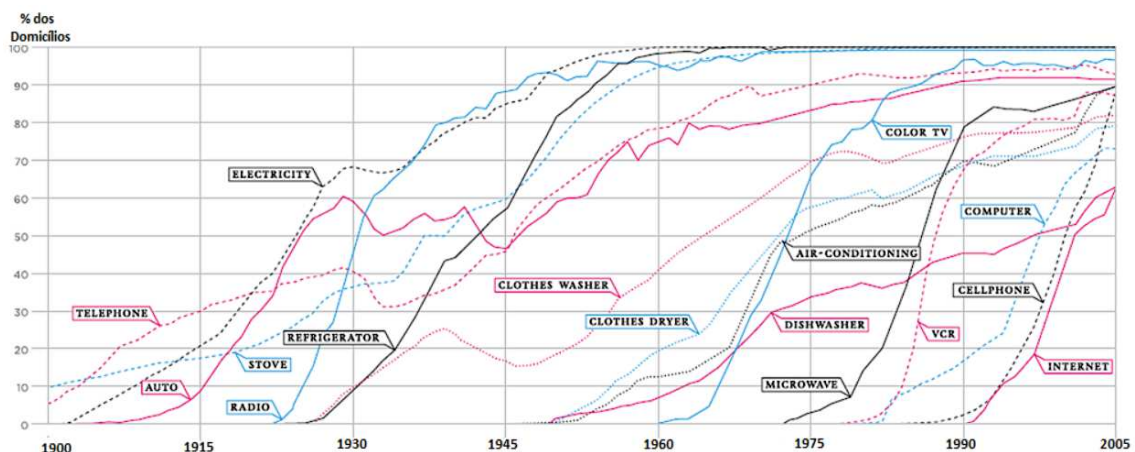
A fase de crescimento exponencial da curva S reflete o impacto cumulativo das redes sociais e da interação entre grupos. Sawaguchi (2011) destaca que, nesse momento, o número de novos adotantes é maximizado, pois os benefícios da inovação se tornam amplamente reconhecidos e a resistência inicial é minimizada. No entanto, esse crescimento não é infinito. Quando aproximadamente metade da população de um sistema social adota a inovação, o ritmo de adoção começa a desacelerar. Konzen (2014) argumenta que essa atenuação ocorre devido à diminuição no número de indivíduos disponíveis para serem convencidos a adotar, criando uma barreira natural para a expansão.

À medida que a curva S se aproxima do platô, as características dos adotantes tardios e retardatários tornam-se evidentes. Esses grupos, mais resistentes às mudanças, demandam esforços adicionais para serem alcançados, muitas vezes exigindo incentivos ou intervenções externas. Sawaguchi (2011) observa que essa desaceleração do crescimento reflete tanto limitações sociais quanto estruturais, como a saturação dos mercados e o esgotamento das redes interpessoais.

Os padrões de difusão observados no Gráfico 1 de Cox e Alm (2008) reforçam o conceito da curva S ao ilustrar a adoção de diversas tecnologias nos Estados Unidos ao longo

do século XX. Tecnologias como o telefone, o rádio e o automóvel, introduzidas no início do século, apresentam curvas de adoção menos inclinadas, indicando um processo de difusão mais lento. Esse comportamento reflete as limitações estruturais e sociais da época, como altos custos iniciais, menor infraestrutura de suporte e um alcance mais restrito dos canais de comunicação de massa.

**Gráfico 1 – Difusão de tecnologias de diferentes produtos nos EUA**



Fonte: Konzen *apud* COX e ALM (2008)

Em contraste, tecnologias mais recentes, como o micro-ondas, o computador e o telefone celular, exibem curvas de difusão mais acentuadas, sugerindo uma adoção mais rápida e ampla. Este fenômeno pode ser atribuído a uma combinação de fatores, como avanços na produção em massa, redução de custos ao longo do tempo e uma crescente interconexão social proporcionada por meios de comunicação mais eficientes. A dinâmica de adoção de tecnologias modernas também evidencia o papel das redes interpessoais na aceleração do processo, uma vez que os benefícios percebidos por adotantes iniciais influenciam diretamente os grupos subsequentes.

Outro ponto interessante é a diferença no tempo necessário para que cada tecnologia atingisse uma adoção significativa, definida como aproximadamente 50% dos domicílios. Enquanto tecnologias como a eletricidade e o telefone levaram décadas para alcançar esse marco, o micro-ondas e a internet o atingiram em um período consideravelmente menor. Essa diferença reflete a evolução dos sistemas sociais e econômicos, que, ao longo do século XX, passaram a oferecer melhores condições para a disseminação de inovações.

Por fim, a análise do gráfico demonstra como o comportamento cumulativo da curva S se manifesta em diferentes períodos históricos e tipos de tecnologia. No caso de tecnologias do

século XXI, como a internet, o tempo necessário para atingir a saturação do mercado foi ainda mais reduzido, indicando que os sistemas sociais contemporâneos são mais receptivos a inovações.

## 5.2 O Modelo de Difusão de Bass

O modelo de Bass, proposto por Frank M. Bass em 1969, é uma ferramenta utilizada para estudar a difusão de inovações em diferentes contextos de mercado. Este modelo se concentra em compreender e prever como novos produtos ou tecnologias são adotados ao longo do tempo por uma população, fornecendo uma abordagem quantitativa para capturar as dinâmicas de adoção. A importância do modelo reside em sua capacidade de combinar aspectos comportamentais dos consumidores, como a influência de fatores externos e internos, em uma estrutura analítica simples, mas poderosa.

Bass desenvolveu seu modelo em um momento em que o estudo de difusão de inovações começava a ganhar destaque, especialmente após as contribuições de Everett Rogers na década de 1960. Enquanto Rogers (1962) estabeleceu as bases teóricas para a compreensão do processo de adoção, Bass (1969) transformou essas ideias em um modelo matemático capaz de descrever e prever o comportamento de adoção em populações diversas. A proposta do modelo de Bass baseia-se na premissa de que o processo de adoção é influenciado por dois fatores principais: a inovação e a imitação.

A inovação, no contexto do modelo, refere-se à adoção inicial por indivíduos pioneiros que são influenciados por fatores externos, como campanhas publicitárias, incentivos governamentais ou avanços tecnológicos. Por outro lado, a imitação descreve a influência social, onde indivíduos tomam decisões de adoção com base no comportamento de outros adotantes, como amigos, vizinhos ou colegas. Essa distinção entre os papéis de inovadores e imitadores permite que o modelo capture a dinâmica de propagação de uma inovação, desde os estágios iniciais até o momento em que atinge a saturação no mercado.

O modelo de Bass é descrito pela seguinte equação:

$$P(T) = p + \frac{q}{m} Y(T) \quad (1)$$

onde:

- $P(T)$  é a probabilidade de uma compra inicial no tempo  $T$ , assumindo que o consumidor ainda não fez uma compra anterior;
- $p$  é o coeficiente de inovação, que representa a probabilidade de uma compra inicial em  $T = 0$  (já que  $Y(0) = 0$ ). Esse coeficiente reflete o impacto dos inovadores na sociedade;
- $q$  é o coeficiente de imitação, que captura a influência exercida pelos compradores anteriores sobre os novos compradores;
- $m$  é o número total de potenciais adotantes, representando o tamanho do mercado total para o produto;
- $T(T)$  é o número acumulado de compradores anteriores no tempo  $T$ .

A equação descreve como a probabilidade de compra de um consumidor varia com o tempo, incorporando tanto a pressão externa ( $p$ ) quanto a pressão interna ( $q/mY(T)$ ). A influência de inovadores é predominante nos estágios iniciais, enquanto a imitação ganha importância à medida que o número de adotantes aumenta, gerando o efeito cumulativo característico de uma curva S.

Bass (1969) introduz também a ideia de que o coeficiente de inovação ( $p$ ) é geralmente pequeno em comparação ao coeficiente de imitação ( $q$ ), indicando que o boca a boca e as interações sociais desempenham um papel mais significativo no processo de difusão à medida que a inovação avança. Por exemplo, para tecnologias disruptivas, como a geração distribuída de energia,  $p$  tende a capturar os efeitos de incentivos governamentais e marketing inicial, enquanto  $q$  reflete como os consumidores influenciam uns aos outros com base em suas experiências.

O modelo de Bass parte de algumas suposições sobre o comportamento do mercado e a dinâmica de adoção de novas tecnologias. A primeira suposição é que, ao longo do ciclo de vida de um produto, haverá um número total  $m$  de compras iniciais desse produto. Isso implica que, para bens duráveis, que são produtos adquiridos com pouca frequência, o volume de vendas em determinado período será equivalente ao número de compras iniciais realizadas, excluindo as vendas de reposição. A formulação do modelo, portanto, foca nessa parcela do intervalo de tempo em que o mercado está se estabelecendo e o produto está sendo introduzido à população.

Bass (1969) fundamenta essa abordagem com base no comportamento dos consumidores e distingue dois grupos principais de compradores: inovadores e imitadores. Os inovadores, segundo o modelo, tomam decisões de compra independentemente do número de consumidores que já adquiriram o produto. Esses indivíduos estão motivados por fatores

externos, como a exposição a campanhas de marketing ou incentivos econômicos. Por outro lado, os imitadores são significativamente influenciados pelo número de compradores anteriores. Para esses, o comportamento social desempenha um papel determinante, pois a adoção por outros consumidores reduz as incertezas e aumenta a confiança na inovação.

A segunda premissa do modelo é que a importância relativa dos inovadores é maior nos estágios iniciais da difusão, mas diminui gradualmente com o tempo. Nos primeiros momentos de introdução de uma tecnologia, os inovadores constituem a principal força motriz para a adoção, já que são responsáveis por quebrar as barreiras iniciais. No entanto, à medida que o número de compradores acumulados aumenta, os imitadores passam a desempenhar um papel mais relevante, pois a adoção se torna um comportamento socialmente validado.

Essa transição entre inovadores e imitadores é capturada matematicamente pelos coeficientes  $p$  e  $q$ . Enquanto  $p$ , o coeficiente de inovação, mede a probabilidade de adoção inicial sem influência de outros consumidores,  $q$ , o coeficiente de imitação, quantifica a influência social exercida pelos compradores anteriores. Esses dois parâmetros permitem que o modelo capture as dinâmicas sociais e de mercado de maneira simplificada, mas eficaz.

Além disso, a suposição de que o número de compras iniciais ( $m$ ) é finito e fixo reflete a limitação do mercado em termos de tamanho populacional ou capacidade de consumo. Essa premissa é relevante para tecnologias de alto custo ou que exigem infraestrutura específica, como a geração distribuída de energia solar. Nesse contexto, o número  $m$  pode ser afetado por fatores como disponibilidade de recursos financeiros, acesso a crédito, e políticas públicas que incentivem a adoção inicial.

O modelo de Bass, ao ser formulado como um modelo contínuo utilizando uma função de densidade, oferece uma estrutura analítica que facilita a compreensão da dinâmica de adoção ao longo do tempo. Bass (1969) expressa a probabilidade de adoção no tempo  $T$ ,  $P(T)$ , em termos da influência combinada de inovadores e imitadores. A equação fundamental é dada por:

$$\frac{f(t)}{1 - F(t)} = P(t) = p + \frac{q}{m}Y(t) = p + qF(t) \quad (2)$$

Bass (1969) define a função acumulativa  $F(T)$  como:

$$F(t) = \int_0^t f(t)dt \quad F(0) = 0, \quad (3)$$

indicando que  $F(T)$  é obtido ao integrar a densidade de probabilidade  $f(T)$  ao longo do tempo, partindo do momento inicial ( $t=0$ ). Essa definição implica que o número de adotantes acumulados  $Y(T)$  até um determinado tempo  $T$  pode ser expresso como:

$$Y(t) = \int_0^t S(t)dt = m \int_0^t f(t)dt = mF(t), \quad (4)$$

onde  $S(T)$  representa o número de vendas no tempo  $T$ . Esta equação reflete a relação direta entre a função de densidade  $f(T)$  e a fração acumulada de adotantes.

As vendas em um dado momento  $T$  podem ser expressas como:

$$S(t) = mF(t) = P(t)[m - Y(t)] \quad (5)$$

onde o termo  $m - Y(t)$  reflete a parcela remanescente do mercado que ainda não adotou a inovação. À medida que  $Y(T)$  se aproxima de  $m$ , o número de potenciais adotantes diminui, levando a uma redução na taxa de vendas. Quando a equação é reescrita em termos de  $p$  e  $q$ , obtem-se:

$$S(t) = \left[ p + q \int_0^t \frac{S(t)dt}{m} \right] \left[ m - \int_0^t S(t)dt \right] \quad (6)$$

Essa formulação combina os efeitos de inovação e imitação de forma explícita, destacando o papel de cada componente na difusão de uma inovação. O termo no colchete esquerdo captura o efeito cumulativo da propagação social, enquanto o do lado direito reflete a saturação do mercado.

Bass (1969) expande então os dois termos entre colchetes para obter a função básica do modelo.

$$S(t) = pm + (q - p)Y(t) - \frac{q}{m[Y(t)]^2} \quad (7)$$

Reformulado a equação (6):

$$S_t = x + y(Y_{t-1}) + z(Y_{t-1}^2) \quad (8)$$

Para estimar os parâmetros do modelo ( $p$ ,  $q$  e  $m$ ), o método segue as seguintes etapas: Primeiro, o coeficiente de imitação  $q$  é calculado como:

$$q = z(-m) \quad (9)$$

Substituindo  $q$  na equação para estimar  $y$ , obtemos:

$$y = z(-m) - p \quad (10)$$

Da mesma forma,  $p$  é estimado substituindo  $q$  e  $y$ :

$$p = z(-m) - y \quad (11)$$

Finalmente, ao substituir  $p$  na equação para estimar  $x$ , o valor de  $x$  é expresso como:

$$x = (z(-m) - y)m \quad (12)$$

Isso conduz à equação quadrática:

$$0 = zm^2 - ym - x, \quad (13)$$

que é usada para determinar o valor de  $m$ , o tamanho potencial do mercado.

De acordo com a equação (12), o parâmetro  $m$ , que representa o tamanho potencial do mercado, deve ser resolvido utilizando a equação quadrática previamente derivada. Uma vez que  $m$  é determinado, os demais parâmetros do modelo podem ser calculados.

O coeficiente de inovação ( $p$ ) é calculado utilizando a seguinte relação:

$$p = \frac{x}{m}, \quad (14)$$

onde  $x$  é o coeficiente obtido na regressão, que reflete a influência inicial dos inovadores no processo de adoção, e  $m$  representa o mercado total potencial.

Por sua vez, o coeficiente de imitação ( $q$ ) é calculado pela equação:

$$q = z(-m) \quad (15)$$

onde  $z$  representa o coeficiente associado ao impacto das imitações no modelo. Multiplicar por  $-m$  ajusta o impacto imitativo considerando o tamanho do mercado potencial, capturando a influência cumulativa dos imitadores.

Após executar as regressões com o modelo especificado, Bass (1969) formula o tempo de pico de vendas ( $T^*$ ), resolvendo  $F(T)$ , que é a função de distribuição cumulativa de adoção, para derivar  $f(T)$ , a densidade de adoção no tempo  $T$ . Essa densidade descreve a probabilidade de uma compra inicial ocorrer em um momento específico.

A função  $f(T)$  é expressa por:

$$f(t) = [p + qF(t)][1 - F(t)] = p + (q - p)F(t) - q[F(t)]^2 \quad (16)$$

Nessa equação,  $f(T)$  representa a probabilidade de adoção inicial no tempo  $T$ , considerando que nenhum consumidor realizou a compra previamente. O termo  $p$  reflete o impacto direto dos inovadores, enquanto  $(q - p)F(t)$  descreve a influência cumulativa dos imitadores. O termo  $-q[F(t)]^2$  captura o efeito de saturação do mercado à medida que mais consumidores adotam a inovação.

Para expandir e detalhar a formulação apresentada, começamos com a equação diferencial que define  $F(T)$ , a distribuição cumulativa de adoção ao longo do tempo. Esta equação é expressa como:

$$dT = dF / (p + (q - p)F - qF^2) \quad (17)$$

Essa é uma equação diferencial não linear que descreve a variação de  $F$  em relação ao tempo  $T$ . Ela captura a dinâmica combinada das influências de inovação e imitação, além do impacto cumulativo da saturação do mercado  $F^2$ .

Bass (1969) apresenta a solução para essa equação diferencial como:

$$F = \frac{(q - pe^{-(T+C)(p+q)})}{q(1 + e^{-(T+C)(p+q)})} \quad (18)$$

Aqui,  $C$  é a constante de integração que deve ser determinada. Para satisfazer a condição inicial  $F(0) = 0$ , conforme definido na equação (3), a constante  $C$  é ajustada para garantir que  $F$

no tempo inicial seja nula. Isso reflete que nenhum consumidor adotou a inovação no início do período de análise.

Bass utiliza a equação (18) para determinar a constante  $z$ , expressa como:

$$-z = \left( \frac{1}{(p+q)} \right) \text{Ln} \left( \frac{q}{o} \right) \quad (19)$$

Essa constante está relacionada à relação entre os coeficientes de imitação e inovação, influenciando diretamente o ponto de inflexão na curva de adoção.

Com a constante ajustada,  $F(T)$  é reescrito como:

$$F(t) = \frac{1 - e^{-(p+q)t}}{\left( \frac{q}{p} e^{-(p+q)t} + 1 \right)} \quad (20)$$

A partir da expressão para  $F(T)$ , a densidade  $f(T)$ , que representa a probabilidade de adoção inicial no tempo  $T$ , é derivada substituindo  $F(T)$  na equação (15). Isso resulta em:

$$f(t) = \left( \frac{(p+q)^2}{p} \right) \left[ \frac{e^{-(p+q)t}}{\left( \frac{q}{p} e^{-(p+q)t} + 1 \right)^2} \right] \quad (21)$$

Esta equação demonstra como a densidade de adoção é afetada pelos parâmetros  $p$ ,  $q$  e pela evolução temporal. O termo exponencial  $e^{-(p+q)t}$  reflete a desaceleração do processo de adoção com o tempo.

Finalmente, as vendas  $S(T)$  no tempo  $T$  são dadas por:

$$S(t) = m \left[ \left( \frac{(p+q)^2}{p} \right) \left[ \frac{e^{-(p+q)t}}{\left( \frac{q}{p} e^{-(p+q)t} + 1 \right)^2} \right] \right] \quad (22)$$

A equação para a taxa de vendas  $S(T)$ , dada na equação (21), é diferenciada em relação ao tempo  $T$  para determinar o tempo em que as vendas atingem seu pico. A derivada, representada como  $S'(T)$ , é expressa como:

$$S' = \frac{\left(\frac{m}{p(p+q)}\right)^3 e^{-(p+q)t} \left(\frac{q}{p} e^{-(p+q)t} - 1\right)}{\left(\frac{q}{p} e^{-(p+q)t} + 1\right)^3} \quad (23)$$

Essa derivada indica a variação da taxa de vendas ao longo do tempo. O objetivo aqui é encontrar o ponto em que  $S'(T) = 0$ , o que corresponde ao tempo  $T^*$ , quando as vendas atingem o valor máximo.

Ao resolver  $S'(T) = 0$ , Bass (1969) calcula o tempo de pico  $T^*$  como:

$$T^* = -\frac{1}{p+q} \ln\left(\frac{p}{q}\right) = \frac{1}{p+q} \ln\left(\frac{q}{p}\right) \quad (24)$$

Essa equação mostra que o tempo de pico depende diretamente da relação entre os coeficientes de inovação e imitação, bem como da taxa combinada  $p + q$ . Um valor maior de  $q$  em relação a  $p$  resulta em um  $T^*$  maior, indicando que a influência social (imitação) tende a atrasar o pico de adoção em comparação com a influência direta da inovação.

Substituindo o valor de  $T^*$  na equação (22), Bass estabelece que a taxa de vendas no tempo de pico,  $S(T^*)$ , é dada por:

$$S(T^*) = \frac{m(p+q)^2}{4q} \quad (25)$$

Aqui,  $S(T^*)$  representa a magnitude máxima das vendas, e é influenciada tanto pelo tamanho total do mercado quanto pela interação entre  $p$  e  $q$ . Um coeficiente de imitação maior em relação ao coeficiente de inovação resulta em vendas máximas mais elevadas, refletindo o impacto das redes sociais na aceleração do processo de adoção.

A quantidade acumulada de adotantes até o tempo de pico,  $Y(T^*)$ , é calculada integrando a função de vendas  $S(T)$  de 0 a  $T^*$ . Isso é expresso como:

$$Y(T^*) = \int_0^{T^*} S(t) dt = \frac{m(q-p)}{2q} \quad (26)$$

Essa fórmula quantifica o número de adotantes no momento em que as vendas atingem seu pico, destacando como o coeficiente de inovação e o coeficiente de imitação interagem para moldar a curva de adoção.

### 5.3 Base de dados

Para a implementação do modelo de difusão de Bass, cuja finalidade é estimar a trajetória de adoção da geração distribuída fotovoltaica ao longo do tempo, foi construída uma base de dados que contempla o período de fevereiro de 2016 a dezembro de 2023, com frequência mensal e abrangência nacional desagregada pelas cinco grandes regiões brasileiras: Norte, Nordeste, Sudeste, Sul e Centro-Oeste. A seleção desse intervalo temporal está associada a características institucionais, operacionais e empíricas da trajetória da geração distribuída fotovoltaica no Brasil. Em termos regulatórios, o ano de 2015 marca a publicação da Resolução Normativa nº 687 pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que promoveu ajustes na RN nº 482/2012, ampliando os mecanismos de compensação de energia elétrica e tornando o modelo de micro e minigeração distribuída mais atrativo economicamente. Como reflexo dessas mudanças, a partir de 2016 observa-se um incremento significativo na adoção de sistemas fotovoltaicos, sinalizando o início de uma fase de difusão em maior escala.

Adicionalmente, a partir de 2016 os dados disponibilizados pela ANEEL passam a apresentar maior regularidade, cobertura e padronização, o que permite a construção de séries temporais consistentes e comparáveis ao longo do tempo. A escolha de iniciar a série nesse ponto também visa evitar os efeitos de distorção estatística associados à inclusão de períodos iniciais com volume residual de instalações, cuja dinâmica ainda não refletia um processo de difusão consolidado. A consideração apenas de anos em que a geração distribuída já havia alcançado certo grau de maturação empírica contribui para uma estimativa mais robusta dos parâmetros do modelo de Bass, especialmente no que se refere à separação entre os efeitos de inovação e de imitação. Dessa forma, o recorte temporal adotado é coerente com os objetivos do estudo e com as condições institucionais e estatísticas do setor ao longo da última década.

A variável dependente do modelo, que representa o número de adotantes ao longo do tempo, foi construída a partir do banco de dados “Relação de empreendimentos de Mini e Micro Geração Distribuída”, disponibilizado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Esse banco fornece informações detalhadas sobre cada instalação de GD no país, incluindo data de homologação, modalidade, fonte de geração e localização geográfica. Foram extraídas as instalações com data de homologação entre 2016 e 2023, utilizando-se como critério de

agregação o mês de homologação e a unidade da federação, posteriormente agrupadas por região.

A variável consiste no número líquido de instalações mensais de GD por região, calculado a partir da contagem de novas unidades homologadas no período de referência. Como o modelo de Bass é baseado em difusão cumulativa, essas adições mensais foram acumuladas ao longo do tempo, resultando em uma série temporal com comportamento sigmoidal (curva S), compatível com a formulação teórica do modelo. O uso da variável líquida, e não do estoque direto, permite mensurar com mais precisão a dinâmica de entrada de novos adotantes, captando o processo de contágio (efeito de imitação) inerente à difusão tecnológica.

Além da variável de adoção, é necessário definir o parâmetro de mercado potencial, que representa o total de indivíduos ou unidades consumidores que, em princípio, poderiam adotar a tecnologia ao longo do tempo. Para tanto, utilizou-se como proxy o número estimado de pessoas com renda mensal superior a quatro salários-mínimos, conforme dados das Pesquisas Domiciliares do IBGE, com base nos microdados da PNAD Contínua. A escolha desse limiar de renda se fundamenta em evidências de que a adoção da geração distribuída, especialmente de sistemas fotovoltaicos, exige capacidade de investimento inicial ainda elevada, o que restringe o acesso a uma parcela mais abastada da população. O corte de quatro salários-mínimos encontra respaldo em estudos aplicados no Brasil e no exterior que vinculam a adoção de tecnologias energéticas renováveis à renda domiciliar disponível (O'SHAUGHNESSY *et al.*, 2020; BARBOSE *et al.*, 2020; RAYAL *et al.*, 2024; BEST & CHAREUNSY, 2022; AARAKIT *et al.*, 2021, KONZEN, 2014). Adicionalmente, a definição do mercado potencial considera apenas residências próprias, com base nos microdados da PNAD Contínua. Essa restrição decorre do fato de que a decisão de investimento em sistemas fotovoltaicos está associada à propriedade do imóvel, dada a natureza específica e de longo prazo do investimento.

Para estimar o mercado potencial por região, procedeu-se da seguinte forma: (i) extraiu-se o percentual da população residente em domicílios com rendimento domiciliar per capita superior a quatro salários mínimos, a partir da base de microdados do IBGE; (ii) aplicou-se esse percentual sobre a população total da respectiva região, obtida pela estimativa intercensitária oficial para o ano de 2023; (iii) adotou-se esse valor como aproximação do limite superior da curva de adoção, constante ao longo do período da amostra. Embora essa aproximação despreze variações anuais na distribuição de renda, ela oferece uma estimativa estática plausível para fins de calibração do modelo de Bass, que trabalha com horizonte de longo prazo e estrutura paramétrica fixa.

A base final, portanto, é composta por duas variáveis principais para cada uma das cinco regiões: (i) o número acumulado de unidades de GD instaladas ao longo do tempo, com base nas adições líquidas mensais; e (ii) o mercado potencial estimado a partir da população com renda superior a quatro salários-mínimos. Com essas variáveis, será possível ajustar o modelo de difusão de Bass para cada região, estimando os parâmetros de inovação e imitação que caracterizam o processo de adoção da geração distribuída no Brasil. O objetivo é quantificar a velocidade e o padrão de difusão da tecnologia, oferecendo subsídios para a análise de seus efeitos posteriores, tratados nos exercícios subsequentes desta tese.

#### 5.4 Aplicação do Modelo de Bass para Previsão e Impacto nas Tarifas

O objetivo deste exercício é aplicar o modelo de difusão de Bass para projetar o número de novos adotantes de geração distribuída fotovoltaica no Brasil até 2035, a partir da modelagem da dinâmica de adoção tecnológica nas diferentes regiões do país. Com a crescente adoção de sistemas fotovoltaicos residenciais, as distribuidoras de energia elétrica enfrentam desafios significativos. A migração de consumidores para a geração própria de energia reduz a base de consumidores das distribuidoras, que precisam repassar os custos fixos elevados para os consumidores remanescentes. Este repasse pode resultar em tarifas mais altas para aqueles que não têm condições financeiras para adotar tecnologias de microgeração de energia.

Para modelar a adoção de energia solar no Brasil, utiliza-se o modelo de difusão de Bass. A partir dos parâmetros  $p$  e  $q$ , estimados com dados históricos de adoção de energia solar no Brasil obtidos de fontes como a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), projeta-se o número de novos adotantes de energia solar nos próximos anos.

Os parâmetros  $p$  e  $q$  do modelo de difusão de Bass foram calculados utilizando métodos de máxima verossimilhança e técnicas de regressão não linear. O modelo se baseia na seguinte equação, que descreve a taxa de adoção em um determinado período

$$S(t) = m * f(t) = m * \left( p + \frac{q}{m} * Y(t) \right) * [1 - F(t)] \quad (27)$$

Para ajustar os dados observados ao modelo, a equação foi reformulada em uma expressão que facilita a análise das séries temporais:

$$S(t) = pm + (q - p) * Y(t) - \frac{q}{m} * Y(t)^2 \quad (28)$$

Essa reformulação permitiu o ajuste direto aos dados históricos de adoção de sistemas fotovoltaicos em diferentes regiões do Brasil. Inicialmente, os valores de  $p$  e  $q$  foram estimados a partir de uma regressão não linear que utilizou os dados de novos adotantes  $S(T)$  e de adoção acumulada  $Y(T)$ . Os valores iniciais foram refinados iterativamente por meio do método de máxima verossimilhança, que visa encontrar os parâmetros  $p$  e  $q$  que maximizam a probabilidade de os dados observados serem consistentes com o modelo de Bass.

A função de verossimilhança utilizada foi baseada na probabilidade de ocorrência dos dados observados para cada período  $T$ , dada pela seguinte expressão:

$$L(p, q) = \prod_{t=1}^n [S(t)]^{O(t)} * e^{-S(t)}, \quad (29)$$

onde  $O(t)$  são os valores observados de novos adotantes no período  $T$ . A maximização dessa função gerou um sistema de equações não lineares, que foi resolvido utilizando o algoritmo de Newton-Raphson. Para capturar as diferenças regionais, os parâmetros foram estimados separadamente para cada região, como pode ser observado na Tabela 3.

**Tabela 3 - Parâmetros Estimados para Adoção de Energia Solar por Região**

Região	$p$	$q$
Sudeste	0.003295	0.576665
Sul	0.001560	0.863404
Centro-Oeste	0.001391	0.850035
Nordeste	0.000863	0.751026
Norte	0.000959	0.744004

**Fonte:** Elaborado pelo autor.

A análise dos coeficientes estimados revela diferenças expressivas entre as regiões brasileiras quanto ao padrão de adoção da geração distribuída fotovoltaica. O Sudeste apresenta o maior valor do coeficiente de inovação ( $p = 0,003295$ ), sugerindo uma maior propensão inicial à adoção da tecnologia de forma independente, possivelmente associada a maior renda média, maior densidade urbana e maior disponibilidade de informação e crédito. As regiões Sul e Centro-Oeste, embora com valores de  $p$  inferiores (respectivamente, 0,001560 e 0,0013910), apresentam os maiores coeficientes de imitação ( $q = 0,863404$  e 0,8500350), indicando um

processo de difusão mais dependente da influência dos adotantes anteriores, o que é característico de dinâmicas com forte contágio social.

As regiões Norte e Nordeste apresentam os menores valores de  $p$  e também  $q$ , com destaque para o Nordeste, onde  $p = 0,000863$  e  $q = 0,751026$ . Isso sugere que, nessas regiões, tanto a adoção inicial quanto o efeito de imitação são relativamente menos intensos. Tal padrão pode estar relacionado a fatores estruturais, como menor renda domiciliar média, menor capilaridade da rede de instaladores e limitações de infraestrutura. De forma geral, o predomínio de  $q > p$  em todas as regiões confirma que o processo de adoção da GD no Brasil se dá majoritariamente por difusão imitativa, isto é, a decisão de novos consumidores está fortemente condicionada pela experiência dos adotantes anteriores, em linha com o que a literatura prevê para tecnologias de investimento relativamente elevado e com elevado grau de incerteza percebida (MAHAJAN; MULLER, 1996; GEROSKI, 2000).

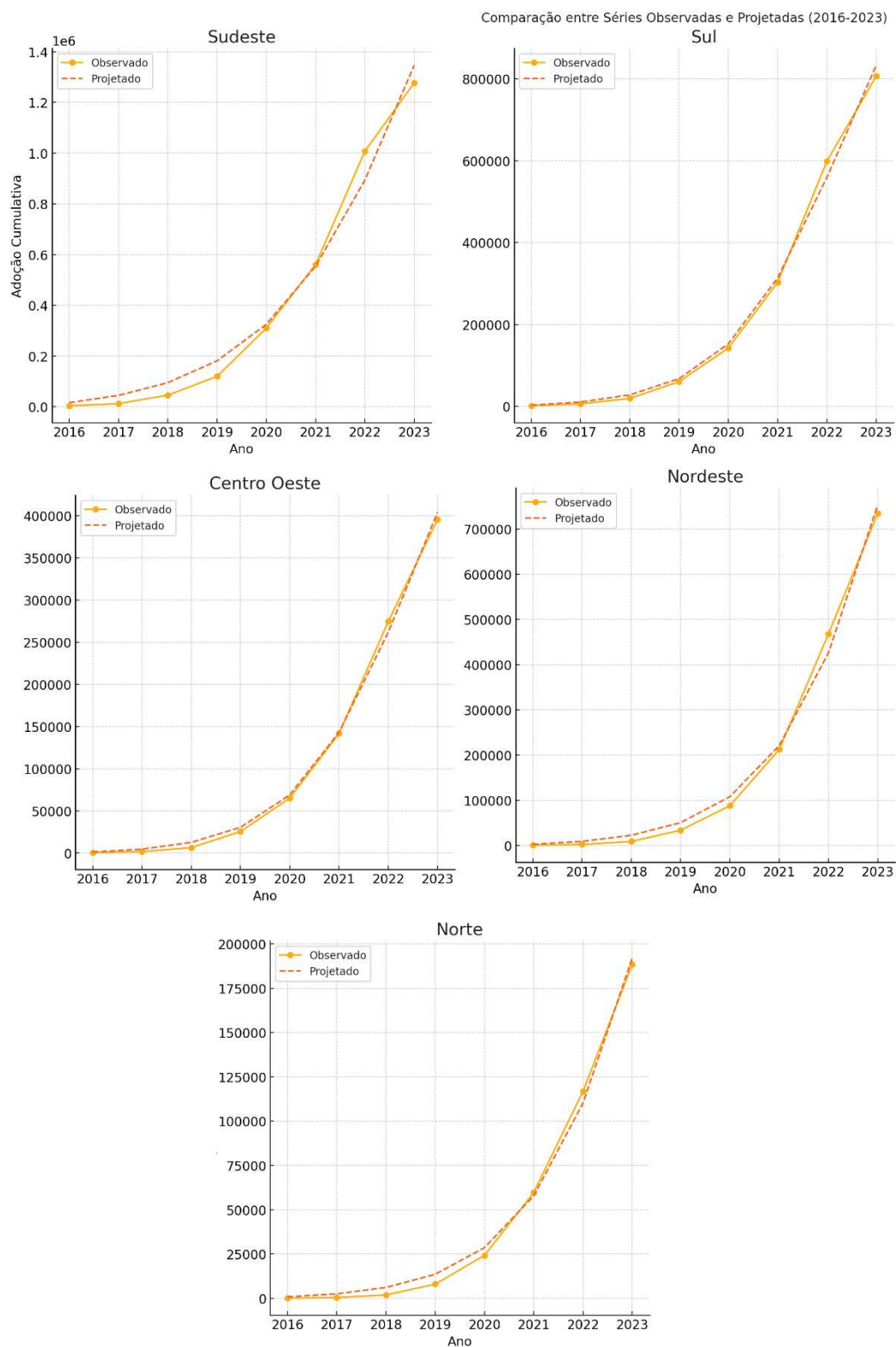
A Figura 4 ilustra a comparação entre as séries observadas e aquelas projetadas com base no modelo de difusão de Bass para o período de 2016 a 2023, com desagregação por grandes regiões. De modo geral, observa-se boa aderência entre os valores estimados pelo modelo e os dados empíricos, com a trajetória projetada acompanhando de forma consistente a evolução cumulativa da adoção de geração distribuída nas diferentes regiões. Essa representação gráfica reforça a adequação do modelo à dinâmica observada no período analisado e oferece suporte visual complementar à interpretação dos parâmetros estimados, especialmente no que se refere à predominância do mecanismo imitativo ( $q > p$ ) em todas as regiões.

Com os parâmetros estimados, utiliza-se o modelo de Bass para projetar o número de novos adotantes de energia solar nos próximos anos. Essas projeções fornecem uma base para analisar o impacto da migração dos consumidores para a geração própria nas tarifas de energia elétrica. A análise considera a redução na receita das distribuidoras de energia elétrica devido à perda de consumidores, que por sua vez resulta na necessidade de reajuste tarifário para cobrir os custos fixos elevados das distribuidoras. Na Tabela 4, apresentam-se os valores observados até 2023 e as projeções de novos adotantes de energia solar fotovoltaica para o período de 2024 a 2035.

Os resultados do modelo de difusão de Bass apresentam estimativas para a evolução do número de novos adotantes de geração distribuída (GD) de energia solar fotovoltaica no Brasil até 2035. A análise considera as cinco grandes regiões do país e incorpora características estruturais, econômicas e climáticas associadas ao processo de adoção da tecnologia. A

regionalização do exercício permite captar diferenças no padrão de difusão da GD entre as regiões.

**Figura 4 – Comparação entre as séries Observados e Projetadas (2016-2023)**



**Fonte:** Elaborado pelo autor a partir da dados da Aneel (2024).

**Tabela 4 – Projeção de Novos Adotantes de GD Fotovoltaica no Brasil até 2035**

Ano	Sudeste	Sul	Centro oeste	Nordeste	Norte
2016	16254	3190	1481	3033	822
2017	28673	7513	3444	6407	1724
2018	50100	17495	7933	13474	3599
2019	86102	39692	17872	28073	7435
2020	143847	84949	38327	57368	15046
2021	229318	161108	74157	112719	29209
2022	339609	245674	118607	205326	52394
2023	451786	273130	142052	327144	81896
2024	522334	214880	121372	424362	104013
2025	514324	127583	77203	424707	102169
2026	432301	63498	40307	327882	77930
2027	317583	28834	18891	206000	48741
2028	210967	12545	8404	113158	26805
2029	130934	5357	3652	57610	13706
2030	77863	2269	1571	28197	6748
2031	45131	958	673	13534	3260
2032	25771	404	288	6436	1561
2033	14591	170	123	3046	744
2034	8221	71	52	1439	354
2035	4619	30	22	679	168

**Fonte:** Elaborado pelo autor a partir da dados da Aneel (2024).

O modelo de Bass foi utilizado para estimar a trajetória temporal da adoção de tecnologias, distinguindo entre adotantes iniciais e adotantes por imitação. Essa estrutura permite representar diferentes fases do processo de difusão ao longo do ciclo de adoção. Os resultados indicam três momentos ao longo do período analisado: uma fase inicial de expansão da geração distribuída, seguida por um ponto máximo de novas adoções, que na maioria das regiões se concentra entre 2020 e 2025, e, posteriormente, uma redução gradual do ritmo de crescimento, associada à aproximação do mercado a um estágio mais avançado de difusão.

A análise regional evidencia heterogeneidades nos padrões de adoção entre as cinco grandes regiões brasileiras. O Sudeste apresenta o maior número absoluto de novos adotantes ao longo do período considerado. Para 2024, o pico de adoção na região é estimado em aproximadamente 522 mil novos sistemas fotovoltaicos, em um contexto marcado por maior concentração populacional, níveis de renda mais elevados e maior capilaridade da infraestrutura elétrica. No Nordeste, o processo de adoção também se mostra relevante, com um pico estimado em cerca de 424 mil novos sistemas no mesmo ano. A elevada disponibilidade de radiação solar contribui para a difusão da GD na região, enquanto restrições econômicas e de infraestrutura estão associadas a um ritmo de adoção inferior ao observado no Sudeste (Lima *et al.*, 2017).

A região Sul apresenta o segundo maior volume absoluto de novos adotantes no início da década de 2020, com um pico estimado em 2021 de aproximadamente 161 mil novos sistemas. Esse resultado está associado à disponibilidade de infraestrutura elétrica e à incidência de radiação solar em determinadas áreas, além da presença de estabelecimentos rurais que tendem a adotar soluções de geração de energia descentralizada (GARLET *et al.*, 2019). No Centro-Oeste, o padrão de adoção da GD é intermediário, com pico estimado em 2022, quando são projetados pouco mais de 140 mil novos sistemas. A incidência de radiação solar e o peso do setor agropecuário na economia regional estão relacionados a esse desempenho, enquanto a menor densidade populacional contribui para limitar os volumes absolutos (DIAS *et al.*, 2017).

A região Norte registra o menor volume absoluto de novos adotantes, com pico estimado em 2024 de cerca de 104 mil novos sistemas. Fatores estruturais, como menor capilaridade da infraestrutura elétrica e restrições logísticas, combinados à baixa densidade populacional, estão associados a uma difusão mais limitada da GD, mesmo em um contexto de elevada disponibilidade de radiação solar (SILVA, OLIVEIRA e SEVERINO, 2010; JANNUZZI *et al.*, 2013; CARSTENS e CUNHA, 2019).

Esses padrões regionais indicam a associação entre fatores socioeconômicos e estruturais e o processo de difusão da geração distribuída no Brasil. A análise também aponta disparidades entre as regiões, que são retomadas nos capítulos seguintes, em particular na discussão sobre os efeitos tarifários e sobre a dinâmica associada à chamada “espiral da morte” das distribuidoras.

A dimensão temporal dos resultados mostra uma trajetória não linear da adoção da GD de energia solar fotovoltaica no país. No período inicial, entre 2020 e 2025, observa-se um aumento expressivo no número de novos adotantes, concentrando os maiores volumes de adesão, com picos que variam entre 2021 e 2024 conforme a região analisada. Esse movimento ocorre em um contexto de redução dos custos da tecnologia, mesmo diante das alterações regulatórias introduzidas pela Lei nº 14.300/2022. A partir desse intervalo, a taxa de crescimento das novas adoções passa a se reduzir, em linha com a ampliação da base já atendida e com a aproximação de um estágio mais avançado de difusão.

Os padrões temporais também refletem a influência de mudanças regulatórias e econômicas sobre a adoção da GD. A vigência de mecanismos de compensação tarifária no período inicial está associada a maiores volumes de entrada de novos sistemas, enquanto a introdução gradual de encargos para novas conexões, conforme previsto na legislação, coincide com a desaceleração observada após 2025. Nesse contexto, a dinâmica estimada pelo modelo

distingue a participação dos adotantes iniciais no início do processo e o papel dos adotantes por imitação na fase de expansão mais intensa.

As trajetórias temporais estimadas se relacionam com os objetivos analíticos do estudo. No período de maior expansão da geração distribuída, a redução da base de consumidores atendidos pela rede convencional está associada a pressões sobre as distribuidoras, com potenciais efeitos sobre a estrutura tarifária enfrentada pelos consumidores remanescentes. Esse aspecto é examinado na primeira aplicação empírica. Em contraste, a desaceleração projetada a partir de 2026 sugere um estágio mais avançado do processo de difusão, com implicações para a dinâmica associada à chamada “espiral da morte” das distribuidoras, tema da segunda aplicação. A articulação entre os padrões de difusão estimados e os desafios estruturais do setor elétrico orienta a análise dos efeitos tarifários e das diferenças regionais desenvolvidas nos capítulos subsequentes.

## **6 APLICAÇÃO II – IMPACTOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA SOBRE AS TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA: EVIDÊNCIAS A PARTIR DE MODELOS ARDL REGIONAIS**

Esta seção investiga os impactos da expansão da geração distribuída fotovoltaica (GD) sobre as tarifas de energia elétrica no Brasil, com base em dados observados no período de fevereiro de 2016 a dezembro de 2023. O objetivo é avaliar de que forma a difusão da GD, ao alterar a base de consumidores cativos e a utilização da rede elétrica, se relaciona com a dinâmica tarifária nas diferentes regiões do país.

Estudos empíricos sobre geração distribuída têm se concentrado, em grande medida, na análise de seus determinantes econômicos e regulatórios, bem como em seus efeitos sobre a sustentabilidade financeira das distribuidoras e a estrutura de tarifas (GAJJAR et al., 2019; BORENSTEIN; BUSHNELL, 2015). Esses trabalhos destacam que a expansão da geração própria pode gerar efeitos redistributivos, ao reduzir a base de arrecadação das concessionárias e deslocar custos fixos para os consumidores que permanecem conectados à rede. No entanto, ainda são relativamente escassas as evidências para o caso brasileiro que investiguem, de forma sistemática, a relação dinâmica entre a difusão da GD e o comportamento das tarifas ao longo do tempo, especialmente com desagregação regional e em frequência mensal.

Este exercício busca contribuir para esse conjunto de evidências ao estimar modelos econométricos para cada uma das cinco grandes regiões brasileiras, explorando heterogeneidades na resposta tarifária à expansão da GD. A abordagem adotada permite analisar não apenas a existência de associação entre as variáveis, mas também a forma como essa relação se manifesta ao longo do tempo, distinguindo efeitos de curto prazo e de longo prazo.

Para esse fim, utiliza-se o modelo de Autorregressão com Defasagem Distribuída (ARDL), que possibilita a modelagem conjunta das dinâmicas de curto prazo e das relações de equilíbrio de longo prazo entre as variáveis. Essa abordagem é adequada em contextos nos quais as séries podem apresentar diferentes ordens de integração e quando se deseja capturar processos de ajuste gradual, como é o caso da formação tarifária no setor elétrico. A especificação em formato de modelo de correção de erros permite, adicionalmente, avaliar a velocidade de convergência ao equilíbrio após choques exógenos.

A análise é conduzida separadamente para cada região, considerando variáveis de controle associadas a fatores climáticos, operacionais e macroeconômicos que influenciam a formação das tarifas. Essa estratégia permite captar diferenças estruturais entre os mercados

regionais de energia elétrica, como padrões de consumo, condições climáticas e características da rede de distribuição. Ao investigar empiricamente a relação entre a difusão da GD e a dinâmica tarifária, os resultados deste exercício permitem caracterizar a associação entre a expansão da geração distribuída e o comportamento das tarifas residenciais nas diferentes regiões do país, com distinção entre efeitos de curto e longo prazo.

## 6.1 O Modelo ARDL

O modelo de Autorregressão com Defasagem Distribuída (ARDL) é uma abordagem econométrica desenvolvida por Pesaran e Shin (1999) e Pesaran *et al.* (2001), para investigar relações dinâmicas entre variáveis ao longo do tempo, especialmente quando se deseja distinguir entre efeitos transitórios e permanentes. Trata-se de um modelo uniequacional, estruturado a partir da inclusão de defasagens tanto da variável dependente quanto das variáveis explicativas, o que permite capturar ajustes gradativos em sistemas econômicos sujeitos a inércia e choques temporários.

Uma das principais características do ARDL é a capacidade de lidar com séries temporais que não compartilham a mesma ordem de integração, desde que nenhuma seja integrada de ordem superior a um. Isso o torna especialmente útil em aplicações empíricas nas quais nem todas as variáveis são estritamente estacionárias nem todas requerem diferenciação para se tornarem estacionárias. Esse atributo elimina a exigência de pré-testes rigorosos de raiz unitária e permite a modelagem direta das séries em níveis, preservando relações econômicas de longo prazo.

A utilização do ARDL no presente trabalho se justifica por três razões principais. Em primeiro lugar, o modelo é adequado para examinar a resposta das tarifas de energia elétrica à expansão da geração distribuída (GD), que se dá de forma gradual e não linear, refletindo uma mudança estrutural no setor. A modelagem por meio de defasagens permite observar a defasagem temporal entre a adoção da GD e seus efeitos sobre os preços cobrados dos consumidores.

Em segundo lugar, o modelo ARDL permite a distinção analítica entre efeitos de curto prazo e relações de longo prazo. Essa separação é pertinente ao objeto de análise, uma vez que choques exógenos, como políticas públicas, mudanças regulatórias ou oscilações econômicas, podem estar associados a impactos transitórios sobre as tarifas, enquanto alterações de caráter estrutural, como a expansão gradual da geração distribuída, tendem a se refletir em movimentos

mais persistentes. Essa diferenciação auxilia a interpretação da dinâmica tarifária ao longo do tempo.

Em terceiro lugar, o ARDL é apropriado para contextos com séries relativamente curtas, o que é o caso dos dados utilizados neste estudo, especialmente quando desagregados por região. Modelos que exigem grandes amostras, como os de cointegração vetorial, poderiam apresentar desempenho inferior nesse tipo de aplicação, enquanto o ARDL fornece estimativas consistentes mesmo em amostras com tamanho limitado.

Além dessas propriedades técnicas, o modelo permite uma interpretação direta dos coeficientes estimados. Os parâmetros associados às defasagens curtas indicam a sensibilidade imediata das tarifas às mudanças nas variáveis explicativas, enquanto os coeficientes de longo prazo sintetizam os efeitos acumulados após o ajuste completo do sistema. Essa clareza interpretativa é um elemento adicional que reforça a utilidade do ARDL em análises aplicadas a políticas públicas e regulação.

Por fim, destaca-se que a flexibilidade do modelo também se manifesta na possibilidade de especificar diferentes números de defasagens para cada variável explicativa, o que permite adaptar a estrutura do modelo às propriedades estatísticas específicas de cada série. Isso contribui para a robustez da estimação e melhora o ajuste do modelo às diferentes realidades regionais consideradas na análise.

## **6.2 Fundamentos de Cointegração**

A cointegração é utilizada na análise de séries temporais não estacionárias para investigar a existência de relações de equilíbrio de longo prazo entre variáveis econômicas. Ainda que duas ou mais séries apresentem comportamento estocástico individualmente, pode ocorrer que uma combinação linear entre elas seja estacionária. Conforme discutido por Granger (1981) e formalizado por Engle e Granger (1987), essa propriedade indica que as variáveis compartilham uma trajetória comum no longo prazo, apesar de possíveis desvios transitórios associados a choques de curto prazo.

A identificação de relações cointegradas permite especificações econométricas compatíveis com a dinâmica de longo prazo das variáveis, reduzindo o risco de regressões espúrias decorrentes do uso de séries não estacionárias em níveis. Em aplicações empíricas que buscam estimar relações persistentes entre variáveis econômicas, a verificação de cointegração constitui uma etapa metodológica necessária para a correta modelagem dos dados.

A hipótese de cointegração entre as tarifas de energia elétrica e a adoção de geração distribuída (GD) é avaliada no interior da estrutura do modelo ARDL, que incorpora mecanismos para testar e estimar essa relação sem a necessidade de que todas as séries envolvidas apresentem a mesma ordem de integração. Diferentemente dos modelos de Johansen ou Engle-Granger, o ARDL permite a convivência entre variáveis I(0) e I(1), desde que nenhuma seja integrada de ordem superior, o que o torna particularmente adequado para aplicações com dados econômicos heterogêneos.

O teste empregado para verificar a existência de cointegração no contexto dos modelos ARDL é o *Bounds Test*, que avalia a significância conjunta dos termos associados ao relacionamento de longo prazo. Esse procedimento permite inferir a presença de uma relação de equilíbrio de longo prazo a partir da comparação das estatísticas estimadas com valores críticos definidos na literatura. Uma característica desse teste é que sua aplicação não requer que todas as variáveis sejam integradas da mesma ordem, desde que nenhuma seja integrada de ordem superior a um.

A utilização dessa abordagem possibilita a estimação conjunta das dinâmicas de curto e longo prazo em um único arcabouço econométrico. Dessa forma, torna-se possível analisar como choques transitórios e ajustes persistentes associados à expansão da geração distribuída se refletem sobre as tarifas de energia elétrica, considerando a coexistência de efeitos de diferentes horizontes temporais em um ambiente de mudanças regulatórias e tecnológicas.

### 6.3 Integração de Curto e Longo Prazo

A formulação geral do modelo ARDL para uma variável dependente  $Y_t$  e uma variável independente  $X_t$  pode ser expressa pela seguinte equação:

$$Y_t = \alpha + \sum_{i=1}^p \phi_i Y_{t-i} + \sum_{j=0}^q \beta_j X_{t-j} + \varepsilon_t \quad (30)$$

Nesta equação,  $Y_t$  representa o valor da variável dependente no período  $t$ , enquanto  $X_{t-j}$  denota os valores defasados da variável independente no período  $t-j$ . O termo  $\alpha$  é o intercepto, que reflete o valor esperado de  $Y_t$  na ausência de influências das variáveis explicativas ou de suas defasagens. Os coeficientes  $\phi_i$  estão associados às defasagens da variável dependente, capturando o impacto dos valores passados de  $Y_t$  sobre o seu valor atual,

enquanto os coeficientes  $\beta_j$  refletem o impacto das defasagens da variável independente  $X_t$ . Por fim,  $\varepsilon_t$  é o termo de erro aleatório, assumido como ruído branco, ou seja, com média zero e variância constante.

Essa formulação é extensível para múltiplas variáveis explicativas. Nesse caso, a equação do modelo ARDL assume a seguinte forma generalizada:

$$Y_t = \alpha + \sum_{i=1}^p \phi_i Y_{t-1} + \sum_{j=0}^{q_1} \beta_{1j} X_{1,t-j} + \sum_{j=0}^{q_2} \beta_{2j} X_{2,t-j} + \dots + \sum_{j=0}^{q_k} \beta_{kj} X_{k,t-j} + \varepsilon_t \quad (31)$$

Nesse modelo,  $q_1, q_2, \dots, q_k$ , representam o número de defasagens selecionadas para cada variável explicativa  $X_k$ , e os coeficientes  $\beta_{kj}$  quantificam os impactos dessas variáveis em diferentes períodos passados. A inclusão de múltiplas variáveis independentes permite capturar uma visão mais ampla das dinâmicas que influenciam a variável dependente.

O componente de defasagens da variável dependente,  $\sum_{i=1}^p \phi_i Y_{t-1}$ , é importante, pois permite que o modelo capture a persistência dinâmica de  $Y_t$ , ou seja, como o comportamento passado influencia o presente. Por exemplo, ao analisar tarifas de energia elétrica  $Y_t$  como variável dependente, as defasagens  $\phi_i Y_{t-1}$  podem indicar como flutuações nas tarifas em períodos anteriores afetam as tarifas no período atual. Essa capacidade de modelar a dependência temporal é uma das forças do ARDL.

A especificação do modelo envolve a definição do número de defasagens associado à variável dependente, representadas pelos parâmetros  $p$  (para  $Y_t$ ) e  $q_k$  (para  $X_k$ ). Essa seleção é realizada utilizando critérios de informação, como o Critério de Informação de Akaike (AIC) ou o Critério Bayesiano de Schwarz (BIC), que equilibram a complexidade do modelo com sua capacidade de ajustar os dados. Modelos com um número excessivo de defasagens podem sofrer de sobreajuste, enquanto especificações muito parcimoniosas podem ignorar importantes dinâmicas temporais.

O modelo de ARDL possui uma característica que o distingue de outros modelos econométricos: a capacidade de integrar as dinâmicas de curto prazo com as relações de equilíbrio de longo prazo em uma única estrutura analítica. Essa integração é possível por meio da reparametrização do modelo ARDL em termos de um Modelo de Correção de Erros (ECM, na sigla em inglês). Essa reparametrização permite explorar a relação de longo prazo entre as variáveis, enquanto captura simultaneamente os ajustes de curto prazo que ocorrem em resposta a desvios temporários do equilíbrio.

$$\Delta Y_t = \alpha + \phi(Y_{t-1} - \lambda X_{t-1}) + \sum_{i=1}^{p-1} \psi_i \Delta Y_{t-i} + \sum_{j=0}^{q-1} \gamma_j \Delta X_{t-j} + \varepsilon_t \quad (32)$$

O termo  $Y_{t-1} - \lambda X_{t-1}$ , conhecido como termo de correção de erros, representa o desvio da relação de equilíbrio de longo prazo entre as variáveis  $Y_t$  e  $X_t$ . O coeficiente  $\phi$  mede a velocidade com que esse desvio é ajustado, indicando a proporção do desequilíbrio de  $t - 1$  que é corrigida em  $t$ . Valores negativos de  $\phi$  são essenciais para garantir a convergência do modelo ao equilíbrio, enquanto magnitudes maiores de  $|\phi|$  indicam uma correção mais rápida.

Os coeficientes  $\psi_i$  e  $\gamma_j$ , por sua vez, capturam os efeitos transitórios das variações nas variáveis  $Y_t$  e  $X_t$ , respectivamente. Esses coeficientes fornecem insights sobre as dinâmicas de curto prazo, permitindo avaliar como choques temporários nas variáveis explicativas influenciam o comportamento da variável dependente.

O termo  $\lambda$ , presente na expressão do equilíbrio de longo prazo, reflete a relação de equilíbrio entre  $Y_t$  e  $X_t$ , estabelecendo o impacto proporcional de mudanças sustentadas em  $X_t$  sobre  $Y_t$ . Essa relação de equilíbrio pode ser escrita separadamente como:

$$Y_t = \lambda X_t + \varepsilon_t \quad (33)$$

A equação destaca que, no longo prazo,  $Y_t$  é determinado por  $X_t$  e pelo coeficiente  $\lambda$ , enquanto os desvios são capturados pelo termo de erro  $\varepsilon_t$ . A combinação entre o termo de correção de erros e os coeficientes de curto prazo torna o modelo ARDL uma ferramenta robusta para análises econômicas, especialmente em contextos em que as variáveis apresentam integração mista ( $I(0)$  e  $I(1)$ ).

No contexto desse estudo, o modelo de correção de erros é empregado para investigar como choques no número de novos adotantes de geração distribuída (GD) influenciam as tarifas de energia elétrica no Brasil. Enquanto os coeficientes de curto prazo ( $\gamma_j$ ) fornecem informações sobre os impactos imediatos, o termo de correção de erros ( $\phi$ ) reflete a velocidade de ajuste ao equilíbrio de longo prazo, indicando a resiliência do sistema elétrico a choques externos.

A seleção do número de defasagens ( $p$  e  $q_k$ ) é um elemento essencial na especificação do modelo ARDL. Essa escolha é realizada com base em critérios de informação, como o Critério de Informação de Akaike (AIC) e o Critério Bayesiano de Schwarz (BIC), que ajudam

a equilibrar a complexidade do modelo e sua capacidade preditiva. Uma especificação inadequada pode levar ao sobreajuste ou à perda de dinâmicas importantes.

#### 6.4 Testes de Cointegração no Modelo ARDL: Aplicação do Bound Test

No modelo de Autorregressão com Defasagem Distribuída (ARDL), o *Bound Test* é utilizado para identificar a existência de uma relação de longo prazo, ou cointegração, entre as variáveis do modelo. O teste avalia a significância dos termos de nível das variáveis dependente e independentes, considerando hipóteses específicas sobre a ausência de cointegração.

O cálculo da estatística F no *Bound Test* é baseado na soma dos quadrados dos resíduos (SSR) dos modelos restrito e irrestrito. A fórmula do teste F é dada por:

$$F = \frac{SSR_{restrito} - SSR_{não\ restrito}/k}{SSR_{não\ restrito}/(n - k - 1)} \quad (34)$$

onde  $SSR_{restrito}$  corresponde à soma dos quadrados dos resíduos do modelo sob a hipótese nula,  $SSR_{não\ restrito}$  representa a soma dos quadrados dos resíduos do modelo completo,  $k$  é o número de restrições impostas e  $n$  é o tamanho da amostra.

A aplicação do *Bound Test* no presente estudo tem como objetivo avaliar a existência de uma relação de longo prazo entre as tarifas de energia elétrica e os fatores que as influenciam, como o número de novos adotantes de geração distribuída. A identificação de cointegração indica que, apesar de choques transitórios, há uma tendência de retorno a uma relação de equilíbrio entre as variáveis. Isso é particularmente relevante em análises tarifárias, onde a compreensão dos mecanismos de ajuste estrutural é essencial para avaliar a sustentabilidade financeira das distribuidoras de energia.

O teste é conduzido com base em uma estatística F, que avalia a significância conjunta dos coeficientes dos termos de nível. Os valores críticos do *Bound Test* são fornecidos em dois limites: o limite inferior, que assume que todas as variáveis são integradas em ordem zero (I(0)), e o limite superior, que assume que todas as variáveis são integradas em ordem um (I(1)). A interpretação do resultado segue as seguintes regras:

- Se a estatística F exceder o limite superior, rejeita-se a hipótese nula, indicando a presença de cointegração.

- Se a estatística F estiver abaixo do limite inferior, não se rejeita a hipótese nula, indicando a ausência de cointegração.
- Se a estatística F estiver entre os dois limites, o resultado é considerado inconclusivo.

Uma das principais razões para a escolha do *Bound Test* neste estudo é sua adequação a contextos empíricos com séries de integração mista e amostras de tamanho limitado. Essas características são compatíveis com a estrutura dos dados utilizados, permitindo verificar, de forma consistente, a existência de relação de equilíbrio de longo prazo entre as variáveis analisadas.

## 6.5 Base de Dados

Para a realização do segundo exercício empírico desta tese, foi construída uma base de dados com frequência mensal, abrangendo o período de fevereiro de 2016 a dezembro de 2023 e tendo como unidade de análise as cinco grandes regiões brasileiras: Norte, Nordeste, Sudeste, Sul e Centro-Oeste. A escolha desse recorte temporal e espacial segue a mesma lógica adotada no exercício anterior, fundamentada tanto na consolidação regulatória da geração distribuída fotovoltaica a partir de 2016 quanto na disponibilidade e qualidade dos dados reportados pela ANEEL a partir desse período.

A variável dependente dos modelos é a tarifa média de energia elétrica residencial, expressa em valores reais. Essa variável foi calculada a partir dos dados de faturamento e consumo das distribuidoras, agregados por região e por mês, conforme disponibilizados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). O cálculo da tarifa média consiste na razão entre a receita obtida com a classe residencial e a quantidade de energia faturada no mesmo período, resultando em uma medida em reais por megawatt-hora (R\$/MWh). Para tornar os valores comparáveis ao longo do tempo, a série foi deflacionada pelo subitem 2.1 do IPCA (“energia elétrica residencial”), divulgado mensalmente pelo IBGE, e posteriormente transformada em valores constantes de dezembro de 2023.

A escolha da tarifa residencial como variável explicada justifica-se pela sua representatividade na composição das receitas das distribuidoras e pela relevância regulatória e econômica dessa categoria de consumidores. Ao isolar o comportamento tarifário da classe residencial, é possível avaliar com maior precisão os efeitos redistributivos associados à expansão da geração distribuída, uma vez que essa modalidade de geração tem forte adesão justamente nesse segmento da demanda.

A base foi estruturada como um painel regional, composto por 95 observações mensais para cada uma das cinco grandes regiões do país. Todas as variáveis foram previamente organizadas, tratadas e agregadas para esse nível geográfico, considerando as distribuidoras atuantes em cada região e ponderando os dados conforme sua participação na energia faturada. Esse procedimento assegura que as séries regionais reflitam, de forma ponderada, o comportamento médio das distribuidoras atuantes em cada espaço geográfico. O formato da base permite a aplicação de modelos ARDL com especificação diferenciada por região, de modo a captar heterogeneidades estruturais e contextuais entre os mercados regionais de energia elétrica.

As etapas de construção da base incluíram: (i) identificação das fontes primárias para cada variável; (ii) harmonização temporal e espacial das informações; (iii) tratamento de valores faltantes ou inconsistentes; (iv) deflação e transformação das séries para base constante; e (v) validação cruzada entre dados de diferentes fontes (ANEEL, ONS, IBGE, entre outras). As variáveis explicativas utilizadas nos modelos estão descritas nas subseções seguintes, agrupadas conforme sua natureza operacional-climática ou econômica.

#### 6.5.1 Variáveis Climáticas e Operacionais

As variáveis climáticas e operacionais incluídas na base de dados foram selecionadas para representar aspectos físicos e técnicos associados à formação das tarifas de energia elétrica. Considera-se que a geração distribuída fotovoltaica depende das condições meteorológicas e que o funcionamento do Sistema Interligado Nacional está relacionado à disponibilidade de geração hidrelétrica e térmica. Nesse sentido, essas variáveis estão associadas à dinâmica tarifária observada em nível regional. Nesta subseção, são descritas as variáveis relacionadas ao clima, à capacidade hidrelétrica e à expansão da geração distribuída.

A variável de instalações líquidas de geração distribuída (GD) constitui a principal variável explicativa do modelo. Os dados foram obtidos a partir da base *Relação de empreendimentos de Mini e Micro Geração Distribuída*, disponibilizada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), considerando sistemas fotovoltaicos com homologação concluída entre fevereiro de 2016 e dezembro de 2023. Para cada mês e unidade da federação, foi identificado o número de novas unidades homologadas, correspondendo às adições líquidas de instalações. Em seguida, esses valores foram agregados por região, segundo a divisão das cinco grandes regiões brasileiras. A variável utilizada no modelo corresponde ao número líquido mensal de instalações de GD por região, representando a dinâmica de entrada de novos

adotantes ao longo do tempo. A opção por utilizar a contagem de unidades, em detrimento da potência instalada, está associada ao foco do exercício nos efeitos distributivos da difusão da tecnologia, uma vez que o número de conexões se relaciona de forma mais direta à adesão dos consumidores e ao impacto potencial sobre a base de arrecadação das distribuidoras.

As variáveis de temperatura foram obtidas junto ao Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), que fornece séries mensais de temperatura mínima, média e máxima por estação meteorológica. Os dados foram coletados para as principais capitais e cidades de referência de cada região e, em seguida, agregados para o nível regional mediante média ponderada pela população da cidade (com base no Censo 2022). Foram construídas três variáveis distintas: temperatura mínima média mensal, temperatura média mensal e temperatura máxima média mensal. A inclusão das três medidas visa captar não apenas a média térmica, mas também os extremos, que influenciam padrões de consumo (aquecimento e refrigeração) e, em menor medida, a eficiência da geração solar.

A variável de precipitação mensal foi também obtida a partir dos dados do INMET, com agregação regional semelhante à utilizada nas variáveis de temperatura. A precipitação pode afetar diretamente a geração solar, sobretudo em regiões com alta densidade de nuvens e ocorrência de chuvas persistentes, reduzindo a irradiação solar disponível. Indiretamente, pode influenciar a demanda, ao alterar o padrão de uso de equipamentos elétricos. Ainda que seus efeitos sobre a tarifa sejam esperados como secundários, sua presença no modelo permite controlar interferências climáticas adicionais que afetam o consumo e a produção.

Essas variáveis, em conjunto, procuram representar as condições técnicas e climáticas sob as quais o sistema elétrico regional opera em cada período. Ao incluí-las no modelo ARDL, busca-se controlar por fatores exógenos à estrutura econômica que impactam diretamente tanto a oferta quanto a demanda de energia, assegurando maior precisão na estimativa dos efeitos de longo e curto prazo da geração distribuída sobre as tarifas residenciais.

### 6.5.2 Variáveis Econômicas e de Atividade

As variáveis econômicas e de atividade incluídas na base de dados visam captar as condições macroeconômicas e setoriais que influenciam tanto a demanda por energia elétrica quanto a formação tarifária, direta ou indiretamente. Essas variáveis desempenham papel importante no modelo ARDL ao permitir controlar por choques externos, ciclos de consumo, preços relativos e dinâmica da renda domiciliar, proporcionando maior robustez à estimação dos efeitos da geração distribuída sobre as tarifas de energia elétrica.

A variável IPCA regional foi utilizada como medida de inflação geral, controlando variações no nível de preços que podem influenciar a composição de custos do setor elétrico, os mecanismos de reajuste tarifário e, indiretamente, o comportamento da demanda. As séries mensais do Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) foram obtidas junto ao IBGE, por região metropolitana, e posteriormente agregadas para as cinco grandes regiões do país. Essa agregação foi feita por média ponderada, considerando a população das respectivas regiões metropolitanas. Utilizou-se a série cheia do IPCA (e não o subitem de energia elétrica), uma vez que a variável dependente já foi deflacionada pelo subitem específico e o objetivo aqui é captar o efeito geral da inflação sobre o sistema.

A variável taxa de câmbio nominal (real por dólar) foi incluída para capturar o efeito de flutuações cambiais sobre a formação de custos no setor elétrico. A influência do câmbio ocorre por diferentes canais, como o preço de equipamentos importados (painéis solares, inversores, transformadores), a composição dos encargos setoriais e a variação de insumos dolarizados, como combustíveis fósseis. A série mensal foi obtida por meio da média do dólar comercial (venda) divulgada pelo Banco Central do Brasil. A escolha do câmbio nominal, e não do real efetivo, justifica-se pela maior disponibilidade em frequência mensal e pela aderência direta às transações setoriais.

A variável massa de renda regional foi construída com base nos microdados da PNAD Contínua, disponibilizados pelo IBGE. Para cada trimestre da pesquisa, foi calculada a massa de rendimentos domiciliares em valores reais, agregada por grande região, considerando todas as fontes de renda declaradas. Os valores foram transformados para base constante de dezembro de 2023, com deflacionamento pelo IPCA. Como os dados da PNAD são trimestrais, a interpolação para base mensal foi realizada por método de suavização exponencial simples, de modo a preservar as tendências e garantir transição gradual entre períodos. Essa variável permite controlar os efeitos da renda disponível sobre o consumo de energia elétrica e sobre a sensibilidade dos consumidores a variações tarifárias, especialmente em momentos de pressão inflacionária ou desaquecimento econômico.

As variáveis Produção Industrial Mensal (PIM) e Pesquisa Mensal do Comércio (PMC) foram incluídas como proxies de atividade econômica setorial nas regiões. A PIM regional foi obtida para as cinco grandes regiões diretamente das publicações mensais do IBGE, refletindo o volume de produção da indústria extrativa e de transformação. A PMC foi igualmente extraída das divulgações do IBGE, representando a variação do volume de vendas do comércio varejista ampliado. Ambas as séries foram utilizadas em variações percentuais interanuais, suavizadas por média móvel de três meses, com o objetivo de reduzir ruído de curto prazo. A inclusão

dessas variáveis permite controlar os efeitos cíclicos da atividade econômica regional, que impactam tanto a demanda agregada quanto as decisões de consumo de energia e adoção de tecnologias descentralizadas.

Essas variáveis, em conjunto com os blocos climático-operacional e tarifário, compõem uma base de dados abrangente e consistente, apta a captar os múltiplos determinantes da evolução tarifária no setor residencial de energia elétrica no Brasil. A estruturação da base em nível regional, aliada à frequência mensal e ao detalhamento das variáveis, permite a estimação dos modelos ARDL de forma diferenciada para cada região, respeitando as particularidades locais e os diferentes estágios de adoção da geração distribuída no país.

## 6.6 Análise descritiva dos dados

Antes da aplicação do modelo econométrico, realiza-se uma análise descritiva com o objetivo de sintetizar o comportamento das variáveis ao longo do período analisado. A estatística descritiva permite uma primeira aproximação com os dados, oferecendo informações sobre a centralidade, dispersão e amplitude das variáveis incluídas no modelo.

As estatísticas utilizadas são: média, mediana, desvio padrão, valor mínimo e valor máximo. Os resultados são apresentados separadamente para cada uma das cinco grandes regiões brasileiras e servem como base para a compreensão preliminar dos padrões observados ao longo do tempo.

A seguir, são apresentados os valores descritivos para a regiões brasileiras.

**Tabela 5 – Estatísticas descritivas das variáveis (Região Nordeste)**

<b>Variável</b>	<b>Média</b>	<b>Mediana</b>	<b>Máximo</b>	<b>Mínimo</b>	<b>Desvio Padrão</b>
Unidades GD	7.655	3603	38.969	38	9413
Consumo (GWh)	5.126,5	5.105,6	5.762,7	4.620,9	223,4
Tarifa Média	343,24	346,58	409,97	289,64	28,47
Temperatura Média	24,9	25,5	26,9	21,5	1,3
Precipitação Média	2,0	1,2	9,2	0,0	2,1
Câmbio	4,4	4,2	5,7	3,1	0,9
IPCA	121,0	116,3	148,5	100,0	15,1
PIM	102,4	100,9	134,9	73,1	10,2

**Fonte:** Elaborado pelo autor com base em dados da ANEEL, IBGE, BCB e INMET.

Observa-se na Tabela 5 que o número médio de unidades de geração distribuída (GD) na Região Nordeste foi de 7.655 no período, com elevada dispersão (desvio padrão de 9.413),

indicando forte crescimento ao longo do tempo, refletido também na distância entre a mediana (3.603) e o valor máximo (38.969). O consumo médio de energia elétrica na região foi de aproximadamente 5.126 GWh, com variações moderadas. A tarifa média praticada no período apresentou valor médio de R\$ 343,24/MWh, com amplitude significativa entre o valor mínimo (R\$ 289,64) e o máximo (R\$ 409,97), sugerindo oscilações relevantes nos reajustes tarifários ao longo dos anos.

Em relação às variáveis climáticas, a temperatura média foi de 24,9°C, com baixa variação ao longo do tempo. Já a precipitação apresentou maior variabilidade, com média de 2,0 mm e valor máximo de 9,2 mm. No campo macroeconômico, o câmbio oscilou entre R\$ 3,10 e R\$ 5,70 por dólar, enquanto o IPCA variou de 100,0 a 148,5, indicando o efeito da inflação acumulada no período. Por fim, o índice da produção industrial (PIM) apresentou média de 102,4, com variações entre 73,1 e 134,9.

**Tabela 6 – Estatísticas descritivas das variáveis (Região Norte)**

<b>Variável</b>	<b>Média</b>	<b>Mediana</b>	<b>Máximo</b>	<b>Mínimo</b>	<b>Desvio Padrão</b>
Unidades GD	1.963	797	9.493	3	2.337
Consumo (GWh)	1.730,2	1.723,0	2.070,2	1.505,0	123,7
Tarifa Média	402,14	406,81	458,21	298,48	31,86
Temperatura Média	27,1	26,7	29,1	25,6	0,9
Precipitação Média	4,8	1,5	30,9	0,0	6,8
Câmbio	4,4	4,2	5,7	3,1	0,9
IPCA	120,8	116,7	147,8	100,0	14,7
PIM	90,2	87,3	128,8	63,0	14,3

**Fonte:** Elaborado pelo autor com base em dados da ANEEL, IBGE, BCB e INMET.

A Tabela 6 apresenta os resultados da estatística descritiva para a Região Norte. De forma geral, observam-se valores inferiores aos verificados no Nordeste, especialmente no que se refere à quantidade de unidades de geração distribuída. A média mensal de unidades GD na região foi de 1.963, com mediana de apenas 797 e valor mínimo próximo de zero, o que reflete uma expansão recente e ainda incipiente do segmento em comparação à realidade nordestina. O desvio padrão elevado (2.337) indica uma trajetória fortemente crescente ao longo do período.

O consumo de energia elétrica no Norte foi, em média, de 1.730 GWh, cerca de um terço do observado no Nordeste, o que está em linha com a menor densidade populacional e grau de industrialização da região. Apesar disso, a tarifa média foi significativamente mais alta, com média de R\$ 402,14/MWh, frente a R\$ 343,24/MWh no Nordeste. Essa diferença tarifária

é consistente com as características estruturais do sistema elétrico da região, que inclui maior dependência de sistemas isolados e menores economias de escala na distribuição.

Em termos climáticos, a Região Norte apresentou temperaturas médias mais elevadas, em torno de 27,1 °C, e níveis de precipitação superiores aos observados nas demais regiões, com média mensal de 4,8 mm e registros que ultrapassam 30 mm em determinados meses. Esse comportamento contrasta com o observado no Nordeste, cuja precipitação média foi de 2,0 mm, refletindo diferenças associadas aos regimes climáticos predominantes em cada região.

As variáveis macroeconômicas, como taxa de câmbio e IPCA, exibiram padrões semelhantes aos das demais regiões, por serem indicadores de abrangência nacional. A Produção Industrial Mensal (PIM) apresentou média de 90,2, compatível com a menor participação relativa da atividade industrial na economia da Região Norte. O desvio padrão de 14,3 indica variações mais acentuadas da atividade econômica ao longo do período analisado. Como o indicador é normalizado regionalmente, sua interpretação deve se restringir à dinâmica temporal interna, não sendo adequada a comparação direta dos níveis entre regiões.

**Tabela 7 – Estatísticas descritivas das variáveis (Região Centro-Oeste)**

<b>Variável</b>	<b>Média</b>	<b>Mediana</b>	<b>Máximo</b>	<b>Mínimo</b>	<b>Desvio Padrão</b>
Unidades GD	4.117	2.115	19.063	14	4.589
Consumo (GWh)	2.386,7	2.375,0	2.793,6	2.133,4	125,7
Tarifa Média	377,74	377,17	459,39	3.13,63	32,64
Temperatura Média	25,5	25,4	28,5	23,2	1,2
Precipitação Média	3,4	1,4	20,8	0,0	4,5
Câmbio	4,4	4,2	5,7	3,1	0,9
IPCA	120,0	115,4	147,4	100,0	14,6
PIM	98,4	96,6	123,5	74,7	8,7

**Fonte:** Elaborado pelo autor com base em dados da ANEEL, IBGE, BCB e INMET.

A Tabela 7 apresenta os resultados da estatística descritiva para a Região Centro-Oeste. O número médio de unidades de geração distribuída foi de 4.117, superior ao observado no Norte (1.963), mas ainda abaixo da média nordestina (7.655). A mediana de 2.115 e o desvio padrão de 4.589 indicam um crescimento significativo ao longo do período, com concentração recente das adesões. O valor máximo registrado, de 19.063 unidades, reflete esse movimento de expansão mais recente e acelerada.

O consumo de energia elétrica apresentou média de 2.386 GWh, valor intermediário entre o Norte e o Nordeste. A menor dispersão dos dados (desvio padrão de 125,7) sugere certa

estabilidade da demanda ao longo dos anos, com menor oscilação relativa do que a verificada nas demais regiões.

Em relação às tarifas, a média foi de R\$ 377,74/MWh, valor superior ao do Nordeste (R\$ 343,24), mas inferior ao do Norte (R\$ 402,14). Isso pode refletir tanto fatores estruturais da distribuição regional quanto a composição da base de consumidores. A amplitude da tarifa também foi elevada, com variações entre R\$ 313,63 e R\$ 459,39, sugerindo reajustes significativos no período.

As variáveis climáticas mantêm um padrão intermediário. A temperatura média na região foi de 25,5°C, inferior à do Norte (27,1°C), mas superior à do Nordeste (24,9°C), com baixa variação. Já a precipitação apresentou média de 3,4 mm, acima da média nordestina (2,0 mm) e inferior à nortista (4,8 mm), o que está em linha com o regime de chuvas mais concentrado em determinados meses. As variáveis nacionais, câmbio e IPCA, mantêm comportamento semelhante entre as regiões. A produção industrial, medida pelo PIM, teve média de 98,4 e desvio padrão de 8,7.

**Tabela 8 – Estatísticas descritivas das variáveis (Região Sudeste)**

<b>Variável</b>	<b>Média</b>	<b>Mediana</b>	<b>Máximo</b>	<b>Mínimo</b>	<b>Desvio Padrão</b>
Unidades GD	13.295	9.802	57.592	162	13.702
Consumo (GWh)	11.852,2	11.993,3	14.216,7	10.317,1	827,5
Tarifa Média	375,39	374,29	446,90	322,92	27,46
Temperatura Média	22,5	22,9	25,7	17,9	2,0
Precipitação Média	4,3	2,2	25,0	0,0	5,1
Câmbio	4,4	4,2	5,7	3,1	0,9
IPCA	121,0	117,4	149,3	100,0	15,0
PIM	97,0	94,9	125,6	75,2	9,7

**Fonte:** Elaborado pelo autor com base em dados da ANEEL, IBGE, BCB e INMET.

A Tabela 8 apresenta os resultados da estatística descritiva para a Região Sudeste. Com média de 13.295 unidades de geração distribuída, o Sudeste se destaca como a região com maior número absoluto de sistemas GD no período, superando com folga as demais regiões. A mediana de 9.802 e o valor máximo de 57.592 confirmam a forte concentração regional das adesões, impulsionada pelo maior poder aquisitivo médio, estrutura urbana e densidade populacional da região. O elevado desvio padrão (13.702) reflete esse crescimento acelerado e concentrado no tempo.

O consumo médio de energia elétrica também foi o mais elevado entre as regiões analisadas, com média mensal superior a 11.800 GWh, mais que o dobro do observado no

Nordeste. Esse padrão está em linha com o maior nível de atividade econômica da região, embora o desvio padrão de 827,5 GWh indique variações expressivas ao longo do tempo, refletindo tanto oscilações sazonais quanto efeitos conjunturais.

A tarifa média foi de R\$ 375,39/MWh, valor inferior ao do Norte, mas acima do observado no Nordeste. A amplitude tarifária também foi significativa, variando entre R\$ 322,92 e R\$ 446,90 no período, com relativa estabilidade (desvio padrão de 27,46).

A temperatura média foi de 22,5°C, a mais baixa entre as regiões analisadas até aqui, e acompanhada de maior variação térmica (2,0°C de desvio padrão). A precipitação, por sua vez, apresentou média de 4,3 mm, próxima à observada no Norte, mas com ampla variabilidade mensal (desvio padrão de 5,1 mm). As variáveis macroeconômicas seguiram os padrões nacionais, sem desvios relevantes. A produção industrial regional, representada pelo índice PIM, apresentou média de 97,0 e desvio padrão de 9,7.

**Tabela 9 – Estatísticas descritivas das variáveis (Região Sul)**

<b>Variável</b>	<b>Média</b>	<b>Mediana</b>	<b>Máximo</b>	<b>Mínimo</b>	<b>Desvio Padrão</b>
Unidades GD	8399	5753	36342	62	9408
Consumo (GWh)	4746,4	4655,4	5908,5	4118,8	426,7
Tarifa Média	348,79	342,96	428,56	301,00	29,41
Temperatura Média	19,9	20,0	25,1	12,1	3,3
Precipitação Média	5,4	3,7	19,6	0,1	4,7
Câmbio	4,4	4,2	5,7	3,1	0,9
IPCA	120,5	115,6	147,8	100,0	15,0
PIM	94,4	93,1	126,5	77,7	10,7

**Fonte:** Elaborado pelo autor com base em dados da ANEEL, IBGE, BCB e INMET.

A Tabela 9 apresenta os resultados da estatística descritiva para a Região Sul. O número médio de unidades de geração distribuída foi de 8.399, valor que posiciona a região atrás apenas do Sudeste em termos absolutos. A mediana de 5.753 e o valor máximo de 36.342 confirmam a trajetória crescente de adesão, embora menos acentuada que a do Sudeste, cuja dispersão é mais elevada. O desvio padrão de 9.408 indica expansão relevante ao longo do período, ainda que com menor intensidade relativa do que a observada na região sudeste (13.702).

O consumo médio de energia elétrica ficou em torno de 4.746 GWh, superando os valores do Norte e do Centro-Oeste, mas abaixo do Nordeste, o que reflete um padrão intermediário de demanda, coerente com a estrutura econômica e demográfica da região. A tarifa média registrada foi de R\$ 348,79/MWh, valor próximo ao do Nordeste e inferior aos praticados no Norte e Sudeste. A variação tarifária foi expressiva, com valores oscilando entre

R\$ 301,00 e R\$ 428,56, o que pode estar associado à estrutura regulatória e aos reajustes periódicos.

Do ponto de vista climático, a Região Sul apresentou as menores temperaturas médias entre todas as regiões (19,9°C), além da maior amplitude térmica observada (mínimo de 12,1°C e desvio padrão de 3,3°C), o que reflete a maior sazonalidade climática do país. A precipitação média foi de 5,4 mm, superando os níveis registrados nas demais regiões, com exceção do Norte. A elevada variabilidade (desvio padrão de 4,7 mm) reforça a presença de regimes pluviométricos mais irregulares.

As variáveis macroeconômicas, como câmbio e IPCA, mantêm o mesmo padrão observado nas demais regiões, dada sua natureza nacional. O índice da produção industrial (PIM), por sua vez, apresentou média de 94,4 e desvio padrão de 10,7. Como já mencionado, por se tratar de um índice regional normalizado, a análise deve se concentrar na variação temporal dentro da própria região.

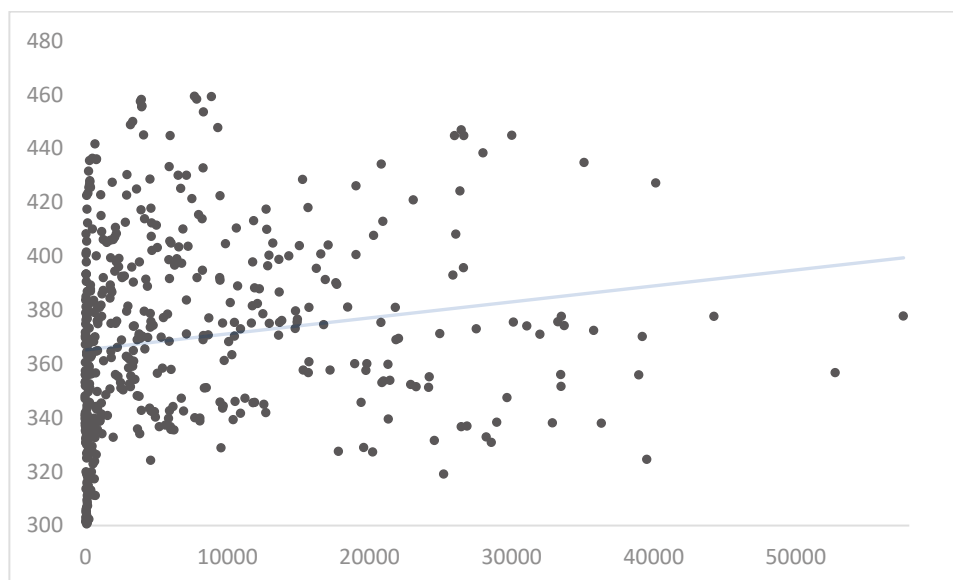
A comparação entre as regiões revela diferenças significativas na difusão da geração distribuída ao longo do período analisado. O Sudeste apresentou, com ampla margem, os maiores volumes médios e máximos de unidades GD, com forte concentração regional e elevado desvio padrão, indicando expansão acelerada. Na sequência, aparecem Sul e Nordeste, ambos com trajetórias de crescimento importantes, embora com magnitudes distintas. Já as regiões Norte e Centro-Oeste apresentaram níveis médios bem inferiores, ainda que com indícios de crescimento recente, como apontam os desvios padrão elevados em relação às respectivas medianas.

Em relação às tarifas médias de energia elétrica, observa-se uma diferenciação entre as regiões. A Região Norte apresentou os níveis tarifários mais elevados ao longo do período analisado, seguida pelas regiões Centro-Oeste e Sudeste, enquanto Sul e Nordeste registraram os menores valores médios. Essas diferenças estão associadas a características da estrutura de distribuição, aos custos operacionais e aos arranjos regulatórios vigentes em cada região.

A análise das variáveis climáticas também aponta contrastes entre as regiões, em especial no volume médio de precipitação, mais elevado no Norte e no Sul, e nos níveis de temperatura, que se mostram mais altos no Norte e mais baixos no Sul. Esses padrões refletem a heterogeneidade climática observada no território brasileiro.

O Gráfico 2 ilustra a dispersão entre o número de unidades de geração distribuída e a tarifa média de energia elétrica, a partir dos dados agregados das cinco grandes regiões brasileiras no período analisado. Nota-se uma associação positiva entre as variáveis, com a linha de tendência indicando que, à medida que aumenta o número de unidades GD, as tarifas médias

**Gráfico 2 – Dispersão entre unidades GD e tarifa média de energia elétrica (2016–2023)**



**Fonte:** Elaborado pelo autor com base em dados da ANEEL e das distribuidoras regionais.

também tendem a se elevar. Apesar da concentração de pontos em faixas inferiores de GD e da presença de dispersão considerável em níveis mais elevados, o padrão geral sugere que regiões ou períodos com maior penetração da geração distribuída apresentam tarifas mais elevadas.

É importante destacar que se trata de uma correlação estatística e não de uma relação causal. O gráfico não permite afirmar que o crescimento da GD provoca diretamente o aumento das tarifas, mas o padrão observado nos dados reforça a motivação para a análise econométrica desenvolvida na seção seguinte. Ao buscar isolar os efeitos de curto e longo prazo por meio de um modelo ARDL, o próximo capítulo tem como objetivo justamente investigar se há relação de causalidade entre essas variáveis e em que medida ela se manifesta nas diferentes regiões.

## 6.7 Resultados ARDL

Esta seção apresenta os resultados da estimação do modelo ARDL, conforme delineado na seção metodológica, com o objetivo de investigar a relação de longo prazo entre a expansão da geração distribuída fotovoltaica (GD) e as tarifas de energia elétrica aplicadas aos consumidores cativos. A análise tem como foco a identificação de cointegração entre as variáveis e a estimativa dos coeficientes de curto e longo prazo, com ênfase nos efeitos associados à evolução da base de consumidores. Os detalhes completos das estimações e os outputs estatísticos correspondentes encontram-se nos Anexos 1 a 15.

A estratégia empírica adotada considera a aplicação do modelo ARDL para cada uma das cinco grandes regiões brasileiras, com o intuito de captar possíveis heterogeneidades regionais nas respostas tarifárias à difusão da GD. Essa desagregação regional é justificada pelas distintas condições estruturais, demográficas, climáticas e institucionais que caracterizam o setor elétrico nas diferentes regiões do país. Fatores como densidade populacional, padrão de consumo, matriz energética predominante, penetração da geração descentralizada e estrutura de custos das distribuidoras podem influenciar de forma diferenciada a dinâmica tarifária, tornando inadequada a imposição de uma única relação empírica para o território nacional como um todo.

A variável dependente do modelo é a tarifa média de energia elétrica, deflacionada pelo IPCA regional, enquanto a variável de interesse é o número de novas unidades de micro e minigeração distribuída por região. O modelo inclui ainda variáveis de controle associadas à dinâmica de preços e à atividade econômica, como o nível geral de preços e o consumo de energia per capita, de forma a isolar os efeitos específicos atribuíveis à GD. Os dados utilizados são de frequência mensal, abrangendo o período de janeiro de 2015 a dezembro de 2023, intervalo que contempla tanto a fase inicial de expansão da GD quanto o início da vigência do novo marco legal, estabelecido pela Lei nº 14.300/2022.

Para cada região, o primeiro passo da análise consiste na verificação da existência de cointegração entre as variáveis, por meio do *Bound Test*. Quando confirmada a cointegração, prossegue-se à interpretação dos coeficientes de longo prazo, com especial atenção ao sinal e significância estatística da variável GD. Também são examinados os coeficientes de curto prazo e o termo de correção de erros (ECM), cuja magnitude negativa indica a velocidade de ajuste do sistema em direção ao equilíbrio de longo prazo após choques exógenos.

A apresentação dos resultados segue a ordem: Norte, Nordeste, Centro-Oeste, Sudeste e Sul. Para cada região, são disponibilizadas as estimativas completas, incluindo os testes de cointegração e as métricas associadas à robustez do modelo. Após a exposição individual dos resultados, o capítulo inclui uma síntese comparativa entre as regiões, com base em duas tabelas: uma sobre a presença ou ausência de cointegração e outra com o sinal dos coeficientes de longo prazo das variáveis explicativas. Por fim, apresenta-se uma discussão interpretativa sobre as implicações empíricas dos achados.

## 6.7.1 Nordeste

Nesta subseção, são apresentados os resultados obtidos para a Região Nordeste a partir da estimação do modelo ARDL, conforme especificado metodologicamente. O primeiro passo da análise consistiu na estimação dos coeficientes do modelo ARDL e na aplicação do *Bound Test*, nas Tabelas 10 e 11 a fim de verificar a existência de relação de cointegração entre as variáveis. A estatística F observada foi de 4,51, superior ao limite superior crítico ao nível de 5% (3,21), o que indica a rejeição da hipótese nula de ausência de cointegração. Esse resultado sugere a existência de uma relação estável de longo prazo entre a tarifa e os determinantes considerados, incluindo a difusão da GD.

**Tabela 10 - Coeficientes estimados do modelo ARDL – Região Nordeste**

	Variável	Coef.	Erro padrão
Tarifa defasada (t-1)	ne_tarifa_def(-1)	0.916 ***	0.103
Tarifa defasada (t-2)	ne_tarifa_def(-2)	-0.130	0.101
Unidades GD	ne_unidades_gd	0.013 **	0.005
Temperatura média	ne_temp_avg	-0.001	0.003
Temperatura média (t-1)	ne_temp_avg(-1)	-0.013 ***	0.004
Precipitação média	ne_precip_avg	0.002	0.002
Produção industrial	ne_pim	-0.024	0.032
IPCA regional	ne_ipca_regional	1.955 ***	0.645
IPCA regional (t-1)	ne_ipca_regional(-1)	0.235	1.001
IPCA regional (t-2)	ne_ipca_regional(-2)	-2.252 ***	0.669
Câmbio	ne_cambio	-0.002	0.015
Câmbio (t-1)	ne_cambio(-1)	-0.014	0.022
Câmbio (t-2)	ne_cambio(-2)	0.047 **	0.021
Câmbio (t-3)	ne_cambio(-3)	-0.014	0.021
Câmbio (t-4)	ne_cambio(-4)	-0.033 **	0.015
Consumo de energia	ne_consumo_mwh	0.179 **	0.085
Constante	c	-0.824	1.212

\*Significância: \*p<0.10, \*\*p<0.05, \*\*\*p<0.01

Fonte: Elaborado pelo autor.

O coeficiente de correção de erros estimado foi de -0,2109 e se mostrou estatisticamente significativo ao nível de 1%, indicando que aproximadamente 21% do desvio em relação ao equilíbrio de longo prazo é corrigido a cada período, ou seja, há um processo gradual de ajuste após choques exógenos. Já os efeitos de curto prazo são apresentados na Tabela 12, que exhibe os coeficientes estimados da equação do modelo em primeiras diferenças. Essa decomposição

permite identificar quais variáveis exercem influência significativa imediata sobre a tarifa de energia elétrica na região, antes do restabelecimento da relação de equilíbrio de longo prazo.

**Tabela 11 – Bound Test – Região Nordeste**

Test Statistic	Value	k
F-statistic	4.506813	7

Critical Value Bounds		
Significance	I0 Bound	I1 Bound
10%	1.92	2.89
5%	2.17	3.21
2.50%	2.43	3.51
1%	2.73	3.9

Fonte: Elaborado pelo autor.

**Tabela 12 - Equação do modelo ARDL em diferenças – Região Nordeste**

	Variável	Coef.	Erro padrão
$\Delta$ Tarifa (t-1)	d(ne_tarifa_def(-1))	0.141	0.101
$\Delta$ Temperatura média	d(ne_temp_avg)	0.003	0.003
$\Delta$ IPCA	d(ne_ipca_regional)	1.856 ***	0.677
$\Delta$ IPCA (t-1)	d(ne_ipca_regional(-1))	2.084 ***	0.681
$\Delta$ Câmbio	d(ne_cambio)	0.004	0.015
$\Delta$ Câmbio (t-1)	d(ne_cambio(-1))	-0.008	0.015
$\Delta$ Câmbio (t-2)	d(ne_cambio(-2))	0.045 ***	0.015
$\Delta$ Câmbio (t-3)	d(ne_cambio(-3))	0.033 **	0.015
Constante	c	0.463	1.246
Unidades GD (t-1)	ne_unidades_gd(-1)	0.012 **	0.006
Temperatura média (t-1)	ne_temp_avg(-1)	-0.010 ***	0.003
Precipitação (t-1)	ne_precip_avg(-1)	0.002	0.002
Produção industrial (t-1)	ne_pim(-1)	-0.008	0.033
IPCA (t-1)	ne_ipca_regional(-1)	-0.040	0.063
Câmbio (t-1)	ne_cambio(-1)	-0.014 *	0.008
Consumo de energia (t-1)	ne_consumo_mwh(-1)	0.074	0.085
Tarifa (t-1)	ne_tarifa_def(-1)	-0.199 ***	0.053

\*Significância: \*p<0.10, \*\*p<0.05, \*\*\*p<0.01

Fonte: Elaborado pelo autor.

No que se refere ao impacto da geração distribuída sobre a tarifa de energia elétrica, o coeficiente de longo prazo estimado para a variável NE\_UNIDADES\_GD (Tabela 13) foi positivo e estatisticamente significativo ao nível de 1%, com valor estimado de 0,0625. O resultado aponta para uma associação direta entre a expansão da GD e o aumento na tarifa

média real da região, condicionadas as demais variáveis. Essa evidência empírica é compatível com a hipótese de que o crescimento da GD, ao reduzir a quantidade de energia adquirida por consumidores previamente cativos e ao provocar redistribuição de encargos sobre uma base menor de consumidores, tende a exercer pressão ascendente sobre as tarifas residenciais. Essa relação, ainda que não implique causalidade direta, reflete uma correlação estrutural entre a penetração da GD e o comportamento tarifário em equilíbrio de longo prazo, segundo a estrutura de repasse vigente no setor elétrico. Esse diagnóstico é consistente com os achados de Gajjar *et al.* (2019), que identificam distorções tarifárias geradas por mecanismos de compensação integral, e de Borenstein e Bushnell (2015), que discutem os efeitos distributivos da migração para geração própria no contexto de sustentabilidade financeira das distribuidoras."

**Tabela 13 – Coeficientes de Longo Prazo – Região Nordeste**

	Variável	Coef.	Erro-padrão
Unidades GD	ne_unidades_gd	0.063 ***	0.021
Temperatura média	ne_temp_avg	-0.064 ***	0.022
Precipitação média	ne_precip_avg	0.008	0.010
Produção industrial	ne_pim	-0.111	0.154
IPCA regional	ne_ipca_regional	-0.290	0.277
Câmbio	ne_cambio	-0.070 **	0.033
Consumo de energia	ne_consumo_mwh	0.836 *	0.435
Constante	c	-3.844	5.911

\*Significância: \*p<0.10, \*\*p<0.05, \*\*\*p<0.01

**Fonte:** Elaborado pelo autor.

A magnitude do coeficiente, ainda que inferior à unidade, reflete um impacto de caráter acumulativo e persistente. Como o modelo é especificado em logaritmos, o valor estimado implica que um aumento de 10% no número de unidades de GD está associado, em média, a um incremento de 0,625% na tarifa real. Ainda que esse valor possa ser considerado modesto sob uma perspectiva marginal, ele se torna relevante quando se considera o crescimento contínuo da GD residencial na região, sobretudo em áreas com elevada irradiação solar, maior difusão de financiamento via programas de incentivo e crescente atratividade da autogeração como alternativa à tarifa convencional.

Esse tipo de comportamento já foi documentado em experiências internacionais, como na Alemanha e no Japão, onde a rápida difusão da GD também gerou desequilíbrios no modelo tarifário tradicional (GAHIR, 2024; ESTEBAN; PORTUGAL-PEREIRA, 2014; LEIREN; REIMER, 2018). Nesses países, a reconfiguração da base de consumidores, somada à manutenção dos custos fixos de operação e à rigidez contratual das distribuidoras, exigiu ajustes

regulatórios posteriores. No caso brasileiro, a evidência empírica para o Nordeste sugere a existência de dinâmica semelhante, ainda que os efeitos possam ser amplificados por fatores estruturais como a maior incidência solar, o crescimento acelerado da GD residencial e a menor renda média dos consumidores, que limita a capacidade de absorção de aumentos tarifários.

As variáveis de controle também apresentaram comportamentos relevantes. A variável temperatura média apresentou coeficiente negativo e estatisticamente significativo, indicando que aumentos na temperatura estão associados, no longo prazo, a reduções na tarifa real. Uma possível interpretação, de natureza econômica e comportamental, é que períodos mais quentes podem gerar aumentos na demanda por resfriamento artificial, elevando o consumo total e, por conseguinte, diluindo custos fixos sobre uma base maior de energia faturada. Alternativamente, o coeficiente negativo pode refletir a presença de ciclos climáticos específicos da região (HUNT, STILPEN e FREITAS, 2018) que coincidem com padrões de preços mais baixos, ainda que essa hipótese requiera análise complementar. A taxa de câmbio também apresentou coeficiente negativo e significativo, cuja interpretação envolve múltiplos mecanismos possíveis. Por um lado, a valorização cambial reduz o custo de equipamentos importados utilizados na infraestrutura do setor elétrico. Por outro lado, variações cambiais podem estar associadas a ciclos econômicos mais amplos, nos quais choques positivos no câmbio coincidem com períodos de menor pressão tarifária. Essas hipóteses não são mutuamente exclusivas e indicam a complexidade das interações envolvidas.

As demais variáveis de controle, IPCA, produção industrial, consumo per capita de energia e precipitação, não apresentaram significância estatística no longo prazo, à luz dos níveis convencionais de teste. Isso sugere que, na estrutura de equilíbrio de longo prazo estimada para a região, tais variáveis não explicam variações sistemáticas na tarifa real, ainda que possam exercer influência em horizontes mais curtos ou por meio de canais não explicitamente modelados.

No curto prazo (Tabela 14), o coeficiente associado à geração distribuída não se mostrou estatisticamente significativo, o que indica que os efeitos da GD sobre a tarifa tendem a se materializar de forma mais lenta, compatível com o caráter contratual e regulatório da estrutura tarifária, que não responde de forma imediata às variações na base de consumidores. Algumas variáveis, contudo, apresentaram efeitos defasados com significância estatística: o IPCA exibiu efeito positivo com uma defasagem, sugerindo que pressões inflacionárias recentes podem ser parcialmente repassadas às tarifas com atraso; a taxa de câmbio mostrou coeficiente negativo tanto no período corrente quanto com uma defasagem, mantendo o padrão de longo prazo; e o consumo per capita apresentou impacto negativo com uma defasagem, possivelmente refletindo

ajustes tarifários em resposta a oscilações no consumo agregado. A temperatura manteve o sinal negativo, com significância estatística também no curto prazo, indicando que as variações mensais nas condições térmicas afetam a dinâmica tarifária mesmo fora do equilíbrio de longo prazo.

**Tabela 14 – Forma cointegrante (curto prazo) – Região Nordeste**

	Variável	Coef.	Erro-padrão
$\Delta$ Tarifa (t-1)	d(ne_tarifa_def(-1))	0.117	0.089
$\Delta$ Unidades GD	d(ne_unidades_gd)	0.012	0.009
$\Delta$ Temperatura média	d(ne_temp_avg)	0.000	0.003
$\Delta$ Precipitação média	d(ne_precip_avg)	0.000	0.002
$\Delta$ Produção industrial	d(ne_pim)	-0.021	0.031
$\Delta$ IPCA	d(ne_ipca_regional)	1.916 ***	0.581
$\Delta$ IPCA (t-1)	d(ne_ipca_regional(-1))	2.247 ***	0.608
$\Delta$ Câmbio	d(ne_cambio)	-0.001	0.013
$\Delta$ Câmbio (t-1)	d(ne_cambio(-1))	-0.004	0.014
$\Delta$ Câmbio (t-2)	d(ne_cambio(-2))	0.045 ***	0.014
$\Delta$ Câmbio (t-3)	d(ne_cambio(-3))	0.034 **	0.014
$\Delta$ Consumo de energia	d(ne_consumo_mwh)	0.163 **	0.074
Termo de correção de erro	CointEq(-1)	-0.211 ***	0.034

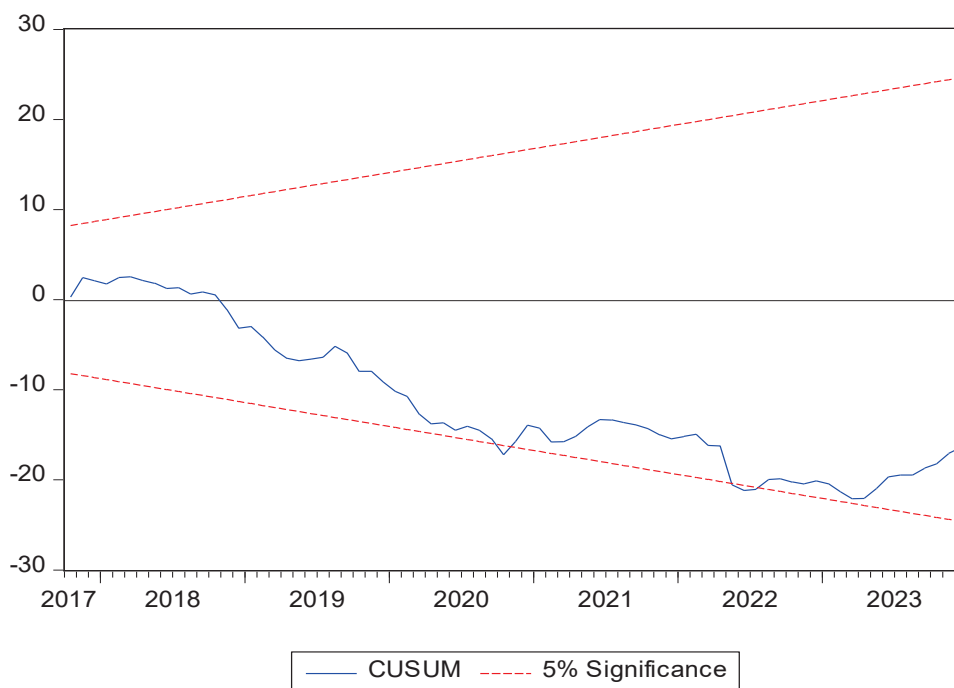
\*Significância: \*p<0.10, \*\*p<0.05, \*\*\*p<0.01

Fonte: Elaborado pelo autor.

Foram realizados testes de diagnóstico para aferir a robustez da especificação. O modelo apresentou boa qualidade de ajuste, com coeficiente de determinação ajustado elevado, critérios de informação (AIC e BIC) consistentes com parcimônia, ausência de autocorrelação serial verificada pelo teste de Durbin-Watson, e estabilidade estrutural dos parâmetros confirmada pelos testes CUSUM e CUSUMQ (Gráficos 3 e 4). Esses resultados indicam que o modelo se ajusta adequadamente aos dados e que os parâmetros estimados se mantêm estáveis ao longo da amostra.

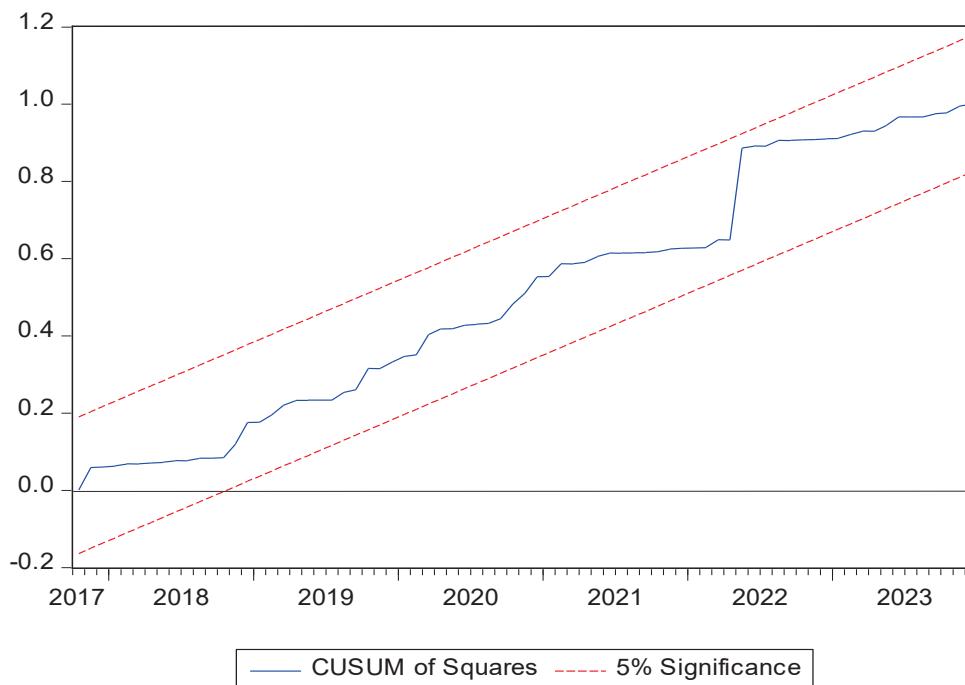
Em síntese, os resultados para o Nordeste indicam a existência de relação de longo prazo entre a expansão da geração distribuída e o comportamento das tarifas residenciais, com coeficiente positivo e estatisticamente significativo. A evidência empírica sugere que, em contextos de penetração crescente da GD, como ocorre na região, há tendência de repasse tarifário sobre os consumidores que permanecem conectados à rede.

**Gráfico 3 - Teste CUSUM – Região Nordeste**



Fonte: Elaborado pelo autor.

**Gráfico 4 - Teste CUSUM (Square) – Região Nordeste**



Fonte: Elaborado pelo autor.

## 6.7.2 Norte

Esta subseção apresenta os resultados da estimação do modelo ARDL para a Região Norte. A verificação da existência de cointegração entre as variáveis foi realizada por meio da estimação dos coeficientes do modelo ARDL e na aplicação do *Bound Test*, nas Tabelas 15 e 16, cuja estatística F apresentou valor de 2,45. Esse resultado situa-se entre os limites críticos inferior (2,17) e superior (3,21) ao nível de significância de 5%, o que, conforme a literatura, caracteriza uma situação de indeterminação quanto à presença de cointegração. Diante disso, foi aplicada uma segunda regra de decisão, conforme indicado por Banerjee *et al.* (1998), que consiste na análise da significância do termo de correção de erros (CointEq(-1)). O valor da estatística t para esse termo foi de -4,5591, inferior ao valor crítico de -3,27 adotado para o tamanho da amostra em questão. Com base nesse critério, conclui-se que há evidência de cointegração entre a tarifa e as variáveis explicativas para a Região Norte.

**Tabela 15 - Coeficientes estimados do modelo ARDL – Região Norte**

	Variável	Coef.	Erro-padrão
Tarifa (t-1)	no_tarifa_def(-1)	0.736 ***	0.071
Unidades GD	no_unidades_gd	0.012 *	0.007
Temperatura média	no_temp_avg	0.008	0.006
Precipitação média	no_precip_avg	0.001	0.001
Produção industrial	no_pim	0.071 *	0.038
IPCA regional	no_ipca_regional	-0.086	0.088
Câmbio	no_cambio	-0.008	0.009
Consumo de energia	no_consumo_mwh	-0.044	0.094
Constante	c	2.060 *	1.221

\*Significância: \*p<0.10, \*\*p<0.05, \*\*\*p<0.01

Fonte: Elaborado pelo autor.

**Tabela 16 – Bound Test – Região Norte**

Test Statistic	Value	k
F-statistic	4.506813	7

Critical Value Bounds		
Significance	I0 Bound	I1 Bound
10%	1.92	2.89
5%	2.17	3.21
2.50%	2.43	3.51
1%	2.73	3.9

Fonte: Elaborado pelo autor.

O coeficiente do termo de correção de erros foi negativo e estatisticamente significativo ao nível de 1%, com valor estimado de  $-0,285$  (Tabela 18). Esse resultado indica que, a cada período, aproximadamente 28,5% do desvio em relação ao equilíbrio de longo prazo é corrigido, sugerindo um ajuste relativamente rápido após choques exógenos que afetem o sistema tarifário. Essa velocidade de convergência está acima da observada em outras regiões e pode estar relacionada à menor complexidade estrutural da rede de distribuição local ou à maior sensibilidade do sistema a variações na base de consumidores.

**Tabela 17 – Coeficientes de Longo Prazo – Região Norte**

	Variável	Coef.	Erro-padrão
Unidades GD	no_unidades_gd	0.045 **	0.020
Temperatura média	no_temp_avg	0.030	0.022
Precipitação média	no_precip_avg	0.002	0.003
Produção industrial	no_pim	0.267 *	0.155
IPCA regional	no_ipca_regional	-0.326	0.329
Câmbio	no_cambio	-0.032	0.030
Consumo de energia	no_consumo_mwh	-0.168	0.347
Constante	c	7.792 **	3.633

\*Significância: \* $p < 0.10$ , \*\* $p < 0.05$ , \*\*\* $p < 0.01$

Fonte: Elaborado pelo autor.

O coeficiente de longo prazo da variável GD (NO\_UNIDADES\_GD) foi positivo e estatisticamente significativo ao nível de 5%, com valor de 0,0451. Isso indica que o aumento na quantidade de unidades de geração distribuída está associado a elevação nas tarifas médias da região. A magnitude do coeficiente é inferior à observada no Nordeste, mas ainda assim estatisticamente relevante, sinalizando que, mesmo em um contexto de penetração ainda incipiente da GD, como ocorre em muitas localidades do Norte, a perda de base arrecadatária pelas distribuidoras já se reflete no comportamento tarifário de longo prazo. Essa evidência empírica é coerente com a hipótese de que, à medida que a GD se difunde, ocorre redistribuição dos custos fixos do sistema, pressionando os consumidores remanescentes conectados à rede convencional (GAJJAR *et al.*, 2019; BORENSTEIN & BUSHNELL, 2015).

Esse padrão de ajuste tarifário não é exclusivo da realidade brasileira. Em países como Japão e Alemanha, observou-se comportamento semelhante, especialmente em fases iniciais de expansão da GD. No caso japonês, após o incentivo agressivo à geração solar distribuída na década de 2010, as distribuidoras enfrentaram dificuldades para diluir seus custos fixos, levando à necessidade de reformas tarifárias posteriores (GAHIR, 2024). Na Alemanha, o avanço da GD residencial também resultou em sobrecarga tarifária sobre consumidores que não migraram

para o novo sistema (REIMER, 2018). No Brasil, embora o marco legal da GD (Lei nº 14.300/2022) tenha buscado regular a compensação de custos, os resultados aqui apresentados indicam que, mesmo em regiões com menor densidade populacional e estrutura de rede mais dispersa, os efeitos tarifários associados à GD já são mensuráveis.

As demais variáveis explicativas não apresentaram significância estatística no longo prazo, com exceção da produção industrial (PIM), cujo coeficiente positivo (0,2674) alcançou significância marginal ao nível de 10%. Esse resultado pode indicar que, em contextos de maior dinamismo econômico regional, há aumento do consumo agregado e, conseqüentemente, maior utilização da infraestrutura elétrica, o que pode afetar o custo médio de distribuição. As demais variáveis, temperatura, precipitação, IPCA, câmbio e consumo de energia, apresentaram coeficientes não significativos, o que sugere que, no longo prazo, seus efeitos sobre a tarifa são limitados ou compensados por outras variáveis não incluídas no modelo.

A Tabela 18 apresenta a equação estimada do modelo em primeiras diferenças, permitindo a análise dos efeitos de curto prazo. Essa especificação auxilia na identificação dos impactos imediatos das variáveis explicativas sobre a tarifa de energia elétrica, capturando a resposta dinâmica antes do restabelecimento do equilíbrio de longo prazo.

**Tabela 18 - Equação do modelo ARDL em diferenças – Região Norte**

	Variável	Coef.	Erro-padrão
Constante	c	1.283	1.203
Unidades GD (t-1)	no_unidades_gd(-1)	0.008	0.007
Temperatura média (t-1)	no_temp_avg(-1)	0.001	0.006
Precipitação média (t-1)	no_precip_avg(-1)	0.000	0.001
Produção industrial (t-1)	no_pim(-1)	0.085 **	0.039
IPCA regional (t-1)	no_ipca_regional(-1)	-0.072	0.089
Câmbio (t-1)	no_cambio(-1)	-0.005	0.009
Consumo de energia (t-1)	no_consumo_mwh(-1)	0.003	0.094
Tarifa (t-1)	no_tarifa_def(-1)	-0.239 ***	0.073

\*Significância: \*p<0.10, \*\*p<0.05, \*\*\*p<0.01

Fonte: Elaborado pelo autor.

No curto prazo (Tabela 19), nenhum dos coeficientes estimados se mostrou estatisticamente significativo ao nível de 5%. Isso pode indicar que os efeitos das variáveis explicativas sobre as tarifas não se manifestam de forma imediata na Região Norte, ou que o sistema tarifário local é mais inercial e responde de forma amortecida a variações mensais nos fundamentos econômicos. Essa hipótese é reforçada pela significância do termo de correção de

erros, que capta o ajuste gradual do sistema e sugere que os efeitos relevantes ocorrem com defasagem prolongada.

**Tabela 19 – Forma cointegrante (curto prazo) – Região Norte**

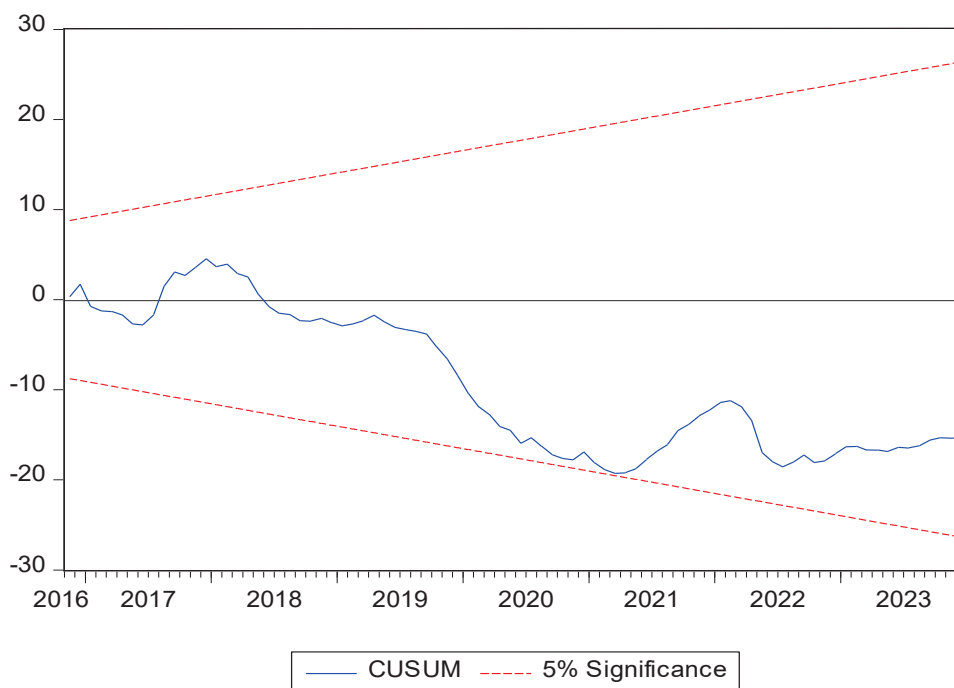
	Variável	Coef.	Erro-padrão
Δ Unidades GD	d(no_unidades_gd)	0.007	0.008
Δ Temperatura média	d(no_temp_avg)	0.010	0.006
Δ Precipitação média	d(no_precip_avg)	0.001	0.001
Δ Produção industrial	d(no_pim)	0.047	0.038
Δ IPCA	d(no_ipca_regional)	-0.147	0.510
Δ Câmbio	d(no_cambio)	-0.018	0.019
Δ Consumo de energia	d(no_consumo_mwh)	-0.099	0.096
Termo de correção de erro	CointEq(-1)	-0.285 ***	0.063

\*Significância: \*p<0.10, \*\*p<0.05, \*\*\*p<0.01

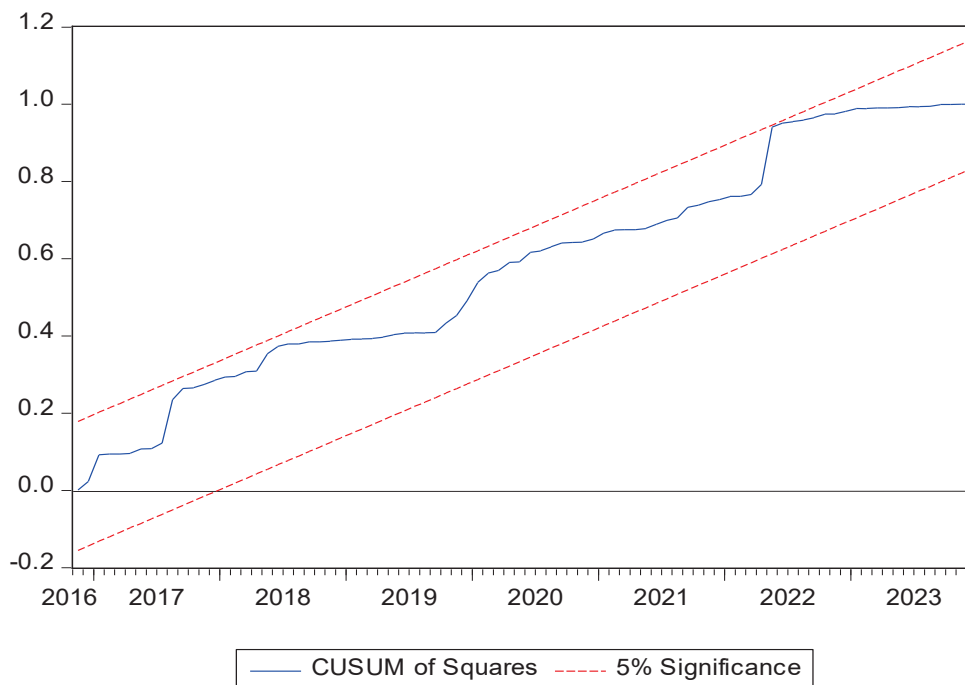
**Fonte:** Elaborado pelo autor.

As estatísticas de diagnóstico indicam boa adequação do modelo. O coeficiente de determinação ajustado ( $R^2$  ajustado) é de 0,8616, o que indica que o modelo é capaz de explicar mais de 86% da variação na tarifa residencial. O valor da estatística Durbin-Watson é de 2,16, afastando a presença de autocorrelação serial nos resíduos. Os critérios de informação (AIC = -4,09) também apontam para um bom equilíbrio entre ajuste e parcimônia. Por fim, os testes de estabilidade estrutural dos parâmetros, CUSUM e CUSUMQ (Gráficos 5 e 6), indicam que o modelo é estruturalmente estável ao longo da amostra analisada, com os gráficos permanecendo dentro dos limites críticos ao nível de 5%.

Os resultados para a Região Norte indicam que a expansão da geração distribuída está associada, no longo prazo, a aumentos nas tarifas residenciais, enquanto os efeitos de curto prazo não se mostram estatisticamente significativos. A existência de cointegração entre as variáveis é indicada pela estatística  $t$  do termo de correção de erros, apesar do resultado inconclusivo do *Bound Test*. As estimativas sugerem que, mesmo em um estágio menos avançado do processo de difusão da geração distribuída, a Região Norte apresenta sinais de deslocamento tarifário compatíveis com a dinâmica descrita na literatura como “espiral da morte” das distribuidoras, particularmente em contextos caracterizados por menor densidade de consumidores e limitações na infraestrutura de rede.

**Gráfico 5 - Teste CUSUM – Região Norte**

**Fonte:** Elaborado pelo autor.

**Gráfico 6 - Teste CUSUM (Square) – Região Norte**

**Fonte:** Elaborado pelo autor.

### 6.7.3 Centro Oeste

Esta subseção apresenta os resultados obtidos para a Região Centro-Oeste a partir da estimação do modelo ARDL. A verificação da presença de cointegração é inicialmente realizada com base na estimação dos coeficientes do modelo ARDL e do *Bound Test*, conforme mostrado nas Tabelas 20 e 21. A estatística F obtida foi de 3,166, valor ligeiramente inferior ao limite superior da banda crítica ao nível de 5% (3,21). Essa situação caracteriza um caso de indeterminação segundo os critérios convencionais. Diante disso, foi adotado o procedimento complementar proposto por Banerjee *et al.* (1998), e o valor do termo de correção de erros (CointEq(-1)) obtido da estatística t foi de -5,7502, inferior ao valor crítico de -3,27. Com base nesse resultado, conclui-se que há evidência estatística de cointegração entre a tarifa e as variáveis explicativas para a Região Centro-Oeste.

O coeficiente estimado para o termo de correção de erros é de -0,4095, estatisticamente significativo ao nível de 1% (Tabela 23). Isso indica que aproximadamente 41% do desvio em relação ao equilíbrio de longo prazo é corrigido a cada período, o que representa uma das velocidades de ajuste mais elevadas entre as regiões analisadas. Esse resultado sugere que, quando ocorrem choques que afastam o sistema de sua trajetória de equilíbrio, o retorno ao padrão de longo prazo ocorre de forma relativamente rápida.

No que se refere ao efeito da geração distribuída sobre as tarifas residenciais, na Tabela 22, pode-se observar que o coeficiente de longo prazo da variável CO\_UNIDADES\_GD é positivo e significativo ao nível de 10%, com valor estimado em 0,0329. Ainda que a significância estatística seja marginal, o sinal e a magnitude do coeficiente indicam que, ao longo do tempo, o aumento na quantidade de unidades de GD tende a se associar a elevações nas tarifas dos consumidores que permanecem conectados à rede convencional. O resultado sugere que a expansão da GD na região, ao reduzir a base de arrecadação das distribuidoras, pode gerar deslocamentos no custo médio da energia, refletidos nas tarifas.

Uma característica específica da Região Centro-Oeste é a presença de significância estatística mais robusta nos coeficientes de curto prazo (Tabelas 23 e 24). O coeficiente da variação da GD ( $\Delta$ CO\_UNIDADES\_GD) é positivo e altamente significativo ( $p < 0,001$ ), indicando que os efeitos da GD sobre as tarifas já se manifestam de maneira imediata. Esse padrão contrasta com o observado nas regiões Norte e Nordeste, onde os efeitos são mais pronunciados no longo prazo. Além da GD, o IPCA também apresentou coeficientes positivos e significativos com duas defasagens, sinalizando que choques inflacionários impactam o comportamento tarifário com certa defasagem. A taxa de câmbio apresentou efeitos significativos com defasagens de

um e dois períodos, com sinais alternados, refletindo a complexidade do canal de transmissão do câmbio para os preços domésticos da energia.

**Tabela 20 - Coeficientes estimados do modelo ARDL – Região Centro-Oeste**

	Variável	Coef.		Erro-padrão
Tarifa (t-1)	co_tarifa_def(-1)	0.811	***	0.058
Unidades GD	co_unidades_gd	0.024	***	0.007
Unidades GD (t-1)	co_unidades_gd(-1)	-0.018	**	0.007
Temperatura média	co_temp_avg	0.006		0.004
Precipitação média	co_precip_avg	0.000		0.001
Produção industrial	co_pim	0.052	**	0.022
IPCA regional	co_ipca_regional	1.721	**	0.749
IPCA regional (t-1)	co_ipca_regional(-1)	0.199		1.148
IPCA regional (t-2)	co_ipca_regional(-2)	-1.874	**	0.765
Câmbio	co_cambio	0.015		0.020
Câmbio (t-1)	co_cambio(-1)	-0.030		0.029
Câmbio (t-2)	co_cambio(-2)	0.045		0.029
Câmbio (t-3)	co_cambio(-3)	-0.001		0.029
Câmbio (t-4)	co_cambio(-4)	-0.040	**	0.020
Consumo de energia	co_consumo_mwh	-0.108		0.115
Consumo de energia (t-1)	co_consumo_mwh(-1)	0.118		0.084
Constante	c	0.354	***	1.270

\*Significância: \*p<0.10, \*\*p<0.05, \*\*\*p<0.01

Fonte: Elaborado pelo autor.

**Tabela 21 – Bound Test – Região Centro-Oeste**

Test Statistic	Value	k
F-statistic	4.506813	7

Critical Value Bounds		
Significance	I0 Bound	I1 Bound
10%	1.92	2.89
5%	2.17	3.21
2.50%	2.43	3.51
1%	2.73	3.9

Fonte: Elaborado pelo autor.

No longo prazo, além da GD, observou-se significância marginal no coeficiente da produção industrial (PIM), cujo sinal positivo indica que variações na atividade econômica regional podem estar associadas ao comportamento das tarifas, ainda que esse efeito seja menos expressivo. As demais variáveis, temperatura, precipitação, IPCA, câmbio e consumo, não apresentaram significância estatística nesse horizonte.

**Tabela 22 – Coeficientes de Longo Prazo – Região Centro-Oeste**

	Variável	Coef.	Erro-padrão
Unidades GD	co_unidades_gd	0.033 *	0.029
Temperatura média	co_temp_avg	0.032	0.024
Precipitação média	co_precip_avg	0.001	0.007
Produção industrial	co_pim	0.272 *	0.150
IPCA regional	co_ipca_regional	0.246	0.369
Câmbio	co_cambio	-0.064	0.049
Consumo de energia	co_consumo_mwh	0.053	0.477
Constante	c	1.869	6.644

\*Significância: \*p<0.10, \*\*p<0.05, \*\*\*p<0.01

Fonte: Elaborado pelo autor.

As estatísticas de diagnóstico apontam para boa qualidade do ajuste. O coeficiente de determinação ajustado ( $R^2$  ajustado) é de 0,895, indicando que o modelo explica cerca de 89,5% da variação observada nas tarifas. A estatística Durbin-Watson é de 1,92, afastando a hipótese de autocorrelação serial nos resíduos. Os critérios de informação (AIC = -4,16) confirmam a adequação do modelo em termos de parcimônia e ajuste. Por fim, os testes de estabilidade estrutural dos parâmetros, CUSUM e CUSUMQ (Gráficos 7 e 8), indicam que o modelo permanece estável ao longo da amostra, com as estatísticas dos testes situadas dentro dos limites críticos ao nível de 5%.

Em termos de interpretação, os resultados sugerem que a Região Centro-Oeste se encontra em um estágio intermediário no processo de transição energética via geração distribuída. A presença de efeitos significativos no curto prazo, acompanhada de um coeficiente de longo prazo de significância marginal, é indicativa de uma dinâmica em evolução, na qual os impactos tarifários da GD já se fazem presentes, mas ainda não se consolidaram integralmente como efeitos estruturais. Esse padrão encontra paralelo na experiência de países como a Índia, onde a expansão da GD tem ocorrido de forma acelerada nos últimos anos, mas os mecanismos de compensação tarifária e de redistribuição de custos ainda estão em fase de adaptação institucional (SHYAM; KAR, 2017). Assim como no contexto indiano, o desafio na Região Centro-Oeste é acompanhar a evolução da GD com instrumentos regulatórios que permitam acomodar seus efeitos econômicos sem comprometer a sustentabilidade do sistema convencional de distribuição.

**Tabela 23 - Equação do modelo ARDL em diferenças - Região Centro-Oeste**

	Variável	Coef.	Erro-padrão
Δ Unidades GD	d(co_unidades_gd)	0.024 ***	0.007
Δ IPCA	d(co_ipca_regional)	1.697 **	0.768
Δ IPCA (t-1)	d(co_ipca_regional(-1))	1.683 **	0.770
Δ Câmbio	d(co_cambio)	0.018	0.021
Δ Câmbio (t-1)	d(co_cambio(-1))	-0.003	0.020
Δ Câmbio (t-2)	d(co_cambio(-2))	0.042 **	0.020
Δ Câmbio (t-3)	d(co_cambio(-3))	0.032	0.020
Δ Consumo de energia	d(co_consumo_mwh)	-0.057	0.108
Constante	c	1.009	1.882
Unidades GD (t-4)	co_unidades_gd(-4)	0.006	0.006
Temperatura média (t-1)	co_temp_avg(-1)	0.003	0.005
Precipitação média (t-1)	co_precip_avg(-1)	0.000	0.001
Produção industrial (t-1)	co_pim(-1)	0.053 **	0.023
IPCA regional (t-1)	co_ipca_regional(-1)	0.046	0.070
Câmbio (t-1)	co_cambio(-1)	-0.011	0.009
Consumo de energia (t-1)	co_consumo_mwh(-1)	-0.025	0.139
Tarifa (t-1)	co_tarifa_def(-1)	-0.200 ***	0.058

\*Significância: \*p<0.10, \*\*p<0.05, \*\*\*p<0.01

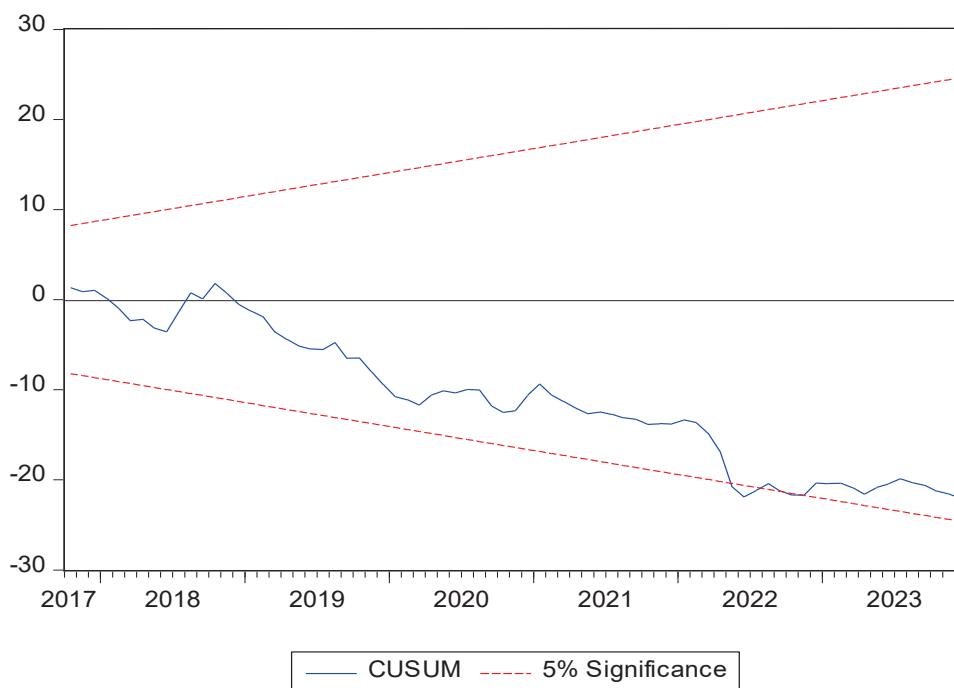
Fonte: Elaborado pelo autor.

**Tabela 24 – Forma cointegrante (curto prazo) – Região Centro-Oeste**

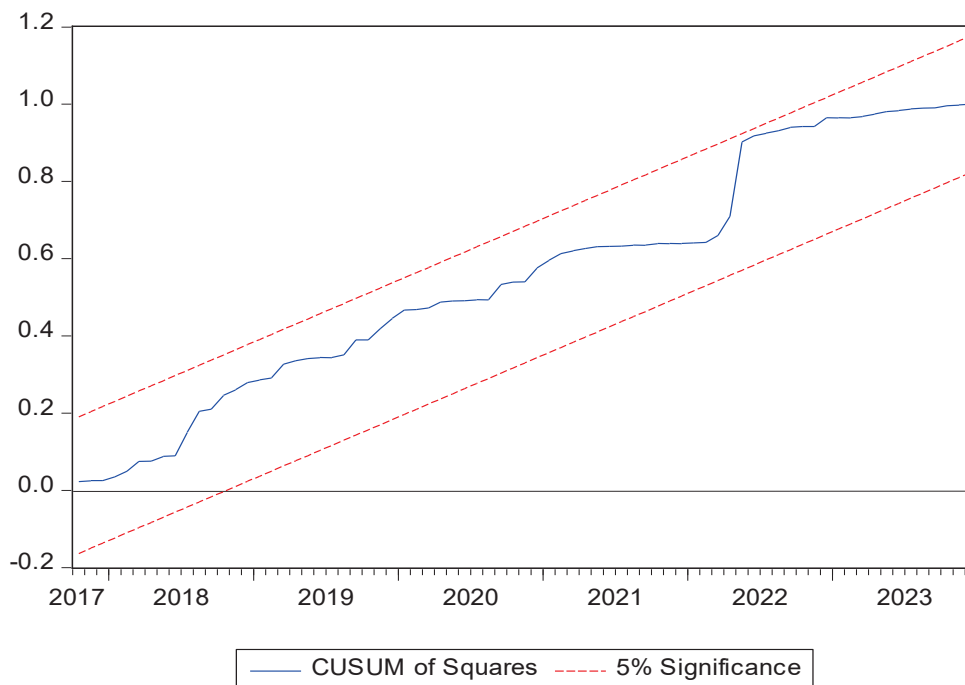
	Variável	Coef.	Erro-padrão
Δ Unidades GD	d(co_unidades_gd)	0.024 ***	0.006
Δ Temperatura média	d(co_temp_avg)	0.005	0.003
Δ Precipitação média	d(co_precip_avg)	-0.001	0.002
Δ Produção industrial	d(co_pim)	0.039	0.031
Δ IPCA	d(co_ipca_regional)	1.712 ***	0.619
Δ IPCA (t-1)	d(co_ipca_regional(-1))	1.865 ***	0.678
Δ Câmbio	d(co_cambio)	0.015	0.018
Δ Câmbio (t-1)	d(co_cambio(-1))	-0.005	0.018
Δ Câmbio (t-2)	d(co_cambio(-2))	0.042 **	0.018
Δ Câmbio (t-3)	d(co_cambio(-3))	0.039 **	0.018
Δ Consumo de energia	d(co_consumo_mwh)	-0.099	0.080
Termo de correção de erro	CointEq(-1)	-0.191 ***	0.033

\*Significância: \*p<0.10, \*\*p<0.05, \*\*\*p<0.01

Fonte: Elaborado pelo autor.

**Gráfico 7 - Teste CUSUM – Região Centro-Oeste**

Fonte: Elaborado pelo autor.

**Gráfico 8 - Teste CUSUM (Square) – Região Centro-Oeste**

Fonte: Elaborado pelo autor.

#### 6.7.4 Sudeste

A presente subseção apresenta os resultados da estimação do modelo ARDL para a Região Sudeste, com base em dados mensais entre fevereiro de 2016 e dezembro de 2023. A verificação da presença de cointegração entre as variáveis é realizada por meio da estimação dos coeficientes do modelo ARDL e do *Bound Test* (Tabelas 25 e 26), cuja estatística F foi de 3,28, valor ligeiramente superior ao limite superior da banda crítica ao nível de 5% (3,21). Dessa forma, segundo os critérios usuais, conclui-se pela existência de cointegração entre as variáveis analisadas. Adicionalmente, conforme a Tabela 28, o coeficiente do termo de correção de erros (CointEq(-1)) é estimado em  $-0,2357$  e apresentou significância estatística ao nível de 1%, com estatística t de  $-5,8156$ , valor inferior ao limite crítico de  $-3,27$  utilizado para a decisão complementar conforme o critério de Banerjee. Esse resultado confirma a existência de uma relação de equilíbrio de longo prazo entre a tarifa residencial e os determinantes econômicos e estruturais considerados no modelo.

O coeficiente negativo e significativo do termo de correção de erros indica que aproximadamente 23,6% do desvio em relação ao equilíbrio de longo prazo é corrigido a cada período, evidenciando um processo de recomposição gradual do sistema após a ocorrência de choques. Essa velocidade de ajuste é compatível com a estrutura regulatória da Região Sudeste, marcada por maior formalização, maior densidade populacional e maior capacidade institucional das distribuidoras, o que tende a reduzir volatilidades de curto prazo e permite respostas mais organizadas a alterações no ambiente de mercado.

No que se refere ao impacto da geração distribuída, o coeficiente de longo prazo (Tabela 27) da variável SE\_UNIDADES\_GD é estimado em 0,0457, com significância estatística ao nível de 10%. Esse resultado sugere que a expansão da GD na região está associada a elevações tarifárias ao longo do tempo, ainda que o grau de significância seja marginal. O sinal positivo do coeficiente é consistente com a hipótese de que o crescimento da GD, ao reduzir a base de consumidores atendidos pelas distribuidoras, gera redistribuição dos custos fixos do sistema sobre os consumidores cativos, implicando elevação das tarifas médias (GAJJAR *et al.*, 2019; BORENSTEIN & BUSHNELL, 2015).

É importante destacar que o efeito da GD no curto prazo (Tabelas 28 e 29) não apresentou significância estatística, o que contrasta com a evidência observada na Região Centro-Oeste, onde os efeitos se manifestaram de forma imediata. No caso do Sudeste, a ausência de impacto significativo no curto prazo pode estar relacionada à maior resiliência da

infraestrutura elétrica regional e à capacidade de amortecer choques iniciais por meio de redes mais densas e regulamentos de compensação mais eficazes.

**Tabela 25 - Coeficientes estimados do modelo ARDL – Região Sudeste**

	Variável	Coef.	Erro-padrão
Tarifa (t-1)	se_tarifa_def(-1)	0.973 ***	0.102
Tarifa (t-2)	se_tarifa_def(-2)	-0.206 **	0.100
Unidades GD	se_unidades_gd	0.011 **	0.006
Temperatura média	se_temp_avg	-0.004	0.003
Temperatura média (t-1)	se_temp_avg(-1)	-0.003	0.004
Temperatura média (t-2)	se_temp_avg(-2)	-0.005 *	0.003
Precipitação média	se_precip_avg	0.000	0.001
Produção industrial	se_pim	0.017	0.051
IPCA regional	se_ipca_regional	2.697 **	1.027
IPCA regional (t-1)	se_ipca_regional(-1)	-1.404	1.591
IPCA regional (t-2)	se_ipca_regional(-2)	-1.273	0.974
Câmbio	se_cambio	-0.023	0.019
Câmbio (t-1)	se_cambio(-1)	0.061 **	0.029
Câmbio (t-2)	se_cambio(-2)	-0.023	0.028
Câmbio (t-3)	se_cambio(-3)	0.038	0.026
Câmbio (t-4)	se_cambio(-4)	-0.057 ***	0.019
Consumo de energia	se_consumo_mwh	0.245 *	0.134
Constante	c	-2.605	2.207

\*Significância: \*p<0.10, \*\*p<0.05, \*\*\*p<0.01

Fonte: Elaborado pelo autor.

**Tabela 26 – Bound Test – Região Sudeste**

Test Statistic	Value	k
F-statistic	4.506813	7

Critical Value Bounds		
Significance	I0 Bound	I1 Bound
10%	1.92	2.89
5%	2.17	3.21
2.50%	2.43	3.51
1%	2.73	3.9

Fonte: Elaborado pelo autor.

Entre as variáveis de controle, o IPCA apresentou coeficiente positivo e significativo no curto prazo, com defasagem de um período. Esse resultado indica que choques inflacionários são parcialmente repassados às tarifas residenciais com certo atraso. Tal repasse pode ocorrer via reajustes autorizados pela agência reguladora, atualizações contratuais ou mecanismos

automáticos de correção de custos operacionais das distribuidoras. O efeito inflacionário nas tarifas é especialmente relevante em regiões com contratos indexados e exposição a variações nos custos de insumos e serviços regulados.

**Tabela 27 – Coeficientes de Longo Prazo – Região Sudeste**

	Variável	Coef.	Erro-padrão
Unidades GD	se_unidades_gd	0.046 *	0.025
Temperatura média	se_temp_avg	-0.050 **	0.022
Precipitação média	se_precip_avg	0.000	0.004
Produção industrial	se_pim	0.073	0.223
IPCA regional	se_ipca_regional	0.083	0.277
Câmbio	se_cambio	-0.019	0.040
Consumo de energia	se_consumo_mwh	1.052 *	0.610
Constante	c	-11.189	10.150

\*Significância: \*p<0.10, \*\*p<0.05, \*\*\*p<0.01

Fonte: Elaborado pelo autor.

**Tabela 28 - Equação do modelo ARDL em diferenças – Região Sudeste**

	Variável	Coef.	Erro-padrão
$\Delta$ Tarifa (t-1)	d(se_tarifa_def(-1))	0.174	0.105
$\Delta$ Temperatura média	d(se_temp_avg)	-0.001	0.003
$\Delta$ Temperatura média (t-1)	d(se_temp_avg(-1))	0.003	0.003
$\Delta$ IPCA	d(se_ipca_regional)	2.311 **	1.030
$\Delta$ IPCA (t-1)	d(se_ipca_regional(-1))	1.469	1.034
$\Delta$ Câmbio	d(se_cambio)	-0.023	0.020
$\Delta$ Câmbio (t-1)	d(se_cambio(-1))	0.027	0.020
$\Delta$ Câmbio (t-2)	d(se_cambio(-2))	0.019	0.019
$\Delta$ Câmbio (t-3)	d(se_cambio(-3))	0.047 **	0.020
Constante	c	2.071	2.182
Unidades GD (t-1)	se_unidades_gd(-1)	0.007	0.007
Temperatura média (t-1)	se_temp_avg(-1)	-0.004	0.004
Precipitação média (t-1)	se_precip_avg(-1)	0.000	0.001
Produção industrial (t-1)	se_pim(-1)	0.049	0.045
IPCA regional (t-1)	se_ipca_regional(-1)	-0.042	0.069
Câmbio (t-1)	se_cambio(-1)	-0.006	0.009
Consumo de energia (t-1)	se_consumo_mwh(-1)	-0.045	0.131
Tarifa (t-1)	se_tarifa_def(-1)	-0.225 ***	0.058

\*Significância: \*p<0.10, \*\*p<0.05, \*\*\*p<0.01

Fonte: Elaborado pelo autor.

A taxa de câmbio apresentou significância estatística em defasagens de até três períodos, com sinais alternados, indicando uma transmissão escalonada e complexa de seus efeitos sobre as tarifas. Esse comportamento pode refletir o encarecimento de componentes importados

utilizados na operação e expansão da rede elétrica, bem como o impacto indireto sobre a composição de custos da energia comprada no mercado regulado. A sensibilidade tarifária a variações cambiais é compatível com a estrutura de custos do setor, que mantém certa exposição a preços internacionais, especialmente no que diz respeito a equipamentos, manutenção de redes e geração termelétrica.

**Tabela 29 – Forma cointegrante (curto prazo) – Região Sudeste**

	Variável	Coef.	Erro-padrão
$\Delta$ Tarifa (t-1)	d(se_tarifa_def(-1))	0.204 **	0.092
$\Delta$ Unidades GD	d(se_unidades_gd)	0.011	0.007
$\Delta$ Temperatura média	d(se_temp_avg)	-0.005 *	0.002
$\Delta$ Temperatura média (t-1)	d(se_temp_avg(-1))	0.005 *	0.003
$\Delta$ Precipitação média	d(se_precip_avg)	0.000	0.001
$\Delta$ Produção industrial	d(se_pim)	0.002	0.040
$\Delta$ IPCA	d(se_ipca_regional)	2.705 ***	0.880
$\Delta$ IPCA (t-1)	d(se_ipca_regional(-1))	1.305	0.909
$\Delta$ Câmbio	d(se_cambio)	-0.024	0.017
$\Delta$ Câmbio (t-1)	d(se_cambio(-1))	0.041 **	0.018
$\Delta$ Câmbio (t-2)	d(se_cambio(-2))	0.021	0.017
$\Delta$ Câmbio (t-3)	d(se_cambio(-3))	0.057 ***	0.017
$\Delta$ Consumo de energia	d(se_consumo_mwh)	0.262 ***	0.094
Termo de correção de erro	CointEq(-1)	-0.236 ***	0.041

\*Significância: \*p<0.10, \*\*p<0.05, \*\*\*p<0.01

Fonte: Elaborado pelo autor.

O consumo de energia per capita também apresentou coeficiente positivo e significativo no curto prazo, com defasagem de um período. Esse resultado sugere que aumentos no consumo regional pressionam a estrutura de custos do sistema, podendo elevar as tarifas nos períodos subsequentes. Esse efeito pode ocorrer via maior utilização da capacidade instalada, necessidade de despacho de fontes mais onerosas ou aumento da carga sobre a infraestrutura de distribuição. Em regiões com alta densidade de consumo e concentração urbana, como o Sudeste, variações na demanda exercem influência direta sobre o planejamento operacional das distribuidoras.

No longo prazo, a temperatura média apresentou coeficiente negativo e significativo, sugerindo que a redução das temperaturas médias se associa ao aumento das tarifas. Esse efeito pode estar relacionado à menor utilização de equipamentos de resfriamento em períodos mais amenos, o que impacta o perfil de consumo, a sazonalidade da carga e a dinâmica de arrecadação das distribuidoras. As demais variáveis explicativas, precipitação, PIM e consumo

per capita, não apresentaram significância estatística no longo prazo, com exceção do consumo, que mostrou significância marginal.

As estatísticas de diagnóstico do modelo confirmam sua adequação em termos de ajuste e ausência de problemas nos resíduos. O coeficiente de determinação ajustado ( $R^2$  ajustado) foi de 0,8757, indicando que o modelo é capaz de explicar aproximadamente 87,6% da variação observada nas tarifas residenciais. A estatística Durbin-Watson foi de 2,09, afastando a presença de autocorrelação serial. O critério de informação de Akaike ( $AIC = -4,30$ ) aponta para boa parcimônia da especificação adotada.

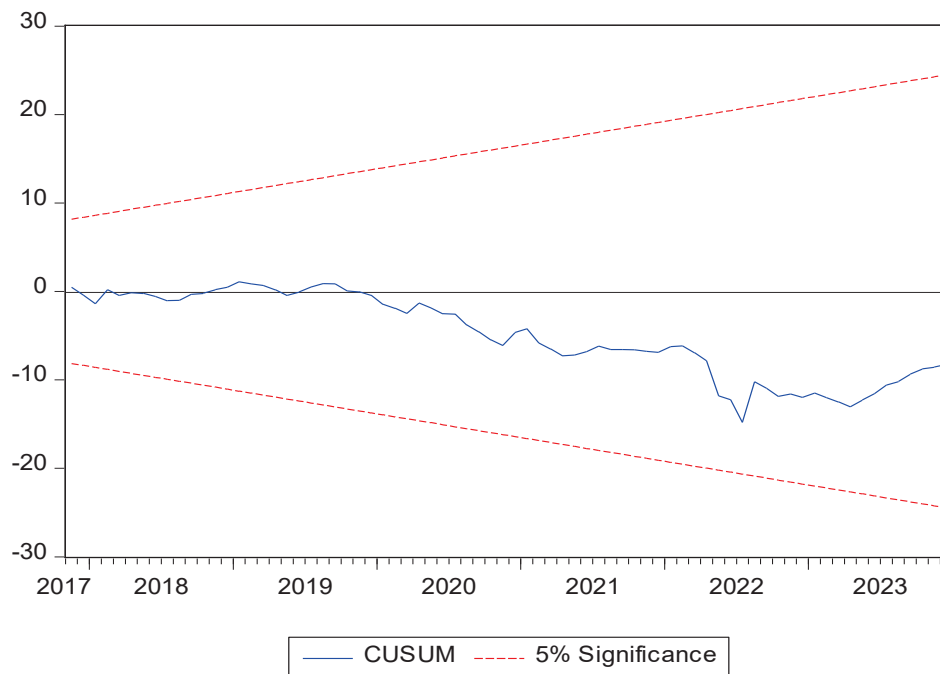
No que se refere à estabilidade estrutural dos parâmetros, os testes de CUSUM e CUSUMQ foram aplicados (Gráficos 9 e 10). O gráfico do CUSUM manteve-se dentro dos limites críticos ao longo de todo o período, sugerindo estabilidade dos coeficientes estimados. No entanto, o teste CUSUM do quadrado indica que a trajetória da estatística ultrapassa a banda de 5% de significância a partir de 2022, o que sinaliza possível alteração na variância dos resíduos e, por consequência, na estabilidade dos parâmetros do modelo. Tal comportamento pode estar relacionado à entrada em vigor da Lei nº 14.300/2022, que reformulou as regras de compensação da geração distribuída no Brasil. A mudança no marco regulatório, ao afetar a forma de remuneração e o perfil de adesão à GD, pode ter introduzido nova dinâmica na relação entre as variáveis. Assim, embora o modelo se mostre robusto ao longo da maior parte da amostra, recomenda-se cautela na interpretação dos resultados mais recentes, especialmente no que se refere à persistência das relações estimadas após a mudança institucional.

A interpretação dos resultados para o Sudeste revela um padrão distinto das demais regiões. A presença de cointegração, acompanhada de um coeficiente de longo prazo da GD com significância marginal, indica que a região apresenta sinais de pressão tarifária associada à expansão da geração distribuída, mas com intensidade atenuada. A ausência de efeitos significativos no curto prazo e a relevância de variáveis macroeconômicas como IPCA e câmbio sugerem que, no Sudeste, a formação tarifária responde com maior intensidade a choques sistêmicos do que a transformações estruturais locais imediatas.

Esse comportamento encontra paralelo com a experiência observada nos Estados Unidos, onde a expansão da geração distribuída, embora significativa, não produziu impactos abruptos sobre as tarifas em virtude da escala do sistema, da robustez da infraestrutura e da existência de mecanismos regulatórios capazes de suavizar os efeitos redistributivos da GD (AUFFHAMMER e DONG, 2021). Em ambos os contextos, o desafio regulatório reside em antecipar os efeitos acumulados da mudança na base de consumidores e implementar

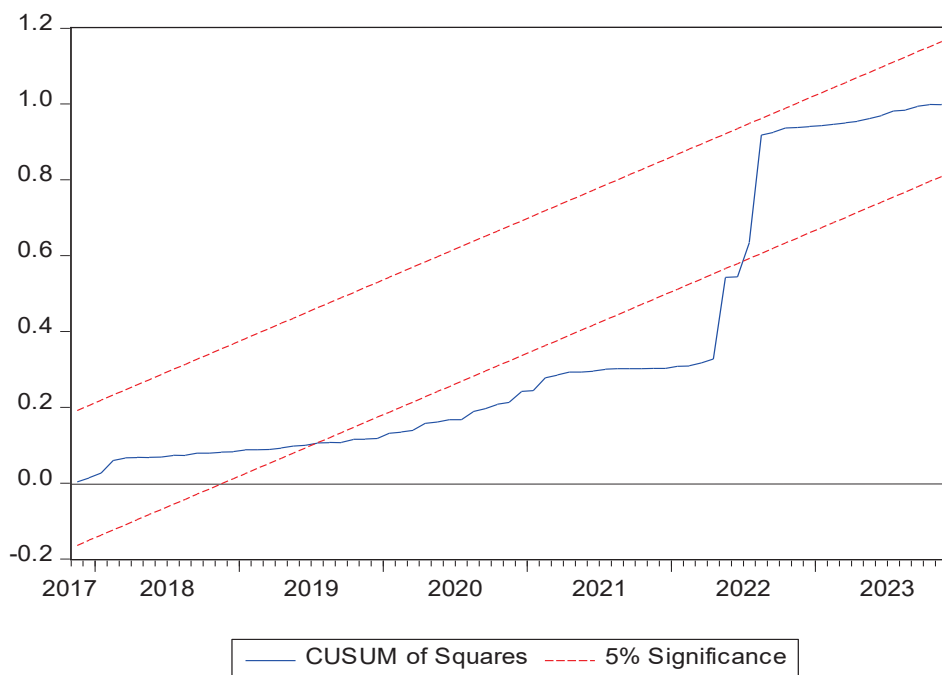
mecanismos de compensação que assegurem a sustentabilidade econômica das distribuidoras sem comprometer os incentivos à transição energética.

**Gráfico 9 - Teste CUSUM – Região Sudeste**



**Fonte:** Elaborado pelo autor.

**Gráfico 10 - Teste CUSUM (Square) – Região Sudeste**



**Fonte:** Elaborado pelo autor.

## 6.7.5 Sul

Esta subseção apresenta os resultados da estimação do modelo ARDL para a Região Sul. A existência de cointegração entre as variáveis foi verificada por meio da estimação dos coeficientes do modelo ARDL e do *Bound Test* (Tabelas 30 e 31), cuja estatística F foi de 3,40, valor superior ao limite superior crítico ao nível de 5% (3,21). Assim, conclui-se pela existência de uma relação de longo prazo entre as variáveis do modelo.

**Tabela 30 - Coeficientes estimados do modelo ARDL – Região Sul**

	Variável	Coef.	Erro-padrão
Tarifa (t-1)	sul_tarifa_def(-1)	1.416 ***	0.089
Tarifa (t-2)	sul_tarifa_def(-2)	-0.578 ***	0.088
Unidades GD	sul_unidades_gd	0.042 ***	0.013
Unidades GD (t-1)	sul_unidades_gd(-1)	-0.037 ***	0.012
Temperatura média	sul_temp_avg	-0.003 **	0.001
Precipitação média	sul_precip_avg	-0.001	0.001
Precipitação média (t-1)	sul_precip_avg(-1)	0.001	0.001
Precipitação média (t-2)	sul_precip_avg(-2)	-0.001	0.001
Precipitação média (t-3)	sul_precip_avg(-3)	0.001	0.001
Produção industrial	sul_pim	0.070 **	0.032
IPCA regional	sul_ipca_regional	0.903	0.575
IPCA regional (t-1)	sul_ipca_regional(-1)	0.919	0.902
IPCA regional (t-2)	sul_ipca_regional(-2)	-3.943 ***	0.943
IPCA regional (t-3)	sul_ipca_regional(-3)	3.426 ***	0.953
IPCA regional (t-4)	sul_ipca_regional(-4)	-1.308 **	0.581
Câmbio	sul_cambio	0.004	0.016
Câmbio (t-1)	sul_cambio(-1)	0.028	0.022
Câmbio (t-2)	sul_cambio(-2)	-0.011	0.023
Câmbio (t-3)	sul_cambio(-3)	-0.002	0.023
Câmbio (t-4)	sul_cambio(-4)	-0.025	0.016
Consumo de energia	sul_consumo_mwh	0.189 **	0.072
Consumo de energia (t-1)	sul_consumo_mwh(-1)	-0.154 ***	0.052
Constante	c	0.140	0.989

\*Significância: \*p<0.10, \*\*p<0.05, \*\*\*p<0.01

Fonte: Elaborado pelo autor.

A Tabela 32 apresenta a equação estimada em primeiras diferenças, permitindo a análise dos efeitos de curto prazo das variáveis explicativas sobre a tarifa. Essa especificação permite avaliar os impactos imediatos das mudanças nas variáveis independentes, antes do restabelecimento do equilíbrio de longo prazo. Esse resultado é corroborado pela estatística t do termo de correção de erros (CointEq(-1)), que apresentou valor de -5,0669 e significância

**Tabela 31 – Bound Test – Região Sul**

Test Statistic	Value	k
F-statistic	4.506813	7

Critical Value Bounds		
Significance	I0 Bound	I1 Bound
10%	1.92	2.89
5%	2.17	3.21
2.50%	2.43	3.51
1%	2.73	3.9

Fonte: Elaborado pelo autor.

estatística ao nível de 1%, inferior ao valor crítico de  $-3,27$  definido segundo o critério de Banerjee. O coeficiente estimado para o termo é de  $-0,1666$ , indicando que cerca de 16,7% do desvio em relação ao equilíbrio de longo prazo é corrigido a cada período.

A variável GD (SU\_UNIDADES\_GD) apresentou coeficiente positivo e estatisticamente significativo tanto no longo (Tabela 34) quanto no curto prazo (Tabela 33), o que a distingue das demais regiões analisadas. No longo prazo, o coeficiente estimado é de 0,0326, com significância ao nível de 5%, enquanto no curto prazo o coeficiente da primeira diferença da variável GD foi de 0,0421, com significância ao nível de 1%. Esses resultados sugerem que, na Região Sul, a expansão da geração distribuída exerce impacto contínuo e cumulativo sobre as tarifas residenciais, refletindo uma trajetória de repasse tarifário já consolidada. A presença de significância nos dois horizontes temporais indica que os efeitos da GD não apenas se manifestam de forma imediata, mas também persistem ao longo do tempo, tornando-se parte da estrutura tarifária.

Entre as variáveis de controle, destaca-se o papel da temperatura média, que apresenta coeficiente negativo e significância estatística tanto no longo quanto no curto prazo. No curto prazo (Tabela 33), esse resultado é compatível com a hipótese de que temperaturas mais elevadas reduzem a demanda por aquecimento, gerando menor consumo e, conseqüentemente, menor pressão tarifária em determinadas estações (PATHAK *et al.*, 2022). No longo prazo, o coeficiente negativo pode refletir padrões sazonais de consumo e composição da carga, com impacto sobre a arrecadação das distribuidoras e sobre a eficiência da geração distribuída solar. Alguns estudos recentes corroboram a importância da variável temperatura na formação tarifária em contextos de geração descentralizada. Ballina e Go (2025) demonstram que temperaturas elevadas reduzem a eficiência de sistemas fotovoltaicos, elevando o custo por unidade gerada e pressionando a estrutura tarifária em regiões mais quentes. Alomar, Basher e

Ali (2025) chegam a conclusões similares em uma análise comparativa para o Iraque, mostrando que zonas climáticas mais quentes impõem menores custos à geração solar e, por consequência, à viabilidade econômica da GD. Fasihi (2025) amplia essa discussão ao mostrar que a temperatura média é um dos principais determinantes do custo marginal de produção em tecnologias energéticas emergentes, recomendando ajustes tarifários regionais para refletir tais diferenças estruturais.

**Tabela 32 - Equação do modelo ARDL em diferenças – Região Sul**

	Variável	Coef.	Erro-padrão
$\Delta$ Tarifa (t-1)	d(sul_tarifa_def(-1))	0.541 ***	0.095
$\Delta$ Unidades GD (t-4)	d(sul_unidades_gd(-4))	0.036 ***	0.013
$\Delta$ Precipitação média	d(sul_precip_avg)	-0.001	0.001
$\Delta$ Precipitação média (t-1)	d(sul_precip_avg(-1))	0.000	0.001
$\Delta$ Precipitação média (t-2)	d(sul_precip_avg(-2))	-0.001	0.001
$\Delta$ IPCA regional	d(sul_ipca_regional)	1.046 *	0.606
$\Delta$ IPCA regional (t-1)	d(sul_ipca_regional(-1))	1.925 ***	0.604
$\Delta$ IPCA regional (t-2)	d(sul_ipca_regional(-2))	-1.796 ***	0.630
$\Delta$ IPCA regional (t-3)	d(sul_ipca_regional(-3))	1.400 **	0.619
$\Delta$ Câmbio	d(sul_cambio)	0.000	0.016
$\Delta$ Câmbio (t-1)	d(sul_cambio(-1))	0.025	0.016
$\Delta$ Câmbio (t-2)	d(sul_cambio(-2))	0.032 *	0.018
$\Delta$ Câmbio (t-3)	d(sul_cambio(-3))	0.029 *	0.017
$\Delta$ Consumo de energia	d(sul_consumo_mwh)	0.106	0.066
Constante	c	0.762	1.192
Unidades GD (t-5)	sul_unidades_gd(-5)	0.007	0.007
Temperatura média (t-1)	sul_temp_avg(-1)	-0.002	0.001
Precipitação média (t-1)	sul_precip_avg(-1)	0.000	0.001
Produção industrial (t-1)	sul_pim(-1)	0.041	0.035
IPCA (t-1)	sul_ipca_regional(-1)	-0.026	0.067
Câmbio (t-1)	sul_cambio(-1)	-0.008	0.008
Consumo de energia (t-1)	sul_consumo_mwh(-1)	0.015	0.070
Tarifa (t-1)	sul_tarifa_def(-1)	-0.181 ***	0.039

\*Significância: \*p<0.10, \*\*p<0.05, \*\*\*p<0.01

Fonte: Elaborado pelo autor.

No que diz respeito à demanda, Wang, Xu e Yang (2025) analisam o caso de Guangzhou, na China, e identificam a temperatura externa como principal fator explicativo do aumento no consumo de eletricidade, especialmente em ambientes residenciais e estudantis, o que reforça a relevância da variável climática para regiões com perfis térmicos semelhantes ao Sul do Brasil. Guarino, Lo Brano e Kosny (2025) acrescentam que a elevação de temperatura

em zonas urbanas , como no caso das ilhas de calor, aumenta a demanda por resfriamento e eleva a pressão sobre a rede de distribuição, resultando em picos tarifários sazonais. Em conjunto, esses estudos oferecem sustentação empírica à evidência observada para o Sul do Brasil, onde a temperatura influencia simultaneamente o consumo de energia, a eficiência da geração distribuída e os custos de operação do sistema, afetando diretamente a trajetória tarifária da região.

**Tabela 33 – Forma cointegrante (curto prazo) – Região Sul**

	Variável	Coef.	Erro-padrão
$\Delta$ Tarifa (t-1)	d(sul_tarifa_def(-1))	0.583 ***	0.081
$\Delta$ Unidades GD	d(sul_unidades_gd	0.042 ***	0.011
$\Delta$ Temperatura média	d(sul_temp_avg)	-0.003 **	0.001
$\Delta$ Precipitação média	d(sul_precip_avg)	0.000	0.001
$\Delta$ Precipitação média (t-1)	d(sul_precip_avg(-1))	0.000	0.001
$\Delta$ Precipitação média (t-2)	d(sul_precip_avg(-2))	-0.001	0.001
$\Delta$ Produção industrial	d(sul_pim)	0.050 *	0.026
$\Delta$ IPCA regional	d(sul_ipca_regional)	0.958 *	0.487
$\Delta$ IPCA regional (t-1)	d(sul_ipca_regional(-1))	1.868 ***	0.525
$\Delta$ IPCA regional (t-2)	d(sul_ipca_regional(-2))	-2.180 ***	0.563
$\Delta$ IPCA regional (t-3)	d(sul_ipca_regional(-3))	1.345 ***	0.500
$\Delta$ Câmbio	d(sul_cambio)	0.004	0.013
$\Delta$ Câmbio (t-1)	d(sul_cambio(-1))	0.038 **	0.014
$\Delta$ Câmbio (t-2)	d(sul_cambio(-2))	0.028 *	0.014
$\Delta$ Câmbio (t-3)	d(sul_cambio(-3))	0.023	0.014
$\Delta$ Consumo de energia	d(sul_consumo_mwh)	0.200 ***	0.053
Termo de correção de erro	CointEq(-1)	-0.167 ***	0.026

\*Significância: \*p<0.10, \*\*p<0.05, \*\*\*p<0.01

Fonte: Elaborado pelo autor.

**Tabela 34 – Coeficientes de Longo Prazo – Região Sul**

	Variável	Coef.	Erro-padrão
Unidades GD	sul_unidades_gd	0.033 **	0.039
Temperatura média	sul_temp_avg	-0.016 *	0.009
Precipitação média	sul_precip_avg	0.002	0.009
Produção industrial	sul_pim	0.430 *	0.224
IPCA regional	sul_ipca_regional	-0.024	0.393
Câmbio	sul_cambio	-0.039	0.044
Consumo de energia	sul_consumo_mwh	0.215	0.334
Constante	c	0.865	6.039

\*Significância: \*p<0.10, \*\*p<0.05, \*\*\*p<0.01

Fonte: Elaborado pelo autor.

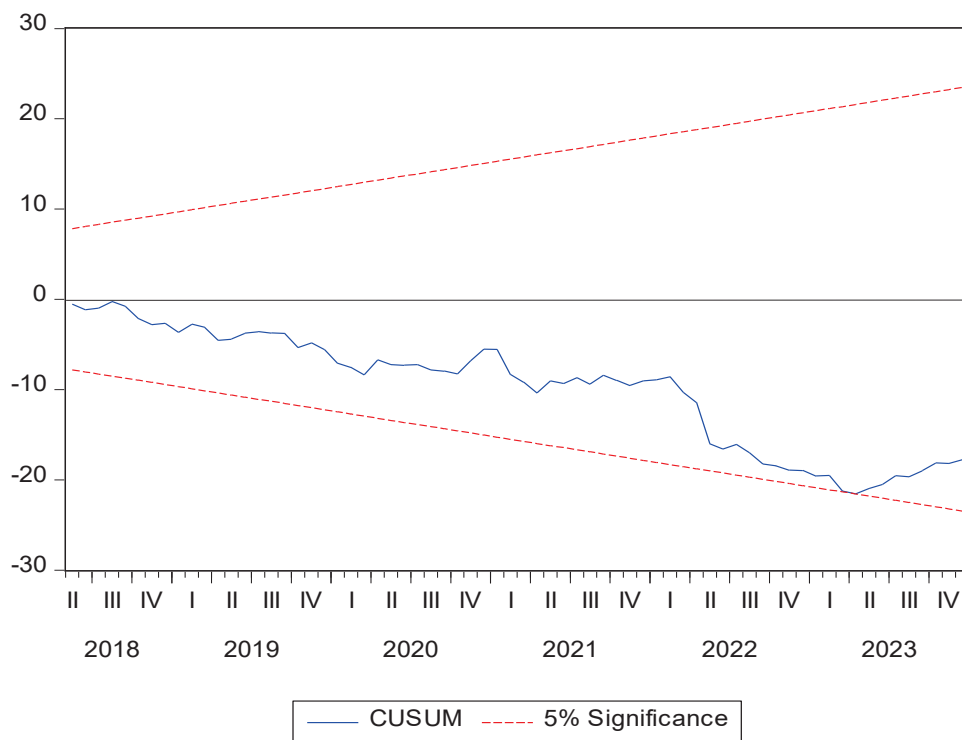
As variáveis IPCA e câmbio apresentaram significância estatística apenas no curto prazo, com defasagens múltiplas. O IPCA teve coeficientes positivos e significativos em duas defasagens, sugerindo que os choques inflacionários são repassados às tarifas com alguma defasagem temporal. Esse mecanismo de transmissão pode ocorrer por meio de reajustes regulatórios, correções contratuais ou aumento de custos operacionais das distribuidoras. A taxa de câmbio apresentou coeficientes significativos com defasagens de um e dois períodos, com sinais distintos. Esses resultados indicam que variações cambiais afetam o sistema tarifário por diferentes canais, como encarecimento de componentes importados, insumos para manutenção da rede ou custos de geração com insumos atrelados ao dólar.

O consumo de energia per capita apresentou impacto positivo e altamente significativo no curto prazo, com p-valor inferior a 0,001. Isso sugere que elevações na demanda exercem pressão direta sobre os custos do sistema, com possível repercussão tarifária em horizontes curtos. Esse efeito pode estar associado à necessidade de acionamento de fontes mais caras, aumento na utilização da capacidade instalada ou maior carga sobre a infraestrutura de distribuição, elevando os custos operacionais das distribuidoras. No longo prazo, a variável apresentou coeficiente positivo, mas sem significância estatística.

A produção industrial (PIM) apresentou coeficiente positivo e significância marginal no longo prazo (nível de 10%), indicando que contextos de maior dinamismo econômico podem estar associados à elevação das tarifas, ainda que o efeito não seja robusto. A precipitação acumulada não se mostrou estatisticamente significativa em nenhum dos horizontes.

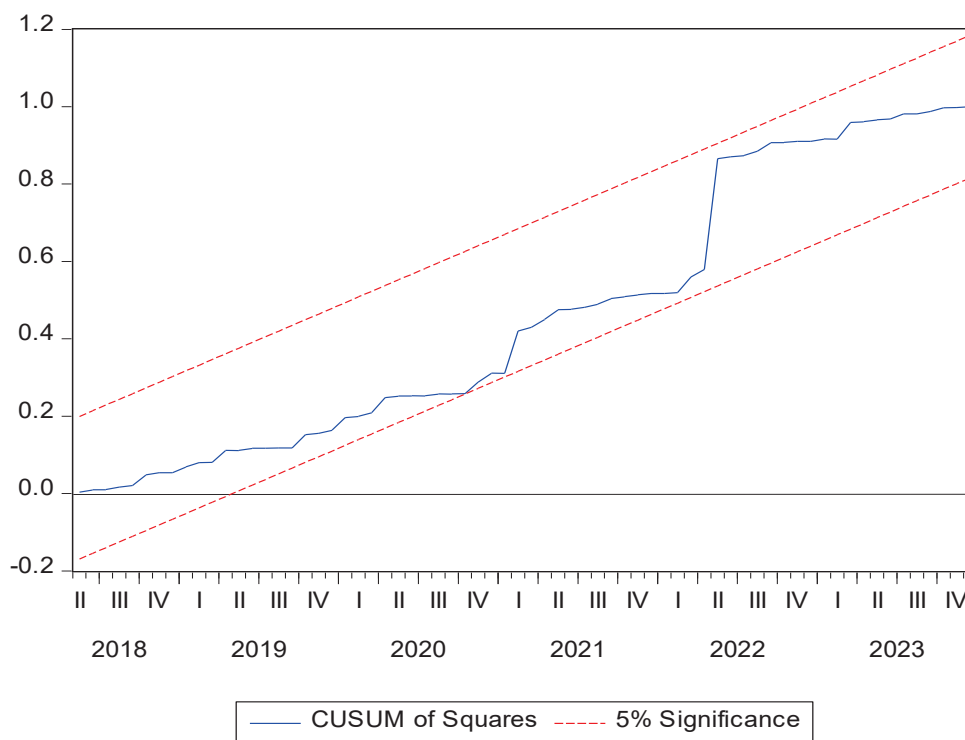
O desempenho do modelo em termos de ajuste foi elevado. O coeficiente de determinação ajustado ( $R^2$  ajustado) foi de 0,937, o maior entre todas as regiões analisadas, o que indica que o modelo explica cerca de 93,7% da variação observada na tarifa residencial. O critério de informação de Akaike foi de  $-4,70$ , o mais baixo entre as regiões, evidenciando o bom equilíbrio entre ajuste e parcimônia. A estatística de Durbin-Watson foi de 2,11, afastando o risco de autocorrelação serial nos resíduos. Os testes de estabilidade estrutural, CUSUM e CUSUMQ (Gráficos 11 e 12), indicaram que os coeficientes estimados se mantiveram estáveis ao longo da amostra, não havendo indícios de ruptura estrutural no período analisado.

**Gráfico 11 - Teste CUSUM – Região Sul**



Fonte: Elaborado pelo autor.

**Gráfico 12 - Teste CUSUM (Square) – Região Sul**



Fonte: Elaborado pelo autor.

A análise da Região Sul revela um padrão distinto, no qual os efeitos da geração distribuída sobre as tarifas se manifestam com maior clareza e intensidade. A significância estatística da GD em ambos os horizontes temporais sugere que o fenômeno da redistribuição de custos já se encontra consolidado na estrutura tarifária da região, refletindo uma trajetória mais avançada de transformação do setor elétrico. Esse comportamento apresenta paralelos com experiências internacionais, especialmente em regiões como a Alemanha e o estado da Califórnia (EUA), onde a difusão precoce da geração distribuída gerou impactos tarifários mensuráveis ainda nos estágios iniciais da transição energética (AUFFHAMMER e DONG, 2021; REIMER, 2018). Em ambos os casos, a continuidade do processo exigiu ajustes regulatórios para reequilibrar a sustentabilidade financeira das distribuidoras frente à nova composição da base de consumidores.

No caso brasileiro, a evidência empírica para o Sul sugere que, em contextos com infraestrutura mais densa, rede mais integrada e adesão elevada à GD, os efeitos redistributivos da geração distribuída já estão incorporados à dinâmica tarifária, tanto no curto quanto no longo prazo. Esses achados reforçam a importância de considerar o estágio de maturidade da GD nas análises regionais e sinalizam a necessidade de instrumentos regulatórios que acompanhem o avanço da descentralização da geração elétrica sem comprometer a viabilidade do sistema convencional.

#### 6.7.6 Comparação Regional dos Resultados

A presente subseção tem por objetivo sistematizar e comparar os principais resultados obtidos para as cinco grandes regiões brasileiras, com base nos modelos ARDL estimados individualmente para cada unidade geográfica. A comparação permite identificar regularidades empíricas associadas à expansão da geração distribuída e suas repercussões tarifárias, bem como destacar heterogeneidades vinculadas a características estruturais, climáticas, institucionais e econômicas regionais. A análise se concentra, prioritariamente, nos coeficientes de longo prazo da geração distribuída, nos mecanismos de ajuste (cointegração e termo de correção de erros), nos efeitos das variáveis macroeconômicas e no papel da temperatura como variável climática de controle.

Em primeiro lugar, é possível verificar que todas as regiões apresentaram evidências de cointegração entre a tarifa residencial de energia elétrica e as variáveis explicativas incluídas nos modelos. Em três casos (Nordeste, Sudeste e Sul), a estatística F do *Bound Test* superou diretamente o limite superior da banda crítica ao nível de 5%, permitindo conclusão direta

quanto à existência de cointegração. Nas regiões Norte e Centro-Oeste, o valor da estatística F situou-se entre os limites inferior e superior da banda crítica, caracterizando uma situação de indeterminação segundo a regra principal. Nesses casos, aplicou-se a regra complementar de decisão baseada na estatística t do termo de correção de erros (CointEq(-1)), conforme proposta por Banerjee *et al.* (1998), sendo possível confirmar a existência de cointegração em ambas as regiões. A Tabela 35 resume os resultados desses testes para cada uma das regiões, incluindo os critérios utilizados e a conclusão final.

**Tabela 35 – Testes de cointegração**

REGIÃO	F Test	Ecm T-1	Coint	L0	L1
Centro Oeste	3.17	-5.75	Sim*	2.17	3.21
Nordeste	4.51	-6.22	Sim	2.17	3.21
Norte	2.45	-4.56	Sim*	2.17	3.21
Sudeste	3.28	-5.81	Sim	2.17	3.21
Sul	3.40	-6.39	Sim	2.17	3.21

\*Cointegração verificada através dos valores críticos da tabela de Banerjee (1998)

**Fonte:** Elaborado pelo autor.

Quanto ao impacto da geração distribuída sobre as tarifas, observou-se sinal positivo em todos os coeficientes de longo prazo estimados. A significância estatística, no entanto, variou entre as regiões. No Sul, o coeficiente foi significativo tanto no longo quanto no curto prazo, indicando que os efeitos da GD se manifestam de forma contínua e consolidada. O Nordeste apresentou o maior coeficiente de longo prazo, com significância elevada, o que pode indicar maior sensibilidade do sistema tarifário ao deslocamento da base de arrecadação. O Sudeste e o Centro-Oeste apresentaram coeficientes positivos, mas com significância marginal (nível de 10%) e ausência de significância no curto prazo, o que sugere um repasse tarifário mais amortecido. No Norte, o coeficiente foi positivo e significativo, reforçando a hipótese de que mesmo em estágios iniciais da GD, os efeitos redistributivos já se fazem presentes (GAJJAR *et al.* 2019). A Tabela 36 apresenta os sinais dos coeficientes de longo prazo da variável GD para cada região.

**Tabela 36 – Sinal do coeficiente de LP**

Região	Pos	Neg	Não Afetado
Centro Oeste	X	-	-
Nordeste	X	-	-
Norte	X	-	-
Sudeste	X	-	-
Sul	X	-	-

**Fonte:** Elaborado pelo autor.

As velocidades de ajuste ao equilíbrio, capturadas pelos coeficientes do termo de correção de erros (CointEq(-1)), também apresentaram heterogeneidade regional. A maior velocidade foi observada no Centro-Oeste (-0,4095), indicando que 41% do desvio em relação ao equilíbrio é corrigido a cada período. No Sudeste (-0,2357) e Nordeste (-0,2109), os ajustes foram intermediários, enquanto o Sul apresentou a menor velocidade (-0,1666). O Norte, com coeficiente de -0,2854, apresentou recomposição relativamente rápida. Essas diferenças podem refletir tanto o grau de maturidade da GD quanto aspectos institucionais e operacionais dos sistemas regionais.

As variáveis macroeconômicas exerceram efeitos mais expressivos nas regiões Sudeste e Sul. O IPCA foi estatisticamente significativo no curto prazo em ambas as regiões, com coeficientes positivos, refletindo repasses inflacionários nos reajustes tarifários. A taxa de câmbio apresentou significância com defasagens em diversas regiões, com destaque para o Sudeste e Sul, onde a estrutura tarifária possui maior exposição a insumos indexados ao dólar. O consumo de energia per capita foi particularmente relevante na Região Sul, com coeficiente positivo e altamente significativo no curto prazo, indicando que aumentos na demanda exercem pressão sobre o custo da energia entregue.

A variável temperatura apresentou relevância significativa apenas na Região Sul, tanto no curto quanto no longo prazo, com sinal negativo. Esse padrão é coerente com a sazonalidade térmica da região e com a relação entre temperatura, consumo e eficiência da geração solar. A literatura recente reforça esse achado. Ballina e Go (2025) e Alomar *et al.* (2025) mostram que temperaturas elevadas reduzem a eficiência de sistemas fotovoltaicos, elevando o custo unitário da energia gerada. Wang *et al.* (2025) identificam forte correlação entre temperatura externa e consumo de eletricidade em regiões com perfis climáticos semelhantes ao Sul do Brasil. Fasihi (2025) argumenta que a temperatura é um determinante do custo marginal de geração em diferentes contextos energéticos, enquanto Guarino *et al.* (2025) associam elevação térmica urbana a picos de consumo e pressões tarifárias localizadas. Esses estudos sustentam a inclusão da variável climática nos modelos e reforçam a necessidade de políticas tarifárias regionais sensíveis à estrutura climática.

Os resultados indicam que a expansão da geração distribuída está associada a pressões positivas sobre as tarifas em todas as regiões, com diferenças quanto à intensidade e ao horizonte temporal dos efeitos. A presença de cointegração é observada em todos os modelos estimados, com mecanismos de ajuste que variam conforme o contexto regional. As regiões Sul e Nordeste apresentam efeitos mais intensos associados à GD, enquanto Sudeste e Centro-Oeste exibem respostas mais moderadas. A região Norte, embora em estágio menos avançado de

adoção, já apresenta evidências estatísticas de repasse tarifário. A comparação regional sugere que, apesar da existência de um padrão comum de impacto, suas manifestações dependem de características estruturais, institucionais e climáticas específicas de cada região.

## 6.8 Conclusão

Este exercício empírico analisou a relação entre a expansão da geração distribuída (GD) e o comportamento da tarifa residencial de energia elétrica no Brasil, por meio da estimação de modelos ARDL regionais com dados mensais desagregados para as cinco grandes regiões do país no período de 2016 a 2023. A especificação econométrica adotada permitiu distinguir efeitos de curto e de longo prazo, bem como examinar a existência de relações de cointegração entre as variáveis, com foco nos efeitos associados à expansão da GD sobre os consumidores que permanecem conectados à rede convencional.

Os resultados obtidos indicam que há evidência empírica da existência de relação de longo prazo entre a difusão da GD e a trajetória da tarifa residencial nas cinco regiões analisadas. Em todos os casos, foi identificada cointegração entre a tarifa e o conjunto de variáveis explicativas, com significância estatística robusta para o termo de correção de erros. Esse resultado sugere que a tarifa converge ao equilíbrio após choques exógenos, o que valida a utilização da estrutura ARDL e possibilita a interpretação dos coeficientes de longo prazo. Em termos gerais, a variável GD apresentou coeficientes positivos em todas as regiões no longo prazo, ainda que com intensidades distintas e com significância estatística variando entre marginal e elevada.

A Região Sul foi a única em que os efeitos da GD foram estatisticamente significativos tanto no curto quanto no longo prazo, com elasticidade de longo prazo estimada em 0,0326. Essa simultaneidade sugere que a redistribuição de custos decorrente da redução da base de consumidores integralmente faturados já se encontra incorporada à dinâmica tarifária da região. O padrão observado é compatível com uma fase mais avançada do processo de transição energética via geração descentralizada, na qual o impacto da GD já se manifesta de maneira recorrente e consolidada. A estrutura da região, caracterizada por alta densidade de rede, elevada penetração da GD e maturidade institucional das concessionárias, pode explicar a rapidez com que esses efeitos são absorvidos pela formação tarifária.

Na Região Centro-Oeste, identificou-se significância estatística no curto prazo, com coeficiente de longo prazo positivo, mas de significância marginal. O coeficiente de correção de erros foi o mais elevado entre as regiões, com cerca de 41% do desvio em relação ao

equilíbrio corrigido a cada período, o que sugere uma estrutura tarifária responsiva. Esse resultado é compatível com uma fase intermediária de transição, em que os efeitos tarifários da GD já se manifestam, mas ainda não se estabilizaram em padrões estruturais persistentes. A Região Nordeste, por sua vez, apresentou elasticidade de longo prazo maior que a do Sul e do Sudeste, com efeito positivo e significativo, mas ausência de impacto de curto prazo. A GD na região parece operar por meio de um mecanismo de repasse cumulativo e gradual, refletido na trajetória da tarifa ao longo do tempo. A estrutura socioeconômica da região, combinada à rápida expansão da GD residencial nos últimos anos, pode contribuir para explicar esse padrão.

Na Região Norte, os efeitos de longo prazo foram significativos e positivos, ainda que com menor magnitude relativa. Não houve significância estatística no curto prazo. O modelo indicou velocidade de ajuste elevada e estabilidade estrutural ao longo da amostra, sugerindo que os efeitos redistributivos da GD já são capturados pelo sistema tarifário regional, mesmo em um contexto de menor penetração tecnológica. A Região Sudeste apresentou elasticidade de longo prazo positiva e marginalmente significativa, sem efeito significativo no curto prazo. O modelo indicou maior sensibilidade às variáveis macroeconômicas, como IPCA e taxa de câmbio, do que às variações imediatas da GD. Esse comportamento é compatível com a estrutura de um sistema de grande escala, com redes mais integradas e mecanismos regulatórios mais consolidados, nos quais os efeitos da GD são amortecidos no curto prazo, mas se acumulam gradualmente ao longo do tempo.

A comparação entre regiões revela padrões distintos de sensibilidade da tarifa à expansão da geração distribuída. A presença de efeitos apenas no longo prazo em algumas regiões, e no curto prazo em outras, sugere que a dinâmica de repasse tarifário associado à GD não é homogênea no território nacional. Diferenças institucionais, operacionais, climáticas e de perfil da base de consumidores podem explicar essa heterogeneidade. Regiões com maior penetração da GD, como o Sul, já apresentam evidências consolidadas de incorporação desses efeitos à estrutura tarifária. Em regiões com menor densidade de rede ou menor maturidade regulatória, os impactos aparecem com defasagem ou ainda estão em fase de consolidação.

Os resultados empíricos são compatíveis com a hipótese teórica de que a difusão da GD impõe pressões ascendentes sobre as tarifas dos consumidores remanescentes na rede convencional, ao redistribuir os custos fixos sobre uma base arrecadatória em redução. Embora o modelo não tenha sido construído para identificar causalidade estrita, os achados indicam que, na média regional, há uma associação estatisticamente significativa entre o crescimento da GD e a elevação das tarifas, especialmente no longo prazo. A presença de cointegração em todas as regiões, acompanhada de coeficientes positivos para a GD, corrobora o argumento de que a

expansão da geração descentralizada afeta a sustentabilidade econômica das distribuidoras em sua configuração atual, em linha com o que discute Gajjar *et al.* (2019) ao analisar os impactos da compensação integral sobre a alocação dos custos do sistema e os repasses assimétricos aos consumidores não adotantes.

A análise regionalizada permitiu identificar que a magnitude, a significância e o horizonte temporal dos efeitos da GD sobre as tarifas são influenciados por características específicas de cada região. Essas evidências reforçam a importância de análises desagregadas para a compreensão dos impactos econômicos da transição energética, bem como para a avaliação da evolução do setor elétrico frente à adoção crescente de tecnologias descentralizadas. A presença de instabilidade estrutural a partir de 2022 na Região Sudeste, coincidente com a entrada em vigor da Lei nº 14.300/2022, sugere que mudanças institucionais recentes podem estar alterando os padrões anteriormente estabelecidos, o que justifica o acompanhamento contínuo dos dados em futuras atualizações do modelo.

Os resultados indicam uma associação entre a expansão da geração distribuída no Brasil e a elevação das tarifas de energia elétrica no mercado residencial, com diferenças nos mecanismos de transmissão entre as regiões. As estimativas mostram que, mesmo em estágios distintos de difusão da GD, observam-se sinais de redistribuição de custos em todas as regiões analisadas, fenômeno discutido na literatura como um dos efeitos associados à compensação tarifária integral (Gajjar *et al.*, 2019). Esse tipo de arranjo está relacionado à transferência de encargos fixos para consumidores que permanecem dependentes da rede convencional, com implicações para a equidade e para a estrutura tarifária. Evidências apresentadas por Abdi *et al.* (2013) também apontam que a expansão da geração descentralizada pode afetar a sustentabilidade financeira das distribuidoras, especialmente em ambientes regulatórios que não incorporam mecanismos de compensação. Nesse sentido, os resultados obtidos permitem situar o caso brasileiro no debate empírico sobre os efeitos estruturais da difusão da geração distribuída no setor elétrico.

## **7 APLICAÇÃO III – IMPACTO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA SOBRE A RECEITA DAS DISTRIBUIDORAS: UMA ANÁLISE EM PAINEL**

Este exercício investiga o impacto da geração distribuída (GD) sobre a receita das distribuidoras de energia elétrica no Brasil, utilizando uma base de dados em painel com frequência mensal. A variável dependente corresponde à receita real das distribuidoras, enquanto a principal variável explicativa é o número de unidades de GD conectadas à rede, agregadas mensalmente. Adicionalmente, são incluídas variáveis de controle como o número de unidades consumidoras cativas e a tarifa média efetivamente praticada. O objetivo é mensurar a relação empírica entre a difusão da geração descentralizada e a arrecadação das distribuidoras, avaliando se a expansão da GD está associada a pressões sobre a sustentabilidade financeira dessas empresas ao longo do tempo.

A motivação central deste exercício reside na hipótese de que a expansão da GD possa desencadear um processo de perda de receita progressiva por parte das distribuidoras, à medida que consumidores passam a autoproduzir parte ou a totalidade de sua energia. Essa dinâmica, caso não seja compensada por mecanismos regulatórios ou ajustes tarifários, pode dar origem a um ciclo de retroalimentação negativa conhecido como “espiral da morte” (ATHAWALE e FELDER, 2016; BARAZESH et al., 2019; CASTAÑEDA et al., 2017; MEEHAN, 2015). Nesse processo, a redução da base arrecadatória pressiona aumentos tarifários, que, por sua vez, incentivam a adoção adicional de geração própria, aprofundando o desequilíbrio econômico do sistema. Embora amplamente discutido na literatura internacional (LAWS et al., 2017; MUAFA et al., 2017; RASKIN, 2014), esse fenômeno ainda carece de evidência empírica sistemática no contexto brasileiro.

A estratégia empírica baseia-se em um painel com unidade de observação correspondente a cada distribuidora atuante no Sistema Interligado Nacional (SIN), no período de janeiro de 2016 a dezembro de 2023. A análise parte de uma especificação dinâmica estimada por meio do estimador System GMM, que permite incorporar a persistência temporal da receita e tratar potenciais problemas de endogeneidade nas variáveis explicativas.

A receita das distribuidoras apresenta elevada inércia ao longo do tempo, ao passo que a expansão da geração distribuída pode ser endógena, seja por simultaneidade, seja por fatores não observados que afetam conjuntamente a adoção da tecnologia e a arrecadação das empresas. Além disso, o impacto da GD sobre a receita não ocorre necessariamente de forma contemporânea, podendo manifestar-se com defasagem, dada a dinâmica entre instalação, conexão à rede e faturamento.

Nesse contexto, a utilização do System GMM possibilita a obtenção de estimativas consistentes mesmo na presença de regressoras endógenas e de dependência temporal da variável dependente, sendo particularmente adequada para painéis com grande número de unidades e dimensão temporal moderada.

A análise investiga a relação entre a expansão da geração distribuída e a evolução da receita das distribuidoras, avaliando se o crescimento da GD está associado a variações estatisticamente significativas na arrecadação dessas empresas e se esse efeito ocorre de forma contemporânea ou com defasagem temporal.

Adicionalmente, são estimadas especificações regionais, com o intuito de capturar possíveis heterogeneidades no impacto da geração distribuída entre diferentes áreas do país. Essa etapa permite avaliar se a relação entre GD e receita varia conforme características estruturais das regiões, como nível de renda, irradiação solar, perfil da base de consumidores e estágio de difusão da tecnologia. A identificação de uma relação negativa, especialmente quando consistente em especificações dinâmicas, pode ser interpretada, à luz da literatura, como evidência compatível com um processo de redistribuição dos custos do sistema elétrico entre consumidores.

## **7.1 Metodologia**

### **7.1.1 Estrutura empírica**

A análise empírica deste exercício baseia-se em uma especificação log-log estimada a partir de dados em painel com frequência mensal. A unidade de observação corresponde a cada distribuidora de energia elétrica atuante no Sistema Interligado Nacional (SIN), no período de janeiro de 2016 a dezembro de 2023.

A variável dependente é a receita mensal das distribuidoras, deflacionada pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), de modo a permitir a interpretação dos resultados em termos reais. As variáveis explicativas incluem o número de unidades de geração distribuída conectadas à rede, o número de unidades consumidoras cativas e a tarifa média praticada pelas distribuidoras, todas expressas em logaritmos naturais.

A relação funcional básica pode ser representada por:

$$\log(\text{receita}_{it}) = \beta_1 \log(GD_{it}) + \beta_2 \log(\text{consumidores}_{it}) + \beta_3 \log(\text{tarifa}_{it}) + u_{it} \quad (35)$$

em que  $i$  denota a distribuidora e  $t$  o período de tempo. A transformação logarítmica das variáveis permite interpretar os coeficientes estimados como elasticidades, de modo que cada parâmetro representa a variação percentual média da receita associada a uma variação de 1% na variável explicativa correspondente.

A variável de geração distribuída é utilizada como proxy da difusão da autoprodução de energia, capturando o potencial efeito de substituição do consumo proveniente da rede convencional. O número de unidades consumidoras cativas, por sua vez, controla a evolução da base de clientes atendidos pelas distribuidoras, enquanto a tarifa média incorpora o efeito direto de variações de preço sobre a arrecadação.

Essa especificação constitui o ponto de partida da análise empírica, permitindo examinar a associação entre a expansão da geração distribuída e a receita das distribuidoras em um arcabouço estático. Na sequência, discutem-se as limitações dessa abordagem e a necessidade de incorporar elementos adicionais à modelagem.

### 7.1.2 Limitações da abordagem estática

A especificação estática apresenta limitações neste contexto, especialmente no que se refere à dinâmica da variável dependente e à possível endogeneidade das variáveis explicativas.

A receita das distribuidoras apresenta elevada persistência temporal, refletindo a inércia da base de consumidores e a estrutura tarifária do setor elétrico. Em modelos com dados em painel, a omissão dessa dinâmica pode afetar a especificação do modelo, na medida em que a variável dependente corrente pode depender de seus próprios valores passados. A inclusão de termos defasados da variável dependente em modelos com efeitos fixos está associada à ocorrência do viés de Nickell em painéis com dimensão temporal finita (NICKELL, 1981).

Além disso, a variável de geração distribuída pode ser endógena. A simultaneidade entre receita e adoção de GD, bem como a presença de fatores não observados, pode ocorrer por meio de canais como alterações tarifárias, condições econômicas locais, características socioeconômicas das áreas de concessão, incentivos regulatórios e condições climáticas, afetando conjuntamente a difusão da GD e a arrecadação das distribuidoras, configurando um problema de variável omitida.

Outro ponto refere-se à temporalidade do efeito da geração distribuída sobre a receita. A instalação de novas unidades de GD não implica impacto imediato sobre o faturamento, dado o intervalo entre conexão à rede, compensação de energia e registro contábil desse efeito. Nesse contexto, a especificação estritamente contemporânea da relação entre as variáveis pode não refletir adequadamente a dinâmica do processo.

Essas limitações indicam que a especificação estática não trata simultaneamente de forma adequada a endogeneidade das variáveis explicativas e a dinâmica temporal da receita. Nesses casos, a utilização de estimadores para painéis dinâmicos baseados no método dos momentos generalizados (GMM) constitui uma abordagem adequada nesse contexto (ARELLANO; BOND, 1991; BLUNDELL; BOND, 1998).

### 7.1.3 Especificação dinâmica do modelo

A incorporação da dinâmica temporal à especificação empírica decorre diretamente das limitações discutidas na seção anterior, em particular da elevada persistência da receita das distribuidoras ao longo do tempo. Esse comportamento reflete a inércia associada à base de consumidores, à estrutura tarifária e aos mecanismos de faturamento, sugerindo que o nível corrente de arrecadação depende, ao menos parcialmente, de seus valores passados.

Diante disso, a equação empírica é estendida para uma forma dinâmica, incorporando a defasagem da variável dependente:

$$\begin{aligned} \log(\text{receita}_{it}) = & \alpha \log(\text{receita}_{i,t-1}) + \beta_1 \log(\text{GD}_{it}) + \\ & + \beta_2 \log(\text{consumidores}_{it}) + \beta_3 \log(\text{tarifa}_{it}) + \mu_i + \varepsilon_{it} \end{aligned} \quad (36)$$

em que  $\mu_i$  representa os efeitos específicos não observados das distribuidoras e  $\varepsilon_{it}$  é o termo de erro idiossincrático.

A inclusão de  $\log(\text{receita}_{i,t-1})$  permite capturar explicitamente a dependência temporal da variável dependente, evitando problemas de especificação decorrentes da omissão dessa dinâmica. Além disso, essa estrutura é consistente com a hipótese de que o impacto da geração distribuída sobre a receita não se materializa de forma contemporânea, dado o intervalo entre a instalação das unidades, sua efetiva conexão à rede e o registro do efeito no faturamento.

Do ponto de vista econométrico, entretanto, a presença da variável dependente defasada introduz uma fonte adicional de endogeneidade. Em modelos com efeitos fixos, o termo

$\log(\text{receita}_{i,t-1})$  torna-se correlacionado com o erro transformado, dado que a defasagem da variável dependente incorpora componentes do erro passado. Esse problema implica a inconsistência do estimador de efeitos fixos em painéis com dimensão temporal finita, conforme demonstrado por viés de Nickell (NICKELL, 1981).

Além disso, a variável de geração distribuída pode ser endógena. Essa endogeneidade pode decorrer tanto de simultaneidade — por exemplo, alterações tarifárias ou condições econômicas locais que afetam simultaneamente a receita e a adoção de GD — quanto da omissão de fatores não observados, como características socioeconômicas ou institucionais das áreas de concessão, que influenciam conjuntamente as duas variáveis. Esse tipo de problema é recorrente em modelos aplicados com dados em painel, especialmente quando se analisam processos de difusão tecnológica (BOND; HOEFFLER; TEMPLE, 2001).

Nesse contexto, a especificação dinâmica torna a modelagem mais consistente com o processo gerador dos dados e indica limitações de estimadores baseados em exogeneidade estrita. Como destacado por BOND, HOEFFLER e TEMPLE (2001), a presença simultânea de dependência temporal, variáveis endógenas e efeitos fixos não observados requer a utilização de métodos de estimação capazes de lidar com essas características de forma conjunta.

Dessa forma, a modelagem proposta requer a adoção de um estimador consistente para painéis dinâmicos, capaz de tratar a endogeneidade das regressoras e a correlação entre a variável dependente defasada e o termo de erro. Nesse contexto, o Método dos Momentos Generalizados (GMM), conforme desenvolvido por Manuel Arellano e Stephen Bond (1991) e posteriormente estendido por Richard Blundell e Stephen Bond (1998), constitui uma abordagem adequada para a estimação do modelo dinâmico especificado.

Na implementação empírica do estimador GMM, foram tratadas como potencialmente endógenas tanto a variável dependente defasada  $\log(\text{receita}_{i,t-1})$ , quanto a variável de geração distribuída. Essa escolha decorre do fato de que a relação entre receita e GD pode ser marcada por simultaneidade, uma vez que a expansão da geração distribuída pode afetar a arrecadação das distribuidoras, ao mesmo tempo em que condições econômicas e tarifárias associadas à receita também podem influenciar a adoção dessa tecnologia. Para lidar com esse problema, ambas as variáveis foram instrumentadas por defasagens em nível, no intervalo entre dois e três períodos, utilizadas como instrumentos internos no bloco GMM, com a opção *collapse*, de modo a conter a proliferação de instrumentos. Por sua vez, as variáveis de controle relativas ao número de unidades consumidoras e à tarifa média foram tratadas como exógenas e incluídas no bloco de instrumentos convencionais. Com isso, a estratégia de estimação busca

tratar conjuntamente a persistência temporal da receita, a heterogeneidade não observada entre distribuidoras e a possível endogeneidade da geração distribuída.

#### 7.1.4 Estimador GMM em primeiras diferenças

A partir da especificação dinâmica apresentada, a estimação do modelo requer a utilização de instrumentos válidos para lidar com a endogeneidade da variável dependente defasada e das regressoras potencialmente endógenas. Nesse contexto, o estimador GMM em primeiras diferenças, proposto por Manuel Arellano e Stephen Bond (1991), constitui o ponto de partida para a estimação de modelos dinâmicos em painel.

A estratégia consiste em eliminar os efeitos fixos por meio da diferenciação da equação em níveis, obtendo-se:

$$\begin{aligned} \Delta \log(\text{receita}_{it}) = & \alpha \Delta \log(\text{receita}_{i,t-1}) + \beta_1 \Delta \log(GD_{it}) + \\ & + \beta_2 \Delta \log(\text{consumidores}_{it}) + \beta_3 \Delta \log(\text{tarifa}_{it}) + \Delta \varepsilon_{it} \end{aligned} \quad (37)$$

Essa transformação remove o termo  $\mu_i$ , mas introduz correlação entre  $\Delta \log(\text{receita}_{i,t-1})$  e  $\Delta \varepsilon_{it}$ , uma vez que ambos compartilham o componente  $\varepsilon_{i,t-1}$ . Como consequência, a estimação por mínimos quadrados ordinários permanece inconsistente, sendo necessária a utilização de variáveis instrumentais.

Sob a hipótese de que o termo de erro em níveis não apresenta autocorrelação serial, isto é,

$$E[\varepsilon_{it}\varepsilon_{is}] = 0 \quad \text{para } t \neq s, \quad (38)$$

defasagens da variável dependente em níveis podem ser utilizadas como instrumentos válidos para a equação em diferenças. Em particular, para  $t \geq 3$ , obtêm-se condições de momento do tipo:

$$E[\log(\text{receita}_{i,t-s}) \cdot \Delta \varepsilon_{it}] = 0, \quad s \geq 2 \quad (39)$$

Essas condições implicam que valores passados da variável dependente, defasados em dois períodos ou mais, são ortogonais ao termo de erro em diferenças, podendo ser utilizados como instrumentos para  $\Delta \log(\text{receita}_{i,t-1})$ .

De forma análoga, para variáveis explicativas potencialmente endógenas, como a geração distribuída, são obtidas condições adicionais de momento:

$$E[\log(GD_{i,t-s}) \cdot \Delta \varepsilon_{it}] = 0, \quad s \geq 2 \quad (40)$$

o que permite utilizar suas próprias defasagens como instrumentos. Essa estrutura é particularmente relevante no presente contexto, dado que a difusão da geração distribuída pode responder a fatores contemporâneos que também afetam a receita das distribuidoras.

A combinação dessas condições de momento define o conjunto de instrumentos utilizado na estimação GMM em primeiras diferenças. Em termos matriciais, esse conjunto pode ser representado por uma matriz de instrumentos formada por defasagens das variáveis em nível, conforme formalizado em BOND, HOEFFLER e TEMPLE (2001).

Essa abordagem permite obter estimativas consistentes na presença de regressoras endógenas e de efeitos fixos não observados, desde que as condições de momento sejam válidas. O método também permite lidar com diferentes fontes de endogeneidade, desde que instrumentos adequados estejam disponíveis.

Apesar dessas propriedades, o estimador em primeiras diferenças apresenta limitações importantes em aplicações empíricas. Em particular, quando as séries são altamente persistentes — como é o caso da receita das distribuidoras — as defasagens em nível tendem a apresentar baixa correlação com as variáveis em diferenças. Nessa situação, os instrumentos tornam-se pouco informativos, o que pode gerar estimativas com viés em amostras finitas e baixa precisão (BLUNDELL; BOND, 1998; BOND; HOEFFLER; TEMPLE, 2001).

Esse problema de instrumentos fracos é recorrente em modelos dinâmicos aplicados a séries econômicas persistentes e constitui uma limitação relevante do estimador GMM em primeiras diferenças. Quando as variáveis apresentam elevada persistência e o número de períodos é limitado, as defasagens em nível podem não fornecer informação suficiente para a identificação dos parâmetros de interesse.

Diante dessas limitações, torna-se pertinente considerar estimadores alternativos que explorem informações adicionais disponíveis nos dados e que apresentem melhor desempenho

em contextos de alta persistência. Nesse sentido, o estimador System GMM constitui uma extensão natural da abordagem em diferenças, sendo apresentado na seção seguinte.

#### 7.1.5 Testes de autocorrelação serial e validade dos instrumentos

A consistência do estimador GMM em primeiras diferenças depende de hipóteses específicas sobre a estrutura do termo de erro. Em particular, assume-se que o erro em níveis  $\varepsilon_{it}$  não apresenta autocorrelação serial, o que implica restrições sobre o comportamento do erro transformado  $\Delta\varepsilon_{it}$ .

Após a diferenciação, os resíduos apresentam autocorrelação de primeira ordem, uma vez que:

$$\Delta\varepsilon_{it} = \varepsilon_{it} - \varepsilon_{i,t-1} \quad (41)$$

compartilha o termo  $\varepsilon_{i,t-1}$  entre períodos consecutivos. Dessa forma, a presença de autocorrelação de primeira ordem nos resíduos em diferenças não indica má especificação do modelo.

Por outro lado, a ausência de autocorrelação de segunda ordem constitui condição necessária para a validade dos instrumentos utilizados. Em termos formais, requer-se que:

$$E[\Delta\varepsilon_{it} \cdot \Delta\varepsilon_{i,t-2}] = 0 \quad (42)$$

A violação dessa condição implicaria que as defasagens da variável dependente em nível, utilizadas como instrumentos, estariam correlacionadas com o termo de erro, comprometendo a consistência do estimador.

Para verificar essas condições, utilizam-se os testes de autocorrelação serial propostos por Arellano e Bond (1991). O teste AR(1) avalia a presença de autocorrelação de primeira ordem nos resíduos em diferenças, enquanto o teste AR(2) verifica a presença de autocorrelação de segunda ordem.

Em modelos corretamente especificados, espera-se rejeitar a hipótese nula de ausência de autocorrelação no teste AR(1), mas não rejeitar no teste AR(2). A rejeição da hipótese nula no teste AR(2) indica violação das condições de momento e invalida o conjunto de instrumentos utilizados.

Adicionalmente, a validade global dos instrumentos é avaliada por meio de testes de restrições sobreidentificadas, como os testes de Sargan ou Hansen, cuja hipótese nula estabelece que os instrumentos são exógenos. Esses testes complementam a análise dos testes de autocorrelação, avaliando a adequação do conjunto instrumental empregado na estimação.

Esses procedimentos permitem avaliar a consistência do estimador GMM em primeiras diferenças e a validade das condições de momento subjacentes à estimação.

#### 7.1.6 Estimador System GMM

Apesar da consistência assintótica do estimador GMM em primeiras diferenças, sua aplicação pode ser limitada em contextos nos quais as variáveis apresentam elevada persistência temporal. Nesses casos, as defasagens em nível utilizadas como instrumentos tendem a ser fracamente correlacionadas com as variáveis em diferenças, reduzindo a qualidade do conjunto instrumental e a precisão das estimativas. Esse problema é amplamente documentado na literatura de painéis dinâmicos, especialmente em aplicações com número reduzido de períodos e séries altamente persistentes (BLUNDELL; BOND, 1998; BOND; HOFFLER; TEMPLE, 2001).

No contexto deste exercício, essa limitação é particularmente relevante, uma vez que a receita das distribuidoras apresenta forte inércia ao longo do tempo. Nessas condições, a utilização exclusiva do estimador em primeiras diferenças pode resultar em instrumentos pouco informativos, o que justifica a utilização de uma abordagem alternativa.

Como extensão do estimador em diferenças, utiliza-se o estimador System GMM, proposto por Manuel Arellano e Olympia Bover (1995) e desenvolvido por Richard Blundell e Stephen Bond (1998). Essa abordagem consiste na estimação conjunta de um sistema de equações em diferenças e em níveis, explorando um conjunto ampliado de condições de momento.

Além das condições de momento utilizadas no estimador em diferenças, o System GMM incorpora restrições adicionais associadas às equações em nível. Sob a hipótese de que as primeiras diferenças das variáveis são ortogonais aos efeitos fixos, obtêm-se condições de momento do tipo:

$$E[\Delta \log(\text{receita}_{i,t-1}) \cdot (\mu_i + \varepsilon_{it})] = 0 \quad (43)$$

e, para variáveis explicativas potencialmente endógenas:

$$E[\Delta \log(GD_{i,t-1}) \cdot (\mu_i + \varepsilon_{it})] = 0 \quad (44)$$

Essas condições permitem utilizar defasagens em diferenças como instrumentos para as equações em nível, complementando o conjunto de instrumentos baseado em defasagens em nível utilizado nas equações em diferenças.

A combinação dessas duas fontes de informação, equações em diferenças instrumentadas por níveis defasados e equações em nível instrumentadas por diferenças defasadas, resulta em um estimador mais eficiente e menos afetado por problemas de instrumentos fracos. Evidências na literatura indicam que o System GMM apresenta melhor desempenho em amostras finitas quando comparado ao estimador em primeiras diferenças, especialmente em situações nas quais as séries são altamente persistentes.

Do ponto de vista empírico, a validade dos instrumentos adicionais utilizados no System GMM pode ser avaliada por meio de testes de restrições sobreidentificadas, bem como por testes de diferença de Hansen que comparam os conjuntos de instrumentos utilizados nas equações em diferenças e em níveis (ARELLANO; BOND, 1991; BLUNDELL; BOND, 1998).

A adoção do System GMM permite explorar a estrutura dos dados em painel, tratando simultaneamente a endogeneidade das variáveis explicativas, a presença de efeitos fixos não observados e a persistência temporal da variável dependente. Dessa forma, o estimador mostra-se adequado para a análise proposta, no qual a dinâmica da receita e a difusão da geração distribuída são incorporadas à análise empírica.

## 7.2 Base de dados

Para a realização do terceiro exercício empírico desta tese, foi construída uma base de dados em painel com frequência mensal. Para o conjunto do Brasil, o período analisado compreende janeiro de 2016 a dezembro de 2023. Para as estimações regionais, optou-se por restringir a amostra ao intervalo de janeiro de 2019 a dezembro de 2023, de modo a reduzir a dimensão temporal do painel e tornar mais adequada a relação entre o número de períodos e o número de unidades em cada subamostra.

A unidade de observação adotada é a distribuidora de energia elétrica, considerando individualmente cada empresa autorizada a operar no Sistema Interligado Nacional (SIN) e para a qual existam dados disponíveis de forma contínua durante o período de análise (ANEEL, 2024). A escolha dessa unidade de análise permite capturar a heterogeneidade entre agentes do

setor, incorporando diferenças operacionais, territoriais e regulatórias no impacto da geração distribuída sobre as receitas do setor de distribuição.

A variável dependente do modelo é a receita mensal total das distribuidoras, deflacionada pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) do subitem “energia elétrica residencial” (código 2.1), divulgado pelo IBGE. A opção por esse deflator específico visa eliminar os efeitos de inflação setorial e permitir a análise em termos reais da evolução da receita das empresas. Os dados de receita foram obtidos a partir dos relatórios mensais disponibilizados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), padronizados em valores constantes de dezembro de 2023.

Três variáveis explicativas compõem o modelo. A primeira é o número de unidades de geração distribuída (GD) conectadas à rede da distribuidora, com base na “Relação de empreendimentos de Mini e Micro Geração Distribuída”, disponibilizada pela ANEEL. Foram extraídas todas as instalações com localização identificável por área de concessão, agregadas mensalmente para cada distribuidora. A inclusão dessa variável busca mensurar o impacto da expansão da GD sobre a receita da distribuidora, considerando que, à medida que unidades consumidoras passam a gerar parte ou toda sua energia, a receita auferida pelas concessionárias tende a ser reduzida.

A segunda variável explicativa é o número de unidades consumidoras cativas atendidas por cada distribuidora, também disponibilizada pela ANEEL. De acordo com a regulamentação vigente, consumidores cativos são aqueles vinculados ao ambiente de contratação regulado (ACR), com tarifas estabelecidas pela agência reguladora. A inclusão dessa variável permite controlar a base de clientes efetivamente atendida em cada período, isolando variações na receita associadas a mudanças no número total de consumidores.

A terceira variável explicativa é a tarifa média mensal praticada pela distribuidora, também deflacionada pelo IPCA específico de energia elétrica. A tarifa média foi calculada com base nos dados divulgados pela ANEEL e corresponde ao valor médio efetivamente cobrado por unidade de energia fornecida, refletindo o mix tarifário entre diferentes classes de consumo. Essa variável captura o efeito direto de variações tarifárias sobre a receita total.

A base de dados passou por processo de padronização, com correção de nomes e códigos das distribuidoras, harmonização de fusões ou desmembramentos e exclusão de observações com dados incompletos. Para o painel agregado do Brasil, a estimação foi realizada com 108 distribuidoras ao longo de 96 períodos mensais. Nas estimações regionais, a amostra foi restringida ao intervalo de 2019 a 2023, totalizando 60 períodos, com 59 distribuidoras na região Sul, 28 no Sudeste e 20 no agrupamento Norte, Nordeste e Centro-Oeste. Essa restrição

temporal buscou mitigar a relação menos favorável entre a dimensão temporal do painel e o número de grupos nas subamostras regionais.

Essa decisão está diretamente relacionada às propriedades dos estimadores em painel dinâmico. Conforme argumenta Roodman (2009):

Simply by being numerous, instruments can overfit instrumented variables, failing to expunge their endogenous components and biasing coefficient estimates towards those from non-instrumenting estimators. In fact, in finite samples, instruments essentially never have sample correlation coefficients with the endogenous components of instrumented variables that are exactly 0, because of sampling variability. As a result, there is always some bias in the direction of OLS or generalized least squares (GLS). (ROODMAN, 2009)

Como esse problema se intensifica à medida que aumenta a dimensão temporal do painel, o crescimento do número de instrumentos pode comprometer a validade dos testes de sobreidentificação e a consistência das estimativas. Por isso, nas estimações regionais, optou-se por reduzir o horizonte temporal, restringir as defasagens utilizadas como instrumentos e empregar a opção collapse, de modo a conter a proliferação instrumental. Em todas as especificações, o número de instrumentos foi mantido inferior ao número de grupos, como forma de preservar maior parcimônia na estimação e reduzir os riscos associados ao excesso de instrumentos. Ainda assim, nas subamostras regionais, os resultados devem ser interpretados à luz do menor número de distribuidoras em comparação ao painel agregado.

Com isso, buscou-se conferir maior robustez às estimações e maior adequação às especificações adotadas. A estrutura da base construída, por sua vez, permite a aplicação de modelos econométricos em painel dinâmico, com vistas a isolar o impacto marginal da expansão da geração distribuída sobre a receita das distribuidoras, controlando simultaneamente por variações tarifárias e pelo tamanho da base de consumidores.

### **7.3 Análise descritiva dos dados**

Esta seção apresenta uma análise descritiva das variáveis utilizadas no terceiro exercício empírico, que busca avaliar a relação entre a expansão da geração distribuída e a receita das distribuidoras de energia elétrica. A base de dados foi construída em painel, com observações mensais para cada distribuidora entre fevereiro de 2016 e dezembro de 2023. São consideradas três variáveis principais: o número de unidades de geração distribuída, o consumo de energia elétrica (em GWh) e a receita mensal das distribuidoras, expressa em milhões de reais e deflacionada.

A Tabela 37 apresenta as estatísticas descritivas agregadas da amostra no nível de distribuidora. Observa-se que o número médio de unidades de geração distribuída por distribuidora foi de 297, com mediana igual a 4 e valor máximo de 31.763. A diferença expressiva entre média e mediana, assim como o elevado desvio padrão, indica forte assimetria na distribuição da GD, sugerindo concentração em um número reduzido de distribuidoras.

**Tabela 37 – Estatísticas descritivas das variáveis do painel de distribuidoras (2016–2023)**

Variável	Média	Mediana	Mínimo	Máximo	Desvio Padrão
Unidades GD	297	4	0	31763	1232
Consumo (GWh)	265,2	13,4	0,6	3293,7	500,2
Receita (Mi \$)	94,0	4,3	0,1	1144,5	177,3

**Fonte:** Elaborado pelo autor com base em dados da ANEEL

Padrão semelhante é observado para as demais variáveis. O consumo médio de energia elétrica foi de 265,2 GWh, enquanto a mediana foi de 13,4 GWh, indicando elevada heterogeneidade entre distribuidoras de diferentes portes. A receita mensal média foi de R\$ 94,0 milhões, com mediana de R\$ 4,3 milhões, também evidenciando concentração da arrecadação em empresas de maior escala. Em conjunto, esses resultados indicam que a distribuição das variáveis é fortemente assimétrica, com predominância de distribuidoras de menor porte e presença de poucos agentes com grande participação no mercado.

A Tabela 38 apresenta a desagregação regional das estatísticas descritivas. Observam-se diferenças relevantes na distribuição das variáveis entre as regiões do país. No caso da geração distribuída, as regiões Centro-Oeste e Nordeste apresentam maiores valores médios, enquanto Norte e Sul apresentam níveis mais baixos de penetração. No Sudeste, embora a média seja elevada, a mediana substancialmente inferior indica forte concentração da GD em um número reduzido de distribuidoras.

Para consumo e receita, o Sudeste apresenta os maiores valores médios, acompanhados de elevada dispersão, refletindo a presença de grandes distribuidoras com participação significativa no sistema. Em contraste, o Centro-Oeste apresenta maior proximidade entre média e mediana, sugerindo uma distribuição mais homogênea entre as empresas da região. As regiões Norte e Nordeste apresentam valores intermediários, enquanto o Sul se caracteriza por menor escala relativa.

Essas diferenças evidenciam que a expansão da geração distribuída ocorre de forma heterogênea no território nacional, associada à estrutura regional do setor elétrico. Essa heterogeneidade será considerada na interpretação dos resultados.

O Gráfico 13 mostra a evolução conjunta da receita das distribuidoras e do número de unidades de geração distribuída ao longo do período analisado. Observa-se crescimento contínuo da GD a partir de 2019, com aceleração mais intensa entre 2020 e 2022. Esse movimento está associado, em parte, ao processo de revisão do marco regulatório da geração distribuída, culminando na Lei nº 14.300/2022, que alterou as regras de compensação para novos sistemas a partir de 2023. O aumento das adesões em 2022 pode ser interpretado como efeito de antecipação, enquanto a desaceleração observada em 2023 indica mudança no ritmo de expansão após a implementação das novas regras.

**Tabela 38 – Estatísticas descritivas por região (2016–2023)**

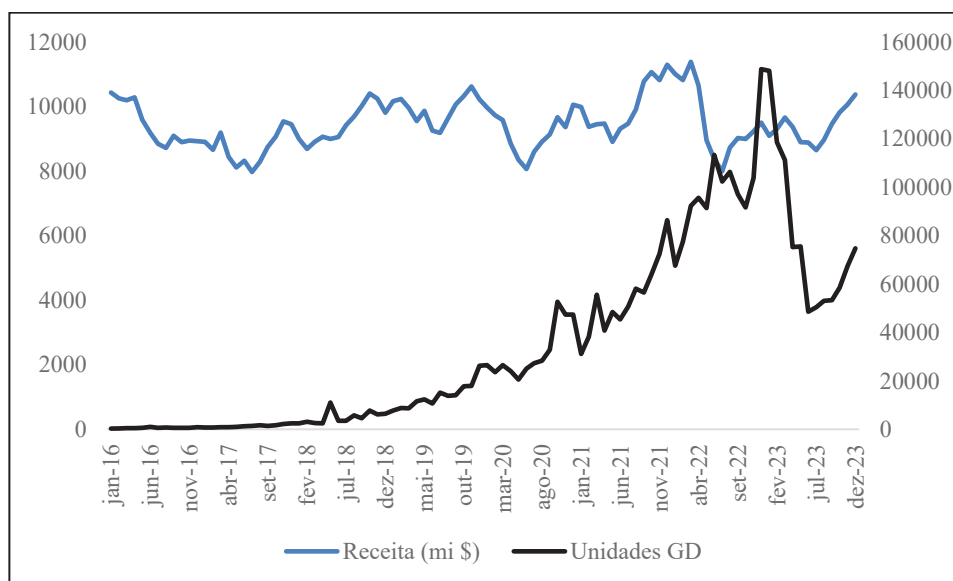
Região	Variável	Média	Mediana	Mínimo	Máximo	Desvio Padrão
Centro-Oeste	Unidades GD	841	49	0	6.786	1.392
	Consumo (GWh)	482,2	446,8	8,3	1.117,1	344,5
	Receita (Mi \$)	178,6	179,9	2,7	450,1	125,6
Nordeste	Consumo (GWh)	544	37	0	1.337	1.215
	Receita (Mi \$)	41,9	294,6	10,1	1.583,6	382,5
	Unidades GD	139,3	101,7	2,5	568,8	127,0
Norte	Consumo (GWh)	354	12	0	4.904	794
	Receita (Mi \$)	29,9	244,4	6,7	792,4	241,8
	Unidades GD	118,3	84,7	1,3	374,7	105,1
Sudeste	Consumo (GWh)	437	7	0	31.763	1.853
	Receita (Mi \$)	534,8	73,5	0,6	3.293,7	747,8
	Unidades GD	194,4	24,4	0,1	1.144,5	267,6
Sul	Consumo (GWh)	136	2	0	14.563	811
	Receita (Mi \$)	95,2	5,7	0,6	2.213,5	305,8
	Unidades GD	32,6	1,9	0,2	836,5	104,7

**Fonte:** Elaborado pelo autor com base em dados da ANEEL

O Gráfico 13 mostra a evolução conjunta da receita das distribuidoras e do número de unidades de geração distribuída ao longo do período analisado. Observa-se crescimento contínuo da GD a partir de 2019, com aceleração mais intensa entre 2020 e 2022. Esse movimento está associado, em parte, ao processo de revisão do marco regulatório da geração distribuída, culminando na Lei nº 14.300/2022, que alterou as regras de compensação para novos sistemas a partir de 2023. O aumento das adesões em 2022 pode ser interpretado como efeito de antecipação, enquanto a desaceleração observada em 2023 indica mudança no ritmo de expansão após a implementação das novas regras.

A trajetória da receita apresenta maior estabilidade até 2021, seguida por oscilações mais acentuadas nos anos posteriores. Embora não seja possível inferir causalidade a partir da análise descritiva, a evolução conjunta das variáveis é consistente com a motivação para a aplicação do modelo econométrico em painel, que permitirá avaliar o impacto da expansão da geração distribuída sobre a receita das distribuidoras.

**Gráfico 13 – Unidades de GD e receita das distribuidoras (2016–2023)**



**Fonte:** Elaborado pelo autor com base em dados da ANEEL e das distribuidoras.

## 7.4 Resultados

Nesta seção são apresentados os resultados das estimações para o conjunto das distribuidoras de energia elétrica no Brasil. Inicialmente, foram estimados modelos com efeitos fixos como forma de explorar a relação entre geração distribuída e receita. Esses resultados são apresentados no Anexo 16 e indicam, de forma consistente, uma associação negativa entre a expansão da geração distribuída e a receita das distribuidoras.

No entanto, essa especificação apresenta limitações importantes. Em particular, o modelo não incorpora a dinâmica temporal da receita e não trata adequadamente possíveis problemas de endogeneidade. Além disso, o efeito da geração distribuída pode não ocorrer de forma contemporânea, dado o intervalo entre a instalação das unidades, sua conexão à rede e o impacto efetivo sobre o faturamento.

Diante disso, a análise a seguir passa a considerar modelos dinâmicos em painel, que permitem incorporar a persistência da receita e lidar de forma mais adequada com essas questões.

#### 7.4.1 Resultados do modelo dinâmico GMM

Diante das limitações da especificação estática, passa-se à estimação de um modelo dinâmico em painel utilizando o método dos momentos generalizados (GMM). A inclusão da variável dependente defasada permite capturar a persistência da receita das distribuidoras ao longo do tempo, enquanto o uso do GMM possibilita lidar com potenciais problemas de endogeneidade e com a presença de efeitos não observados.

A estimação foi realizada por meio do estimador System GMM em duas etapas, com erros robustos. As defasagens da receita e da geração distribuída foram utilizadas como instrumentos no bloco GMM, enquanto as variáveis consideradas exógenas foram incluídas como instrumentos no bloco padrão. Adicionalmente, foi utilizada a opção collapse para evitar a proliferação excessiva de instrumentos. A Tabela 40 apresenta os resultados da estimação.

O coeficiente da receita defasada é positivo e altamente significativo, indicando elevada persistência da receita das distribuidoras. Esse resultado sugere que choques na arrecadação tendem a se prolongar ao longo do tempo, o que reforça a importância de incorporar a dinâmica da variável dependente na especificação do modelo.

No que se refere à geração distribuída, o coeficiente estimado é negativo e apresenta significância estatística ao nível de 10%. Em termos de magnitude, o resultado indica que um aumento de 1% no número de unidades de GD está associado, em média, a uma redução de aproximadamente 0,018% na receita das distribuidoras, mantidas constantes as demais variáveis.

A magnitude relativamente reduzida do efeito é consistente com o estágio ainda inicial de difusão da geração distribuída no período analisado. Apesar do crescimento acelerado nos últimos anos, a participação da GD no total do mercado de energia elétrica ainda é limitada, de modo que seus impactos sobre a receita das distribuidoras tendem a ser graduais.

Adicionalmente, trata-se de um processo cumulativo, no qual o efeito econômico relevante está associado ao estoque de unidades instaladas ao longo do tempo, e não apenas às variações marginais de curto prazo. Nesse contexto, é esperado que os impactos estimados em modelos com dados mensais e especificações contemporâneas sejam relativamente modestos,

refletindo a natureza gradual da substituição do consumo de energia proveniente da rede convencional.

As variáveis de controle apresentam resultados mistos. A tarifa média mantém coeficiente positivo e estatisticamente significativo, indicando que aumentos no nível tarifário estão diretamente associados ao crescimento da receita. Por outro lado, o número de unidades consumidoras não apresenta significância estatística, o que pode refletir o fato de que, em um contexto dinâmico, a evolução da receita está mais relacionada à sua própria trajetória passada do que a variações contemporâneas na base de consumidores.

**Tabela 40 – Resultados do modelo dinâmico (System GMM)**

<b>Variáveis</b>	<b>(1)</b>
Receita (t-1)	0,973*** (0,044)
Geração distribuída	-0,020* (0,012)
Unidades consumidoras	0,04 (0,043)
Tarifa média	0,084*** (0,028)
Constante	-0,410* (0,244)
Observações	7.985
Nº de grupos	108
Nº de instrumentos	9
AR(1) p-valor	0,001
AR(2) p-valor	0,344
Hansen p-valor	0,133

Standard errors in parentheses

\*\*\* p<0.01, \*\* p<0.05, \* p<0.1

Fonte: Elaborado pelo autor

Em relação aos testes de diagnóstico, o teste de Arellano-Bond indica presença de autocorrelação de primeira ordem e ausência de autocorrelação de segunda ordem, conforme esperado nesse tipo de modelo. O teste de Hansen não rejeita a hipótese nula de validade dos instrumentos, sugerindo que o conjunto instrumental utilizado é adequado e não compromete a consistência das estimativas.

De forma geral, os resultados indicam que a geração distribuída exerce um efeito negativo sobre a receita das distribuidoras, ainda que com evidência estatística limitada quando considerada de forma contemporânea. Esse resultado sugere que o impacto da GD pode se materializar ao longo do tempo, refletindo a dinâmica entre instalação das unidades, conexão à

rede e incorporação dos efeitos no faturamento. Essa hipótese é explorada na subseção seguinte, por meio da inclusão de defasagens da variável de geração distribuída.

#### 7.4.2 Especificação com defasagem da geração distribuída

A especificação apresentada na subseção anterior considera uma relação contemporânea entre a expansão da geração distribuída e a receita das distribuidoras. No entanto, a dinâmica do setor elétrico sugere que esse impacto não ocorre de forma imediata. A instalação de novas unidades envolve etapas de conexão à rede, início da compensação de energia e incorporação desses efeitos nos ciclos de faturamento, o que gera um intervalo entre a adoção da tecnologia e seus efeitos econômicos.

Diante disso, estima-se uma especificação alternativa que incorpora a defasagem da variável de geração distribuída, permitindo capturar de forma mais adequada a temporalidade desse impacto. A estratégia de estimação permanece a mesma, com utilização do estimador System GMM em duas etapas, definição dos instrumentos a partir das defasagens das variáveis endógenas e uso da opção collapse para evitar a proliferação de instrumentos. A Tabela 41 apresenta os resultados.

O coeficiente da receita defasada permanece positivo e altamente significativo, indicando elevada persistência da receita das distribuidoras ao longo do tempo. Esse resultado é consistente com a especificação anterior e reforça a importância da dinâmica temporal na modelagem.

No caso da geração distribuída, o coeficiente estimado para a variável defasada é negativo e estatisticamente significativo ao nível de 1%. Em termos de magnitude, o resultado indica que um aumento de 1% no número de unidades de GD no período anterior está associado, em média, a uma redução de aproximadamente 0,020% na receita das distribuidoras no período corrente, mantidas constantes as demais variáveis.

Em comparação com a especificação sem defasagem, observa-se um ganho relevante em termos de significância estatística e precisão da estimativa. Esse resultado é consistente com a hipótese de que o impacto da geração distribuída não se manifesta de forma contemporânea, mas ao longo do tempo, conforme os efeitos da compensação de energia são incorporados ao faturamento das distribuidoras.

As variáveis de controle mantêm comportamento semelhante ao observado anteriormente. A tarifa média permanece positiva e estatisticamente significativa, enquanto o

número de unidades consumidoras apresenta coeficiente positivo e significância marginal, sugerindo que seu efeito é menos relevante do que a própria dinâmica da receita.

Os testes de diagnóstico indicam adequação da especificação. O teste de Arellano-Bond aponta presença de autocorrelação de primeira ordem e ausência de autocorrelação de segunda ordem, conforme esperado. O teste de Hansen não rejeita a hipótese de validade dos instrumentos, e os testes de diferença em Hansen não indicam problemas nos subconjuntos instrumentais, sugerindo consistência do modelo estimado.

**Tabela 41 – Resultados do modelo dinâmico (System GMM com defasagem da GD)**

Variáveis	
Receita (t-1)	0,936*** (0,041)
Geração distribuída (t-1)	-0,021*** (0,007)
Unidades consumidoras	0,075* (0,040)
Tarifa média	0,085*** (0,022)
Constante	-0,238 (0,246)
Observações	7.932
Nº de grupos	108
Nº de instrumentos	9
AR(1) p-valor	0,000
AR(2) p-valor	0,482
Hansen p-valor	0,319

Standard errors in parentheses

\*\*\* p<0.01, \*\* p<0.05, \* p<0.1

Fonte: Elaborado pelo autor

De forma geral, os resultados indicam que a inclusão da defasagem da geração distribuída permite capturar de forma mais adequada o impacto da GD sobre a receita das distribuidoras, tornando o efeito negativo mais claro e estatisticamente robusto. Esse resultado é consistente com a dinâmica operacional e regulatória do setor elétrico e reforça a importância de considerar defasagens na análise dos efeitos da geração distribuída.

#### 7.4.3 Resultados regionais

A análise agregada apresentada nas seções anteriores indica a existência de um efeito negativo da geração distribuída sobre a receita das distribuidoras. No entanto, dada a

heterogeneidade estrutural do setor elétrico brasileiro, é plausível que a magnitude e a dinâmica desse efeito variem entre regiões, em função de diferenças no nível de desenvolvimento econômico, na penetração da geração distribuída e nas características das áreas de concessão.

Com o objetivo de explorar essas diferenças, o modelo dinâmico foi estimado separadamente para três recortes regionais: Sul, Sudeste e um agrupamento das regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste. Para essas estimações regionais, optou-se por restringir a amostra ao período de 2019 a 2023, de modo a reduzir a dimensão temporal do painel e tornar a razão entre o número de períodos e o número de unidades mais adequada à aplicação do estimador System GMM. A estratégia de estimação segue a mesma abordagem adotada anteriormente, com utilização do estimador System GMM em duas etapas e matriz de variância robusta.

O agrupamento das regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste foi adotado em função do número reduzido de distribuidoras em cada uma dessas regiões quando consideradas isoladamente, o que compromete a estabilidade das estimações em painel dinâmico. Além disso, essas regiões apresentam características estruturais mais semelhantes entre si, como menor penetração da geração distribuída e maior heterogeneidade entre áreas de concessão, o que justifica sua análise conjunta.

A definição do conjunto de instrumentos foi ajustada de acordo com as características de cada subamostra. Para as regiões Sul e Sudeste, mantiveram-se defasagens entre dois e três períodos, em linha com a especificação agregada. Para o agrupamento das demais regiões, incluiu-se também a defasagem de primeira ordem, em razão do menor número de unidades no painel e da necessidade de garantir a estabilidade das estimativas. A Tabela 42 apresenta os resultados para a região Sul.

O coeficiente associado à geração distribuída defasada é negativo (-0,048) e estatisticamente significativo ao nível de 5%, indicando que a expansão da GD está associada à redução da receita das distribuidoras nessa região. Em termos de magnitude, o resultado sugere que um aumento de 1% no número de unidades de GD no período anterior está associado a uma redução de aproximadamente 0,048% na receita no período corrente.

Esse efeito é mais intenso do que o observado na estimação agregada, o que pode refletir o maior grau de penetração da geração distribuída e o nível mais elevado de renda na região Sul, fatores que favorecem a adoção dessa tecnologia e ampliam seu impacto sobre o consumo de energia da rede convencional.

A variável dependente defasada apresenta coeficiente elevado (0,967) e estatisticamente significativo, indicando forte persistência temporal da receita. Esse resultado é consistente com a estrutura do setor, em que a arrecadação apresenta elevada inércia ao longo do tempo.

A tarifa média mantém coeficiente positivo e estatisticamente significativo, enquanto o número de unidades consumidoras não apresenta significância estatística, resultado semelhante ao observado na estimação agregada.

**Tabela 42 – Resultados do modelo dinâmico (System GMM – Sul)**

Variáveis	(1)
Receita (t-1)	0,967*** (0,055)
Geração distribuída	-0,048** (0,021)
Unidades consumidoras	0,074 (0,062)
Tarifa média	0,066*** (0,023)
Constante	-0,511 (0,362)
Observações	2.993
Nº de grupos	59
Nº de instrumentos	9
AR(1) p-valor	0,000
AR(2) p-valor	0,986
Hansen p-valor	0,478

Standard errors in parentheses

\*\*\* p<0.01, \*\* p<0.05, \* p<0.1

Fonte: Elaborado pelo autor

Os testes de diagnóstico indicam adequação da especificação. O teste de Arellano-Bond aponta presença de autocorrelação de primeira ordem (p-valor = 0,000) e ausência de autocorrelação de segunda ordem (p-valor = 0,986). O teste de Hansen não rejeita a hipótese de validade dos instrumentos (p-valor = 0,478), indicando consistência do conjunto instrumental utilizado. A Tabela 43 apresenta os resultados para a região sudeste.

O coeficiente estimado para a geração distribuída defasada é negativo (-0,030) e estatisticamente significativo ao nível de 5%. Em termos de magnitude, o resultado indica que um aumento de 1% no número de unidades de GD no período anterior está associado a uma redução de aproximadamente 0,030% na receita das distribuidoras no período corrente.

Em comparação com a região Sul, observa-se um efeito negativo de menor magnitude, embora ainda economicamente relevante. Esse resultado sugere que, apesar da elevada penetração da geração distribuída no Sudeste, o impacto sobre a receita das distribuidoras pode ser parcialmente amortecido por características específicas da região, como maior diversificação das áreas de concessão e diferenças na composição do consumo.

A variável dependente defasada apresenta coeficiente positivo (0,796) e estatisticamente significativo, indicando persistência temporal da receita, ainda que em menor intensidade em relação à região Sul. Esse resultado sugere uma dinâmica menos inercial, possivelmente associada à maior heterogeneidade das distribuidoras e à diversidade de mercados atendidos na região.

**Tabela 43 – Resultados do modelo dinâmico (System GMM – Sudeste)**

<b>Variáveis</b>	<b>(1)</b>
Receita (t-1)	0,796*** (0,149)
Geração distribuída	-0,030** (0,015)
Unidades consumidoras	0,220 (0,149)
Tarifa média	0,017 (0,115)
Constante	1,048 (1,148)
Observações	1.274
Nº de grupos	28
Nº de instrumentos	9
AR(1) p-valor	0,022
AR(2) p-valor	0,441
Hansen p-valor	0,155

Standard errors in parentheses

\*\*\* p<0.01, \*\* p<0.05, \* p<0.1

Fonte: Elaborado pelo autor

As variáveis de controle não apresentam significância estatística ao nível convencional. Tanto a tarifa média quanto o número de unidades consumidoras exibem coeficientes positivos, porém estatisticamente indistintos de zero, o que pode refletir maior variabilidade dessas variáveis no período analisado ou menor poder explicativo na presença da dinâmica da variável dependente.

Os testes de diagnóstico indicam adequação da especificação. O teste de Arellano-Bond aponta presença de autocorrelação de primeira ordem (p-valor = 0,022) e ausência de autocorrelação de segunda ordem (p-valor = 0,441). O teste de Hansen não rejeita a hipótese de validade dos instrumentos (p-valor = 0,155), sugerindo consistência do conjunto instrumental utilizado.

O coeficiente estimado para a geração distribuída defasada é negativo (-0,012) e estatisticamente significativo ao nível de 5%, indicando a presença do efeito de redução da

receita das distribuidoras também nessas regiões, embora com magnitude inferior às observadas no Sul e no Sudeste.

A variável dependente defasada não apresenta significância estatística nessa especificação, o que pode refletir a maior volatilidade e heterogeneidade da receita entre as distribuidoras dessas regiões, bem como o menor número de unidades no painel.

A Tabela 44 apresenta os resultados para o agrupamento das regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste. O coeficiente estimado para a geração distribuída defasada é negativo (-0,017) e estatisticamente significativo ao nível de 1%. Em termos de magnitude, o resultado indica que um aumento de 1% no número de unidades de GD no período anterior está associado a uma redução de aproximadamente 0,017% na receita das distribuidoras no período corrente.

Embora o efeito seja inferior ao observado nas regiões Sul e Sudeste, o resultado confirma a presença do impacto negativo da geração distribuída sobre a receita também nessas regiões, sendo consistente com a menor penetração da tecnologia e com características estruturais distintas do mercado elétrico local.

A variável dependente defasada apresenta coeficiente positivo (0,411) e significância estatística marginal, indicando menor persistência temporal da receita em comparação com as demais regiões. Esse resultado pode refletir maior volatilidade na arrecadação das distribuidoras, bem como maior heterogeneidade entre áreas de concessão, além do menor número de unidades no painel.

As variáveis de controle mantêm sinal positivo, em linha com as demais regiões, porém diferem em termos de significância estatística. Tanto o número de unidades consumidoras quanto a tarifa média exibem coeficientes positivos e estatisticamente significativos, sugerindo que, nesse agrupamento, fatores tradicionais de determinação da receita desempenham papel mais relevante do que a dinâmica temporal observada em outras regiões.

Os testes de diagnóstico indicam adequação geral da especificação. O teste de Arellano-Bond não aponta evidência de autocorrelação de segunda ordem ( $p$ -valor = 0,365), e o teste de Hansen não rejeita a hipótese de validade dos instrumentos ( $p$ -valor = 0,324). Ainda assim, os resultados devem ser interpretados com cautela, em função do menor número de unidades no painel e da maior heterogeneidade entre as distribuidoras dessas regiões.

Em conjunto, os resultados regionais indicam a presença de um efeito negativo da geração distribuída sobre a receita das distribuidoras em todos os recortes considerados, com diferenças relevantes de magnitude. O coeficiente estimado é mais intenso na região Sul, assume valor intermediário no Sudeste e é menor no agrupamento Norte, Nordeste e Centro-Oeste. Esse padrão é consistente com a heterogeneidade regional do processo de difusão da

micro e minigeração distribuída no Brasil, cuja expansão tem se concentrado mais fortemente em estados do Sul e do Sudeste. Em 2023, de acordo com dados da ANEEL (2024), os estados com maior potência instalada adicionada em micro e minigeração distribuída foram São Paulo, Minas Gerais, Paraná e Rio Grande do Sul, o que sugere maior densidade recente de expansão justamente nas regiões em que o efeito estimado se mostra mais elevado.

**Tabela 44 – Resultados do modelo dinâmico (System GMM – NE, NE e CO)**

<b>Variáveis</b>	<b>(1)</b>
Receita (t-1)	0,411* (0,225)
Geração distribuída	-0,017*** (0,006)
Unidades consumidoras	0,596*** (0,224)
Tarifa média	1,075*** (0,380)
Constante	-3,642** (1,474)
Observações	1.188
Nº de grupos	20
Nº de instrumentos	11
AR(1) p-valor	0,074
AR(2) p-valor	0,365
Hansen p-valor	0,324

Standard errors in parentheses

\*\*\* p<0.01, \*\* p<0.05, \* p<0.1

Fonte: Elaborado pelo autor

No caso da região Sul, a maior magnitude do coeficiente estimado é compatível com um contexto de maior disseminação da tecnologia e maior capacidade de investimento das famílias e empresas. Segundo dados do IBGE (2024), os rendimentos domiciliares per capita em 2023 do Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul foram de R\$ 2.115, R\$ 2.269 e R\$ 2.304, respectivamente, patamar superior ao observado nas unidades da federação do Norte e do Nordeste. Esse diferencial de renda é relevante na medida em que a adoção da geração distribuída está associada às condições econômicas e institucionais enfrentadas pelos agentes.

Os trabalhos de Dos Santos, Canha e Bernardon (2018) e Cai et al. (2013) indicam que a difusão da tecnologia depende das estruturas tarifárias, dos incentivos regulatórios e da atratividade econômica dos projetos, enquanto Bajay et al. (2018) destacam o papel dos custos iniciais elevados e das condições de financiamento na viabilidade dos investimentos. No contexto brasileiro, Da Silva (2018) encontra evidências de associação positiva entre renda per

capita e níveis de adoção da geração distribuída. Em conjunto, esses elementos sugerem que mercados com maior capacidade de investimento e condições econômicas mais favoráveis tendem a apresentar maior difusão da tecnologia e, conseqüentemente, efeitos mais pronunciados sobre o consumo da rede convencional e sobre a receita das distribuidoras.

No Sudeste, o efeito permanece negativo, mas com magnitude inferior à observada no Sul. Esse resultado é compatível com a maior heterogeneidade interna da região, que reúne distribuidoras com perfis bastante distintos em termos de mercado, base de consumidores e estrutura de consumo. Ao mesmo tempo, o Sudeste também concentra estados com elevada difusão da geração distribuída, como São Paulo e Minas Gerais, que figuram entre os maiores mercados de micro e minigeração distribuída do país. Assim, o coeficiente negativo estimado para a região sugere que o avanço da GD também pressiona a receita das distribuidoras, embora esse efeito médio apareça de forma menos intensa do que no Sul.

Para o agrupamento das regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste, a magnitude estimada é menor, embora o sinal negativo permaneça. Esse resultado é coerente com dois elementos. O primeiro é o menor nível médio de renda observado em parte importante desses mercados, especialmente no Norte e no Nordeste (IBGE, 2025), o que tende a restringir a capacidade de adoção da tecnologia. O segundo é a maior heterogeneidade estrutural do agrupamento, que reúne áreas de concessão muito distintas entre si. Ainda assim, a inclusão do Centro-Oeste na agregação melhora a estabilidade da estimação, o que é consistente com o fato de a região abrigar mercados relevantes de geração distribuída, Mato Grosso, por exemplo, esteve entre os estados com maior potência adicionada em 2023. Dessa forma, o agrupamento permite captar um efeito negativo estatisticamente significativo, mas de menor magnitude média do que o observado no Sul e no Sudeste.

Esses resultados regionais são compatíveis com evidências empíricas que indicam que os efeitos econômicos da geração distribuída sobre distribuidoras e consumidores dependem das condições locais de difusão tecnológica, da estrutura tarifária e da composição do mercado atendido. Borenstein e Bushnell (2015) destacam que os impactos da geração distribuída não são uniformes e variam conforme a forma de alocação de custos e benefícios entre os agentes do sistema elétrico. Nesse sentido, a heterogeneidade regional encontrada nesta tese sugere que a expansão da GD não produz efeitos homogêneos sobre a receita das distribuidoras, reforçando a necessidade de considerar diferenças estruturais entre mercados regionais na avaliação de seus impactos econômicos.

## 7.5 Conclusão

Este exercício teve como objetivo estimar o impacto da expansão da geração distribuída (GD) sobre a receita real das distribuidoras de energia elétrica no Brasil, utilizando modelos com dados em painel em frequência mensal. Para o conjunto do Brasil, o período analisado compreende fevereiro de 2016 a dezembro de 2023. Para as estimações regionais, optou-se por restringir a amostra ao intervalo de 2019 a 2023, com o objetivo de reduzir a dimensão temporal do painel e mitigar limitações associadas ao menor número de distribuidoras em cada recorte regional. A análise partiu de uma especificação com efeitos fixos e foi posteriormente estendida para modelos dinâmicos estimados por meio do Método dos Momentos Generalizados (GMM), de modo a incorporar a persistência temporal da variável dependente e tratar potenciais problemas de endogeneidade, conforme discutido na literatura de painéis dinâmicos (ROODMAN, 2009).

Os resultados indicam que a receita das distribuidoras apresenta elevada persistência ao longo do tempo, característica compatível com a estrutura do setor elétrico. A inclusão da dinâmica mostrou-se relevante para a adequada especificação do modelo, alterando a magnitude e a significância dos coeficientes em relação à abordagem estática.

No que se refere à geração distribuída, os resultados apontam para um efeito negativo sobre a receita das distribuidoras. Na especificação dinâmica sem defasagem, esse efeito se mostra estatisticamente limitado. No entanto, ao incorporar a defasagem da variável de geração distribuída, observa-se que o coeficiente permanece negativo e passa a apresentar maior significância estatística, indicando que o impacto da GD sobre a receita tende a se materializar ao longo do tempo, e não de forma contemporânea. Esse resultado é consistente com a dinâmica de adoção e difusão da tecnologia, conforme evidenciado em estudos empíricos sobre geração distribuída (CAI et al., 2013; DOS SANTOS; CANHA; BERNARDON, 2018).

As variáveis de controle apresentam comportamento consistente com a estrutura do modelo. A tarifa média exerce influência positiva sobre a receita, resultado alinhado à sua função direta na determinação do faturamento das distribuidoras. Por outro lado, o número de unidades consumidoras não se mostra estatisticamente significativo na maior parte das especificações dinâmicas, sugerindo que a dinâmica temporal da arrecadação desempenha papel mais relevante do que variações contemporâneas na base de consumidores. Esse resultado pode estar associado à elevada persistência da receita ao longo do tempo, capturada pelas defasagens da variável dependente.

A análise regional evidencia a existência de heterogeneidade no impacto da geração distribuída entre diferentes áreas do país. O efeito negativo é observado em todas as regiões analisadas, com maior magnitude na região Sul, seguido pelo Sudeste e, em menor intensidade, no agrupamento das regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste. Esse padrão é consistente com diferenças na difusão da geração distribuída e nas características estruturais dos mercados regionais, em linha com evidências de que os impactos econômicos da GD dependem das condições locais de mercado e da forma de alocação de custos e benefícios no setor elétrico (BORENSTEIN; BUSHNELL, 2015).

A definição dos recortes regionais levou em consideração a disponibilidade de dados e as restrições econométricas associadas à estimação de modelos dinâmicos em painel. O agrupamento das regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste foi adotado em função do número reduzido de distribuidoras quando consideradas isoladamente, o que comprometeria a estabilidade das estimações.

Os testes de diagnóstico associados aos modelos GMM indicam, em geral, adequação das especificações estimadas, com ausência de autocorrelação serial de segunda ordem e não rejeição da validade dos instrumentos na maioria dos casos. Ainda assim, os resultados para subamostras menores devem ser interpretados com cautela, em função das limitações associadas ao tamanho do painel.

Algumas limitações permanecem. A utilização do número de unidades de geração distribuída como proxy da difusão da tecnologia não permite capturar variações na potência instalada ou no volume efetivo de energia compensada. Além disso, a ausência de variáveis que capturem características regionais mais detalhadas pode restringir a análise das diferenças observadas entre as regiões.

Em síntese, os resultados obtidos indicam que a expansão da geração distribuída está associada a uma redução da receita das distribuidoras, sendo esse efeito mais bem capturado em especificações dinâmicas que incorporam defasagens temporais. A evidência também sugere que a magnitude desse impacto varia entre regiões, refletindo diferenças estruturais no setor elétrico brasileiro.

## 8 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Esta tese teve como objetivo investigar os impactos econômicos associados à expansão da geração distribuída fotovoltaica (GD) no setor elétrico brasileiro, a partir de três exercícios empíricos independentes e complementares. A proposta metodológica combinou diferentes abordagens econométricas e de modelagem, a fim de capturar distintos aspectos do fenômeno: a dinâmica de adoção da GD ao longo do tempo; os efeitos da GD sobre as tarifas de energia elétrica nas regiões brasileiras; e o impacto da GD sobre a receita das distribuidoras. Ao tratar essas dimensões de forma separada, mas articulada em termos de diagnóstico, o trabalho busca contribuir para o debate sobre os desafios regulatórios e econômicos que emergem com o avanço da geração própria de energia.

O primeiro exercício empírico estimou, por meio do modelo de difusão de Bass, a trajetória de adoção da geração distribuída fotovoltaica nas cinco grandes regiões do Brasil no período entre 2016 e 2023, com projeções até 2035. A aplicação do modelo permitiu identificar diferenças nos padrões de difusão entre as regiões, associadas a características econômicas, institucionais e demográficas. As estimativas dos parâmetros de inovação ( $p$ ) e de imitação ( $q$ ) indicam que, nas regiões Sudeste e Sul, a dinâmica de adoção está mais associada a mecanismos de imitação, enquanto nas regiões Norte e Centro-Oeste os coeficientes relacionados à inovação apresentam maior peso relativo, sugerindo maior influência de condições iniciais de adoção, como incentivos ou fatores econômicos.

A definição do mercado potencial a partir da população com rendimento superior a quatro salários mínimos permitiu operacionalizar o modelo de acordo com a distribuição de renda observada no Brasil, considerando que a adoção da geração distribuída permanece concentrada em segmentos com maior capacidade de investimento. A simulação das curvas regionais de adoção indica a continuidade do processo de difusão ao longo da próxima década, com ritmos distintos entre as regiões. Enquanto o Sudeste se aproxima do nível de saturação estimado, regiões como o Norte apresentam uma trajetória de crescimento mais gradual, com espaço para expansão ao longo do horizonte analisado. Esses resultados sugerem que, mesmo sob o marco regulatório vigente, a expansão da GD permanece associada a efeitos sobre a organização do setor elétrico, os quais tendem a se manifestar de forma heterogênea entre as regiões.

O segundo exercício empírico analisou a relação entre a expansão da geração distribuída e as tarifas médias de energia elétrica nas cinco grandes regiões brasileiras, utilizando modelos de Autorregressão com Defasagem Distribuída (ARDL). Essa abordagem permite examinar a

dinâmica temporal entre as variáveis, distinguindo efeitos de curto e longo prazo e respeitando as propriedades de integração das séries. Os resultados indicam a presença de uma associação positiva e estatisticamente significativa entre o número de instalações de GD e o nível tarifário na maior parte das regiões consideradas, com maior relevância no longo prazo.

As estimativas indicam que a expansão da geração distribuída está associada a aumentos nas tarifas enfrentadas pelos consumidores que permanecem conectados à rede convencional. Embora os coeficientes de curto prazo apresentem, em alguns casos, magnitudes reduzidas ou variação de sinal, os efeitos acumulados ao longo do tempo mantêm significância estatística. Esse padrão é mais pronunciado em regiões com menor densidade de consumidores, como o Norte e o Centro-Oeste, nas quais a migração relativa para sistemas de geração própria implica maior redistribuição dos custos fixos entre os consumidores remanescentes. Esses resultados são consistentes com os achados de Gajjar *et al.* (2019), que analisam distorções na alocação de custos associadas a mecanismos de compensação tarifária integral, e com Borenstein e Bushnell (2015), que discutem os efeitos da expansão da geração distribuída sobre os incentivos econômicos do setor na ausência de ajustes nos mecanismos de cobrança.

Ao incorporar variações regionais e socioeconômicas, os modelos ARDL evidenciam que os impactos tarifários associados à geração distribuída diferem entre as regiões brasileiras. Elementos como condições climáticas, estrutura do consumo, políticas estaduais de incentivo e elasticidade da demanda contribuem para explicar as diferenças observadas nas elasticidades estimadas. Esses resultados indicam que os efeitos da difusão da GD sobre as tarifas não se distribuem de forma uniforme no território nacional, o que tem implicações para o desenho de instrumentos regulatórios voltados à mitigação de desigualdades tarifárias, tema recorrente na literatura sobre justiça energética (JENKINS *et al.*, 2016).

O terceiro exercício empírico analisou os efeitos da expansão da geração distribuída sobre a receita das distribuidoras de energia elétrica, com base em modelos econométricos de dados em painel. A análise partiu de uma especificação com efeitos fixos e foi posteriormente estendida para modelos dinâmicos estimados por meio do Método dos Momentos Generalizados (GMM), de modo a incorporar a persistência temporal da receita e tratar potenciais problemas de endogeneidade.

Os resultados indicam que a receita das distribuidoras apresenta elevada persistência ao longo do tempo, característica compatível com a estrutura do setor elétrico. A incorporação da dinâmica mostrou-se relevante para a especificação do modelo, alterando a magnitude e a significância dos coeficientes em relação à abordagem estática.

No que se refere à geração distribuída, os resultados apontam para uma associação negativa com a receita das distribuidoras. Na especificação dinâmica sem defasagem, esse efeito apresenta significância estatística limitada. No entanto, ao incorporar a defasagem da variável de geração distribuída, observa-se que o coeficiente permanece negativo e passa a apresentar maior significância estatística, indicando que o impacto da GD sobre a receita tende a se materializar ao longo do tempo.

A análise regional evidencia heterogeneidade nesse efeito entre diferentes áreas do país. A magnitude estimada é mais elevada na região Sul, intermediária no Sudeste e menor no agrupamento das regiões Norte e Nordeste. Esse padrão é consistente com diferenças na difusão da geração distribuída, nos níveis de renda e nas características estruturais dos mercados regionais (BORENSTEIN; BUSHNELL, 2015).

Os três exercícios desenvolvidos nesta tese permitem uma leitura integrada dos efeitos econômicos associados à expansão da geração distribuída fotovoltaica no setor elétrico brasileiro. Apesar de baseados em abordagens empíricas distintas, os resultados apontam para relações relevantes entre consumidores, distribuidoras e o arranjo regulatório. A análise da difusão da GD identificou trajetórias regionais diferenciadas, nas quais a renda aparece associada ao padrão de adoção. A investigação dos efeitos tarifários indicou a presença de impactos distributivos assimétricos, com maior exposição dos consumidores que permanecem conectados à rede convencional. Por sua vez, a análise com dados em painel indica uma associação negativa entre a expansão da GD e a receita das distribuidoras, efeito que se mostra mais evidente em especificações dinâmicas que incorporam defasagens temporais e diferenças regionais.

Em conjunto, esses resultados se inserem na literatura nacional ao articular, em um mesmo exercício empírico, três dimensões analíticas frequentemente examinadas de forma separada: os padrões de adoção da geração distribuída, seus efeitos sobre preços e suas implicações para a estrutura financeira das concessionárias. Enquanto parte da literatura se concentra em exercícios de simulação ou em estudos de caso restritos a contextos específicos, esta tese apresenta evidências empíricas com desagregação regional. Esse recorte permite identificar heterogeneidades espaciais associadas ao processo de difusão da GD e aos seus efeitos econômicos, oferecendo subsídios para análises que considerem diferenças socioeconômicas e institucionais entre regiões. A abordagem adotada dialoga com a literatura sobre justiça energética, entendida como a atenção à distribuição dos custos e benefícios decorrentes das transformações nos sistemas energéticos (JENKINS *et al.*, 2016). A utilização

combinada de modelos de difusão, séries temporais dinâmicas e dados em painel amplia o escopo empírico da análise e permite examinar o fenômeno sob múltiplas dimensões analíticas.

Os resultados indicam a presença de tensões distributivas associadas à expansão da geração distribuída. Do ponto de vista dos consumidores com maior capacidade de investimento, a adoção de sistemas próprios pode ser entendida como uma resposta aos incentivos econômicos e à estrutura tarifária vigente. Para as distribuidoras, por outro lado, a redução do consumo faturado e da base de arrecadação está associada a desafios para a sustentação financeira de um serviço marcado por elevados custos fixos e obrigações de universalização. Nesse quadro, a questão regulatória envolve a conciliação entre incentivos individuais e a estabilidade do sistema, considerando princípios como continuidade do serviço, modicidade tarifária e equilíbrio econômico-financeiro do setor elétrico. Os resultados apresentados oferecem elementos para a discussão de alternativas regulatórias relacionadas às dinâmicas observadas ao longo da análise empírica.

Nesse sentido, os resultados empíricos desta tese contribuem para o debate sobre políticas públicas e estratégias regulatórias associadas aos desafios identificados nos três exercícios desenvolvidos. A partir das estimativas do modelo de difusão de Bass, observam-se assimetrias no processo de adoção da geração distribuída entre as regiões brasileiras. As regiões Sudeste e Sul apresentam trajetórias de difusão mais avançadas, com aproximação aos níveis de saturação estimados, associadas sobretudo a mecanismos de imitação. Em contraste, as regiões Norte e Nordeste exibem ritmos de adoção mais graduais, mais sensíveis a condições iniciais de natureza econômica, refletidas nos parâmetros de inovação estimados.

Esse padrão indica que a difusão da geração distribuída ocorre de forma desigual no território nacional, acompanhando disparidades socioeconômicas e institucionais preexistentes. Os resultados sugerem que diferenças regionais no acesso a crédito, nas condições de financiamento e no nível de renda estão associadas a distintos ritmos de adoção da tecnologia. Nesse contexto, instrumentos regulatórios e financeiros com recorte regional podem atuar como mecanismos associados à redução dessas assimetrias, incluindo linhas de financiamento direcionadas a áreas de menor renda média ou condições diferenciadas de crédito. Incentivos fiscais e subsídios à aquisição e instalação de sistemas fotovoltaicos também podem influenciar o ritmo da difusão da geração distribuída entre regiões com diferentes níveis de desenvolvimento econômico.

No âmbito tarifário, os resultados obtidos a partir dos modelos Autorregressivos com Defasagem Distribuída (ARDL) indicam que a expansão da geração distribuída está associada a efeitos assimétricos sobre os consumidores que permanecem conectados à rede convencional,

com maior evidência no longo prazo. Esses efeitos estão relacionados ao funcionamento do modelo de compensação integral de créditos energéticos, no qual o excedente de energia gerado é compensado ao mesmo valor tarifário do consumo da rede. Nesse arranjo, a contribuição dos adotantes da GD para o custeio da infraestrutura elétrica é reduzida, o que implica redistribuição de parte dos custos fixos de operação e manutenção entre os consumidores não adotantes.

Nesse contexto, a literatura frequentemente discute a estrutura tarifária binômica como uma alternativa associada à mitigação de distorções decorrentes da expansão da geração distribuída (BONBRIGHT *et al.*, 1988; BORENSTEIN, 2016; BURGUER *et al.*, 2019). Nesse contexto, a tarifa é composta por um componente fixo, relacionado à disponibilidade e ao uso da infraestrutura da rede, e por um componente variável, vinculado ao volume efetivamente consumido de energia. Essa estrutura está associada à manutenção da contribuição dos usuários da GD para o custeio dos custos fixos do sistema, mesmo diante da redução do consumo líquido da rede, o que pode reduzir assimetrias entre consumidores adotantes e não adotantes da tecnologia.

Por fim, a análise econométrica com dados em painel dinâmico, estimada por meio do Método dos Momentos Generalizados (GMM), indica uma associação entre a expansão da geração distribuída e a redução da receita das distribuidoras, dinâmica frequentemente relacionada ao fenômeno denominado na literatura como “espiral da morte”. Esse processo é descrito como a redução da base arrecadatória das concessionárias à medida que consumidores migram para sistemas próprios de geração, com possíveis implicações sobre os reajustes tarifários e sobre o padrão de permanência dos consumidores na rede convencional.

Diante desse contexto, a literatura discute diferentes instrumentos regulatórios associados à sustentabilidade econômica das concessionárias em cenários de expansão da geração distribuída (ORTEGA IZQUIERDO; DEL RÍO, 2016; GAJJAR *et al.*, 2019; SIMONE; SALLES, 2017; BURGER *et al.*, 2019). Entre os mecanismos mencionados estão fundos de compensação transitória, direcionados a distribuidoras mais expostas à redução da base arrecadatória, e a adoção de tarifas de reserva ou de disponibilidade, pelas quais consumidores com sistemas próprios de geração contribuem com um valor associado à manutenção da infraestrutura elétrica convencional. Esses instrumentos são analisados como alternativas para lidar com pressões sobre a receita das distribuidoras e com a necessidade de compatibilizar a expansão da geração distribuída com princípios como universalidade, modicidade tarifária e continuidade do serviço público de energia elétrica.

Este estudo apresenta limitações que devem ser consideradas na interpretação dos resultados. A definição do mercado potencial para a geração distribuída baseia-se em proxies

de renda, o que restringe a incorporação direta de fatores institucionais, regulatórios e comportamentais associados à decisão de adoção. No exercício com o modelo ARDL, a disponibilidade e a frequência das séries regionais limitaram a inclusão de variáveis adicionais, como políticas estaduais de incentivo, subsídios específicos ou restrições técnicas locais. No modelo com dados em painel, embora a utilização de estimadores dinâmicos via GMM permita tratar a persistência temporal da variável dependente e potenciais problemas de endogeneidade, os resultados dependem da validade do conjunto instrumental e da especificação das defasagens utilizadas. Em particular, a elevada persistência das séries pode reduzir a informatividade dos instrumentos em diferenças, e a menor dimensão de algumas subamostras pode afetar a estabilidade das estimativas. Adicionalmente, a ausência de informações mais desagregadas sobre perdas técnicas, investimentos em rede e inadimplência impõe restrições à precisão das estimativas.

As limitações discutidas indicam possibilidades de aprofundamento em pesquisas futuras. Uma linha de investigação envolve o refinamento da modelagem da difusão da geração distribuída por meio da incorporação explícita de fatores institucionais e tecnológicos, como políticas públicas, estruturas de preços relativos e condições de acesso ao crédito. Outra vertente refere-se à análise dos impactos tarifários em nível de distribuidora, o que permitiria uma abordagem mais granular, compatível com as especificidades operacionais e regulatórias das concessionárias. Por fim, o uso de microdados de consumidores pode viabilizar a avaliação mais direta dos efeitos distributivos associados à expansão da geração distribuída, incluindo a identificação de padrões regressivos ou progressivos relacionados à transição energética descentralizada.

## REFERÊNCIAS

AARAKIT, S., NTAYI, J., WASSWA, F., ADARAMOLA, M., & SSENNONO, V. Adoption of solar photovoltaic systems in households: Evidence from Uganda. *Journal of Cleaner Production*, 2021.

ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SÖDER, L. Distributed generation: a definition. *Electric Power Systems Research*, v. 57, n. 3, p. 195–204, 2001.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Nota Técnica nº 0013/2022-SGT: Encargos tarifários e impactos da geração distribuída sobre a remuneração das distribuidoras. Brasília: ANEEL, 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Relação de empreendimentos de geração distribuída. Disponível em: <https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/relacao-de-empresendimentos-de-geracao-distribuida>. Acesso em: 2 jun. 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em: 22 mai. 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015. Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em: 22 mai. 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução Normativa nº 786, de 17 de outubro de 2017. Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e estabelece novos limites para minigeração distribuída e outras providências. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em: 23 mai. 2024.

AJENIKOKO, G., & SALAMI, O. (2017). DEVELOPMENT OF A GENERALIZED TWO-PARAMETER TEMPERATURE BASED LINEAR MODEL FOR ASSESSMENT OF SOLAR IRRADIANCE ON NIGERIAN GEO-POLITICAL ZONES. *Theoretical & Applied Science*, 48, 36-48. <https://doi.org/10.15863/TAS.2017.04.48.7>.

ALOMAR, O. R.; BASHER, N. M.; ALI, O. M. Energetic, economic environmental analysis for photovoltaic grid-connected systems under different climate conditions in Iraq. *Cleaner Energy Systems*, [S.l.], v. 5, 2025. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2772783125000123>. Acesso em: 1 abr. 2025.

ATHAWALE, Rasika; FELDER, Frank. Residential Rate Design and Death Spiral for Electric Utilities: Efficiency and Equity Considerations. In: FERREIDON, P. Sioshansi (org.). *Future of Utilities - Utilities of the Future*. Academic Press, 2016. p. 193–209.

BALESTRA, G. C. Modelos de negócio para empresas de distribuição de energia elétrica criar, entregar e capturar valor da geração distribuída. 2022. 85 f. Dissertação (Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Computação) - Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Foz do Iguaçu-PR.

BALLINA, J.; GO, Y. I. Quantification and comparative analysis of environmental factors to large-scale solar plant's energy performance via regression and linear correlation models. *Journal of Energy and Power Technology*, [S.l.], v. 7, n. 1, 2025. Disponível em: <https://www.lidsen.com/journals/jept/jept-07-01-001/jept.2501001.pdf>. Acesso em: 1 abr. 2025.

BARAZESH, M.; NIA, Farid Fath; BAYAZ, M. H. J. Investigating the Effect of Renewable Distributed Generation and Price Elasticity of Demand on Electric Utilities' Death Spiral. 2019 International Power System Conference (PSC), p. 216–221, 2019.

BARBOSE, G., FORRESTER, S., DARGHOOUTH, N., & HOEN, B. (2020). Income Trends among U.S. Residential Rooftop Solar Adopters.

BASS, F. M. A new product growth for model consumer durables. *Management Science*, v. 15, n. 5, Theory Series, p. 215-227, 1969.

BASS, F. M.; KRISHNAN, T. V.; JAIN, D. C. Why the Bass model fits without decision variables. *Marketing Science*, v. 13, n. 3, p. 203-223, 1994.

BAUCKHAGE, C. Distance-Free Image Retrieval Based on Stochastic Diffusion over Bipartite Graphs. In: *BMVC*. 2007. p. 1-10.

BEKKER, B., & DIPPENAAR, J. Managing the Revenue Impact of Distributed Generation: Lessons from South Africa's Thriving Market. 2023 IEEE PES/IAS PowerAfrica. 2023

BEST, R., & CHAREUNSY, A. (2022). The impact of income on household solar panel uptake: Exploring diverse results using Australian data. *Energy Economics*.

BIRD, L.; CLEVENGER, T. 2019 was a watershed year for clean energy commitments from U.S. states and utilities. *World Resources Institute Insights*, 20 Dec. 2019. Disponível em: <https://www.wri.org/blog/2019/12/2019-was-watershed-year-clean-energy-commitments-us-states-and-utilities>.

BOMBELLI, G., SONCINI, A., BIANCHI, A., & BOCCHIOLA, D. (2019). Prospective Climate Change Impacts upon Energy Prices in the 21ST Century: A Case Study in Italy. *Climate*. <https://doi.org/10.3390/cli7100121>.

BONBRIGHT, J. C.; DANIELSEN, A. L.; KAMERSCHEN, D. R. *Principles of public utility rates*. 2. ed. Arlington: Public Utilities Reports, 1988.

BORENSTEIN, S. The economics of fixed cost recovery by utilities. *The Electricity Journal*, v. 29, n. 7, p. 5–12, 2016.

BORENSTEIN, S.; BUSHNELL, J. *The U.S. Electricity Industry After 20 Years of Restructuring*. *Annual Review of Economics*, v. 7, n. 1, p. 437–463, 2015. DOI: <https://doi.org/10.1146/annurev-economics-080614-115630>.

BOTELHO, N. (2014). Contribuições do setor elétrico brasileiro para as emissões de gases de efeito estufa à luz das mudanças climáticas: uma análise do período 2005-2021. <https://doi.org/10.11606/D.86.2014.TDE-03122014-111107>.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Armazenamento de energia: ANEEL acompanha essa tendência que promete confiabilidade e flexibilização das operações. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2023/armazenamento-de-energia-aneel-acompanha-essa-tendencia-que-promete-confiabilidade-e-flexibilizacao-das-operacoes>. Acesso em: 11 nov. 2024.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Leilões de energia. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/leiloes>. Acesso em: 11 nov. 2024.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Mercado de energia elétrica. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/mercado>. Acesso em: 11 nov. 2024.

BRASIL. Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS); altera as Leis nºs 10.848, de 15 de março de 2004, e 9.427, de 26 de dezembro de 1996; e dá outras providências. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 7 jan. 2022. Disponível em: [https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2019-2022/2022/lei/L14300.htm](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/L14300.htm). Acesso em: 23 mai. 2024.

BRUNINI, R. G.; SILVA, A. B.; PAULA, V. R.; OLIVEIRA, J. C. Economic analysis of photovoltaic energy in irrigating lettuce crops. *Revista Brasileira de Ciências Agrárias*, v. 14, n. 4, 2019.

BRUSCH, M.; FISCHER, M.; SZUPPA, C. The Bass Model as Integrative Diffusion Model: A Comparison of Parameter Influences. *Journal of Product Innovation Management*, v. 30, n. 3, p. 427-440, 2013.

BURGER, S. P.; JENKINS, J. D.; HUNTINGTON, S. C.; PÉREZ-ARRIAGA, I. J. Why distributed? A critical review of the tradeoffs between centralized and decentralized resources. *IEEE Power and Energy Magazine*, v. 17, n. 2, p. 16-24, Mar. 2019.

CARSTENS, D., & CUNHA, S. (2019). Challenges and opportunities for the growth of solar photovoltaic energy in Brazil. *Energy Policy*. <https://doi.org/10.1016/J.ENPOL.2018.10.063>.

CASTAÑEDA, M. *et al.* Myths and facts of the utility death spiral. *Energy Policy*, v. 110, p. 105–116, 2017.

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA FAZENDÁRIA (CONFAZ). Convênio ICMS nº 42, de 16 de maio de 2018. Dispõe sobre a adesão dos Estados do Amazonas, do Paraná e de Santa Catarina às disposições do Convênio ICMS 16/2015. Disponível em: [https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2018/CV042\\_18](https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2018/CV042_18). Acesso em: 23 mai. 2024.

COSTA, H. K. M.; CUPERTINO, S. A.; TOMÉ, F. O. O marco legal da microgeração e minigeração distribuída: considerações sobre a Lei nº 14.300/2022. *Revista de Informação Legislativa*, v. 59, n. 240, p. 50-65, 2022.

COX, M. W.; ALM, R. Myths of rich and poor: Why we're better off than we think. Basic Books, 2008.

CREUTZIG, Felix *et al.* The underestimated potential of solar energy to mitigate climate change. *Nature Energy*, v. 4, n. 9, p. 1-7, 2019.

CUNHA, F. B. F. Regulação da geração distribuída no Brasil e propostas para o setor elétrico. 2021. Tese (Doutorado em Energia e Ambiente) – Universidade Federal da Bahia, 2021.

DA SILVA, H. B.; UTURBEY, W.; LOPES, B. M. Market diffusion of household PV systems: Insights using the Bass model and solar water heaters market data. *Energy for Sustainable Development*, v. 55, p. 210-220, 2020.

DARGHOOUTH, N. R.; BARBOSE, G.; WISER, R. H. Customer-economics of residential photovoltaic systems: The impact of high renewable energy penetrations on electricity bill savings with net metering. *Energy Policy*, v. 67, p. 290-300, 2014.

DE AZEVEDO DIAS, C., BRANCO, D., AROUCA, M., & LEGEY, L. (2017). Performance estimation of photovoltaic technologies in Brazil. *Renewable Energy*, 114, 367-375. <https://doi.org/10.1016/J.RENENE.2017.07.033>.

DE SOUZA BLANCO, L. (2020). DESENVOLVIMENTO E SUSTENTABILIDADE NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO. , 6, 59-82. <https://doi.org/10.22409/eg.v6i12.42656>.

DIAO, Q. *et al.* Diffusion of Information Technology: An Extension of the Bass Model. *Information Systems Journal*, v. 19, n. 2, p. 187-210, 2009.

DUFFIELD, J. S.; WOODALL, B. Japan's new basic energy plan. *Energy Policy*, v. 39, p. 3741-3749, 2011.

DUNN, S. Micropower: The Next Electrical Era. Worldwatch Paper 151. Worldwatch Institute, 2000.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Potencial Técnico de geração fotovoltaica em telhados residenciais por Unidade da Federação (GWh/dia). 2012. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-377>. Acesso em: 21 mai. 2024.

FANG, X.; MISRA, S.; XUE, G.; YANG, D. *Smart grid — The new and improved power grid: A survey*. *IEEE Communications Surveys & Tutorials*, v. 14, n. 4, p. 944–980, 2012.

FASIHI, M. Global techno-economic potential of Power-to-X technologies for sustainable fuels, chemicals, and food supply. LUT University Repository, Lappeenranta, 2025. Disponível em: <https://lutpub.lut.fi/handle/10024/169033>. Acesso em: 1 abr. 2025.

FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION (FERC). Participation of distributed energy resource aggregations in markets operated by regional transmission organizations and independent system operators. Order No. 2222. Washington, DC, 2020.

FEDERAL GOVERNMENT OF GERMANY. Federal Climate Protection Act: Germany's pathway to climate neutrality by 2045. Berlin, 2021. Disponível em:

<https://www.bundesregierung.de/breg-en/service/archive/climate-change-act-2021-1936846>.

Acesso em: 14 abr 2024.

FEDERAL MINISTRY FOR ECONOMIC AFFAIRS AND ENERGY. Renewable energy sources in figures 2020. Berlin: Federal Ministry for Economic Affairs and Energy, 2021.

Disponível em: <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/EN/Publikationen/Energie/renewable-energy-sources-in-figures-2020>. Acesso em: 14 abr 2024.

FERREIRA JUNIOR, W. Subsídios a empreendimentos de energia solar e eólica são criticados.

CanalEnergia, 13 abr. 2021. Disponível em: <https://www.canalenergia.com.br/artigos/ferreira-jr-critica-subsidios>. Acesso em: 21 mai. 2024.

FRAUNHOFER INSTITUTE FOR SOLAR ENERGY SYSTEMS (ISE). Public net electricity generation in Germany 2020: share from renewables exceeds 50 percent. Freiburg: Fraunhofer ISE, 2021.

Disponível em: <https://www.ise.fraunhofer.de/en/press-media/news/2020/public-net-electricity-generation-in-germany-2020-share-from-renewables-exceeds-50-percent.html>.

Acesso em: 14 abr 2024.

GAINFORTH, H. L.; LATIMER-CHEUNG, A. E.; ATHANASOPOULOS, P. *et al.* The role of interpersonal communication in the process of knowledge mobilization within a community-based organization: a network analysis. *Implementation Science*, v. 9, 59, 2014.

GAJJAR, J.; RAIZADA, S.; KUMAR, V.; ABRAHAM, N.; GHOSH, S. Economic Effect of Rooftop Photovoltaic Penetration on Retail Rates of Bangalore Electricity Supply Company. *International Journal of Energy Economics and Policy*, *Econjournals*, v. 9, n. 1, p. 336-345, 2019.

GARLET, T., RIBEIRO, J., SAVIAN, F., & SILUK, J. (2019). Paths and barriers to the diffusion of distributed generation of photovoltaic energy in southern Brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2019.05.013>.

GEROSKI, P. A. Models of technology diffusion. *Research Policy*, v. 29, n. 4-5, p. 603-625, 2000.

GREENER. Impacto dos tributos nas tarifas de energia elétrica. 2017. Disponível em: <https://www.greener.com.br/ebook-tributacao-na-geracao-distribuida>. Acesso em: 23 jun. 2024.

GUARINO, S.; LO BRANO, V.; KOSNY, J. Understanding the transformative potential of solar thermal technology for urban sustainability. *Frontiers in Sustainable Cities*, [S.l.], v. 5, 2025. Disponível em: <https://www.frontiersin.org/journals/sustainable-cities/articles/10.3389/frsc.2025.1583316/abstract>. Acesso em: 1 abr. 2025.

GUVEN, D., KAYALICA, M., KAYAKUTLU, G., & ISIKLI, E. (2021). Impact of climate change on sectoral electricity demand in Turkey. *Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy*, 16, 235 - 257. <https://doi.org/10.1080/15567249.2021.1883772>.

HOR, C., WATSON, S., & MAJITHIA, S. (2005). Analyzing the impact of weather variables on monthly electricity demand. *IEEE Transactions on Power Systems*, 20, 2078-2085. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2005.857397>.

HUNT, J. D., STILPEN, D., & FREITAS, M. A. V. DE. (2018). A review of the causes, impacts and solutions for electricity supply crises in Brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 88, 208–222. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.02.030>

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). *An Energy Sector Roadmap to Carbon Neutrality in China*. Paris: IEA, 2021.

ISLAM, T. Household level innovation diffusion model of photo-voltaic (PV) solar cells from stated preference data. *Energy Policy*, v. 65, p. 340-350, 2014.

JANNUZZI, G., & DE MELO, C. (2013). Grid-connected photovoltaic in Brazil: Policies and potential impacts for 2030. *Energy for Sustainable Development*, 17, 40-46. <https://doi.org/10.1016/J.ESD.2012.10.010>.

JENKINS, K.; MCGLYNN, C.; STEPHENSON, J.; RICHARDSON, T. *Energy justice: A conceptual review*. *Energy Research & Social Science*, [S.l.], v. 11, p. 174–182, Jan. 2016.

KAUR KAPOOR, K.; DWIVEDI, Y. K.; WILLIAMS, M. D. Innovation adoption attributes: a review and synthesis of research findings. *European Journal of Innovation Management*, v. 17, n. 3, p. 327-348, 2014.

KIM, H. *et al.* Forecasting Diffusion of Technology by using Bass Model. *Journal of Technology Management*, v. 32, n. 1, p. 45-59, 2009.

KUANDYKOV, L.; SOKOLOV, M. Impact of social neighborhood on diffusion of innovation S-curve. *Decision Support Systems*, v. 48, n. 4, p. 531-535, 2010.

LAWS, N. D. *et al.* On the utility death spiral and the impact of utility rate structures on the adoption of residential solar photovoltaics and energy storage. *Applied Energy*, v. 185, p. 627–641, 2017. DOI: 10.1016/j.apenergy.2016.10.123.

LEIREN, M. D.; REIMER, I. *Em 5 Germany | From feed-in tariffs to greater competition. Renewable energy policy and context in Europe*, Routledge [ed.], 2020.

LIMA, L. T. A.; SILVA, G. C.; OLIVEIRA, A. L. de. Empreendimentos de geração distribuída fotovoltaica On Grid: desafios e oportunidades: Distributed generation On Grid photovoltaic solar: challenges and opportunities. *Brazilian Journal of Development*, v. 8, n. 12, p. 78183-78211, 2022.

LIMA, L., FERREIRA, L., e DE LIMA MORAIS, F. (2017). Performance analysis of a grid connected photovoltaic system in northeastern Brazil. *Energy for Sustainable Development*, 37, 79-85. <https://doi.org/10.1016/J.ESD.2017.01.004>.

LIST SOLAR. Solar Market Insight Report 2020 Q3. Solar Energy News & Directory. Disponível em: <https://list.solar/news/solarmarket-3/>. Acesso em: 02 abr 2024.

LOPES, A. M. N.; ANDRADE, J. T. O marco legal da geração de energia fotovoltaica no Brasil: uma análise da Lei nº 14.300/2022 e seus impactos tributários. 23 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Direito), Universidade Potiguar (UnP), Natal, RN, 2022.

MAESTRI, C. O. N. M. Avaliação do efeito da geração distribuída na tarifa de energia: aspectos conceituais, regulamentares, metodológicos e propostas para uma solução de equilíbrio. 140 f. Tese (Doutorado em Ciências Contábeis), Universidade Federal de Uberlândia (UFU), Uberlândia, MG, 2021.

MAHAJAN, V.; MULLER, E. Timing, Diffusion, and Substitution of Successive Generations of Technological Innovations: The IBM Mainframe Case. *Technological Forecasting and Social Change*, v. 51, n. 2, p. 109-132, 1996.

MAHAJAN, V.; MULLER, E.; BASS, F. New Product Diffusion Models in Marketing: A Review and Directions for Research. *Journal of Marketing Research*, v. 27, n. 3, p. 1-26, 1990.

MARCUS, S., GHIL, M., & IDE, K. (1999). Models of solar irradiance variability and the instrumental temperature record. *Geophysical Research Letters*, 26. <https://doi.org/10.1029/1999GL900269>.

MARQUES, F. A. S.; MORAN, J. A.; ABREU, Lísias *et al.* Impactos da expansão da geração distribuída nos sistemas de distribuição de energia elétrica. Encontro de Energia no Meio Rural 5, Campinas, 2004.

MARTINS, A. C. G. Desafios e perspectivas da energia solar fotovoltaica no Brasil: geração distribuída vs geração centralizada. 2015. Dissertação (Mestrado em Ciências Ambientais) – Universidade Estadual Paulista, Sorocaba, 2015. Disponível em: <https://repositorio.unesp.br/handle/11449/181288>. Acesso em: 28 mai. 2024.

MARTINS, V. A.; BRANCO, D. A. C.; HALLACK, M. C. M. Economic Effects of Micro- and Mini-Distributed Photovoltaic Generation for the Brazilian Distribution System. *Energies*, v. 15, n. 3, 737, 20 jan. 2022.

MATTHES, F. C. Energy transition in Germany: a case study on a policy-driven structural change of the energy system. *Evolutionary and Institutional Economics Review*, v. 14, p. 141-169, 2017.

MATTHES, F. C.; EMELE, L.; HERMANN, H.; LORECK, C.; PETER, F.; ZIEGENHAGEN, I.; COOK, V. *Germany's electric future: Coal phase-out 2035*. Berlin: WWF Germany / Öko-Institut e.V. & Prognos, Out. 2017.

MEEHAN, C. *Residential Rooftop Solar and the Utilities Death Spiral*. 2015.

MILLER, R., GOLAB, L., ROSENBERG, C. (2017). Modelling weather effects for impact analysis of residential time-of-use electricity pricing. *Energy Policy*, 105, 534-546. <https://doi.org/10.1016/J.ENPOL.2017.03.015>.

MONCADA, J., TAO, Z., VALKERING, P., MEINKE-HUBENY, F., & DELARUE, E. (2021). Influence of distribution tariff structures and peer effects on the adoption of distributed energy resources. *Applied Energy*, 298, 117086.

MOREIRA, J. R. S.; *et al.* *Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética*. 2. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2021. ISBN 9788521637356.

MUAAFA, M. *et al.* Can adoption of rooftop solar panels trigger a utility death spiral? A tale of two U.S. cities. *Energy Research & Social Science*, v. 34, p. 154–162, 2017.

MÜLLER, B.; PFENNINGER, S.; STAFFELL, I. Global photovoltaic power potential and variability derived from climate data. *Energy & Environmental Science*, v. 12, n. 3, p. 1-8, 2019.

NATIONAL DEVELOPMENT AND REFORM COMMISSION. *China's 11th Five-Year Plan for Renewable Energy Development*. Beijing: NDRC, 2011. Disponível em: <http://bit.ly/2gerEv1>. Acesso em: 26 mai 2024.

NATIONAL DEVELOPMENT AND REFORM COMMISSION (NDRC). *The 14th Five-Year Plan for Modern Energy System*. Beijing: NDRC, 2022.

NATIONAL ENERGY ADMINISTRATION (NEA). *2018 operational statistics of grid-connected renewable power generation*. Beijing: NEA, 2019. Disponível em: [http://www.nea.gov.cn/2019-01/28/c\\_137780519.htm](http://www.nea.gov.cn/2019-01/28/c_137780519.htm). Acesso em: 12 abr 2024.

NATIONAL ENERGY ADMINISTRATION (NEA). Situation of wind power integration in China (2011–2016). Beijing: NEA, 2017. Disponível em: <http://www.nea.gov.cn>. Acesso em: 12 abr 2024.

NEGRO, M., & LINARDI, M. (2004). Impactos da introdução da tecnologia de células a combustível na matriz energética brasileira visando a geração de energia elétrica distribuída. .

NORTON, J. A.; BASS, F. M. A diffusion theory model of adoption and substitution for successive generations of high-technology products. *Management Science*, v. 33, n. 9, p. 1069-1086, 1987.

O'SHAUGHNESSY, E. (2021). Toward a more productive discourse on rooftop solar and energy justice. *Joule*.

ORGANIZAÇÃO DAS NAÇÕES UNIDAS (ONU). Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS). Disponível em: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/>. Acesso em: 3 ago. 2024.

OSER, C. B.; ROMAN, P. M. Organizational-level predictors of adoption across time: Naltrexone in private substance-use disorders treatment centers. *Journal of Studies on Alcohol and Drugs*, v. 68, n. 6, p. 852-861, 2007.

PARAG, Y.; SOVACOOOL, B. K. Electricity market design for the prosumer era. *Nature Energy*, v. 1, n. 4, p. 1–6, 2016.

PAULESCU, M., FARA, L., & TULCAN-PAULESCU, E. (2006). Models for obtaining daily global solar irradiation from air temperature data. *Atmospheric Research*, 79, 227-240. <https://doi.org/10.1016/J.ATMOSRES.2005.06.001>.

PATHAK, S. K.; SHARMA, P. O.; GOEL, V.; BHATTACHARYYA, S.; AYBAR, H. Ş.; MEYER, J. P. *A detailed review on the performance of photovoltaic/thermal system using various cooling methods*. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, v. 51, p. 101844, jun. 2022.

PELKMAN, J.; RENDA, A. Does EU regulation hinder or stimulate innovation?. CEPS Special Report, n. 96, 2014.

PEPERMANS, G.; DRIESEN, J.; HAESLONCKX, D.; BELMANS, R.; D'HÆSELEER, W. Distributed generation: definition, benefits and issues. *Energy Policy*, v. 33, p. 787-798, 2005.

RADOJICIC, M.; MARKOVIĆ, M. New technology forecasting using the Bass model. *Telecommunications Review*, v. 48, n. 4, p. 123-135, 2009.

RASKIN, D. Getting Distributed Generation Right: A Response to "Does Disruptive Competition Mean a Death Spiral for Electric Utilities?". *The Energy Law Journal*, v. 35, p. 263, 2014.

RAYAL, S., JAIN, A., LORIG, M. (2024). Rooftop and Community Solar Adoption with Income Heterogeneity.

RIGO, P. D.; REDISKE, G.; SANTOS, J. R. G.; FREITAS, C. V.; LORENZONI, L. P. A fatura de energia elétrica brasileira e os incentivos à geração distribuída. *SOLARMAP Relatório Trimestral*, v. 2, n. 2, p. 1-4, 2º trimestre de 2021.

ROCHA, J. C. S. da. Geração distribuída no Brasil: desafios e oportunidades. Rio de Janeiro: PUC-Rio, Instituto de Energia da PUC-Rio, 2019. Disponível em: [https://iepuc.puc-rio.br/dados/files/2019/JULIO\\_CESAR\\_DOS\\_SANTOS\\_DA\\_ROCHA.pdf](https://iepuc.puc-rio.br/dados/files/2019/JULIO_CESAR_DOS_SANTOS_DA_ROCHA.pdf). Acesso em: 11 nov. 2024.

RODRIGUES, A. B. Estrutura tarifária para consumidores de alta tensão. 2016. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/modulos-tarifarios>. Acesso em: 23 mai. 2024.

ROGERS, E. M. *Diffusion of Innovations*. 1. ed. New York: Free Press, 1962.

ROODMAN, D. A note on the theme of too many instruments. *Oxford Bulletin of Economics and Statistics*, 2009.

RUBIM, B. Lei 14.300: valoração dos créditos de energia (ebook). [s.l]: Genyx Solar Power, 2022.

SAHIN, I.; THOMPSON, A. D. Innovation diffusion: A cross-disciplinary analysis. *Computers & Education*, 2006.

SANTANA, R.; MONASTERIO, L. M.; CALDEIRA, T. C. M. Regulação da microgeração e minigeração distribuída de energia elétrica no Brasil: estimação da distribuição do subsídio. *Revista do Serviço Público*, v. 74, n. 4, p. 778–801, 2023.

SAWAGUCHI, M. Innovation activities based on s-curve analysis and patterns of technical evolution - From the standpoint of engineers, what is innovation? *Procedia Engineering*, v. 9, p. 596-610, 2011.

SHU, Y.; ZHANG, Z.; GUO, J.; ZHANG, Z. Study on key factors and solutions of renewable energy accommodation (in Chinese). *Proceedings of the CSEE Chinese Society for Electrical Engineering*, v. 37, n. 1, p. 1-8, 2017.

SERMARINI, A. P.; AZEVEDO, J.; ALBUQUERQUE, V.; CALILI, R.; GONÇALVES, F.; JANNUZZI, G. (2023). The Proposition of a Public Policy to Stimulate Low-Income Communities' Access to Distributed Energy Resources. 2023 IEEE 50th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), 1-3.

SEVERINO, M. M.; OLIVEIRA, M. Fontes e Tecnologias de Geração Distribuída para Atendimento a Comunidades Isoladas. *Energia, Economia, Rotas Tecnológicas: textos selecionados*, Palmas, ano 1, p. 265-322, 2010.

SILVA, A. V.; RATO, TARELHO T. A. Navigating the transition: The impacts of electricity tariff regulation on distributed generation in Brazil. *Utilities Policy*, 2024.

SILVA, F. M.; CAPELHUCHNIK, A. H. Geração distribuída: natureza jurídica e hipótese de (não) incidência do ICMS. *Teoria Jurídica Contemporânea*, v. 7, p. 1-29, 2022.

SILVA, G.; PAULA, C.; OLIVEIRA, R. Energia Solar e seus Impactos no Brasil. *Revista Brasileira de Energia*, v. 25, n. 2, p. 30-45, 2019.

SILVA, S., OLIVEIRA, M., & SEVERINO, M. (2010). Economic evaluation and optimization of a photovoltaic-fuel cell-batteries hybrid system for use in the Brazilian Amazon. *Energy Policy*, 38, 6713-6723. <https://doi.org/10.1016/J.ENPOL.2010.06.041>.

SILVA, T. A. Y. GUERRIERI, D. C. 2023. Análise Dos Impactos Da Penetração Da Geração Distribuída Na Rede De Distribuição Relacionados Ao Sistema De Compensação Brasileiro. *Revista AIDIS de ingeniería y ciencias ambientales: Investigación, desarrollo y práctica*. 16, 1 (abr. 2023), 232–256.

SIMONE, L., SALLES, M. The impact of distributed generation on the energy tariff and the Utility revenue in Brazil. 2017 6th International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP). 2017

SKIADAS, C. Two generalized rational models for forecasting innovation diffusion. *Technological Forecasting and Social Change*, v. 27, n. 1, p. 39-61, 1985.

SOETHE, G. C.; BLANCHET, L. A. Geração distribuída e desenvolvimento sustentável. *A&C - Revista de Direito Administrativo & Constitucional*, Belo Horizonte, v. 20, n. 79, p. 233-257, 2020.

SOUSA, D. L.; SILVA, O. A. V. O. L.; MORAIS, F. H. M.; LIRA, M. A. T.; MORAES, A. M.; ALVES, D. R. S. Economic feasibility of distributed generation for Brazilian households: influence of the new legal framework. *Revista Brasileira de Ciências Ambientais*, v. 58, n. 1, p. 134–144, 2023.

SRINIVASAN, V.; MASON, Charlotte H. Nonlinear least squares estimation of new product diffusion models. *Marketing Science*, v. 5, n. 2, p. 169-178, 1986.

SULTAN, F.; WINER, R. S. Time preferences for products and attributes and the adoption of technology-driven consumer durable innovations. *Journal of Economic Psychology*, v. 14, n. 4, p. 587-613, 1993.

TEIMOURZADEH, S.; AMINIFAR, F.; DAVARPANAH, M.; GUERRERO, J. Macroprotections for Microgrids: Toward a New Protection Paradigm Subsequent to Distributed Energy Resource Integration. *IEEE Industrial Electronics Magazine*, 2016.

VIVODA, V. Japan's energy security predicament post-Fukushima. *Energy Policy*, v. 46, p. 135-143, 2012.

WANG, D.; XU, H.; YANG, J. What influence the energy consumption of university dormitories in hot summer and warm winter region: Evidence from Guangzhou University, South China. *SSRN Electronic Journal*, [S.l.], 2025. Disponível em: [https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract\\_id=5069768](https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=5069768). Acesso em: 1 abr. 2025.

WEISE, A., MORO, M., REIS, C., & DE ALMEIDA FLORES, S. (2018). Custo Unitário Básico na Indústria da Construção Civil: Influência de Indicadores Econômicos na Composição do Cub. *Revista FSA*. <https://doi.org/10.12819/2018.15.6.6>.

WWF-Brasil; IDEC; USP. Análise da geração distribuída no Brasil: impactos econômicos e sociais da expansão do uso de sistemas de geração distribuída a partir de energia solar fotovoltaica. São Paulo: WWF-Brasil, março 2021. Disponível em: [https://wwfbr.awsassets.panda.org/downloads/wwf\\_analisegeracaodistribuida\\_2021\\_pt\\_print\\_\\_2\\_\\_1\\_1.pdf](https://wwfbr.awsassets.panda.org/downloads/wwf_analisegeracaodistribuida_2021_pt_print__2__1_1.pdf). Acesso em: 11 nov. 2024.

YUN, J. J.; *et al.* Innovation in the energy sector: Lessons from R&D expenditures and patents in selected OECD countries. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 52, p. 108-117, 2015.

ZANDER, B. *et al.* Potential of PV technology to mitigate climate change and reduce reliance on fossil fuels. *Renewable Energy Journal*, v. 134, p. 1235-1247, 2019.

ZANDER, K.; SIMPSON, G.; MATHEW, S.; NEPAL, R.; GARNETT, S. Preferences for and potential impacts of financial incentives to install residential rooftop solar photovoltaic systems in Australia. *Journal of Cleaner Production*, 2019.

## ANEXO

## Anexo 1 - Estimativas completas do modelo ARDL – Região Nordeste

Dependent Variable: NE\_TARIFA\_DEF  
 Method: ARDL  
 Date: 02/28/25 Time: 12:06  
 Sample (adjusted): 2016M05 2023M12  
 Included observations: 92 after adjustments  
 Maximum dependent lags: 4 (Automatic selection)  
 Model selection method: Akaike info criterion (AIC)  
 Dynamic regressors (4 lags, automatic): NE\_UNIDADES\_GD(-2)  
 NE\_TEMP\_AVG NE\_PRECIP\_AVG NE\_PIM NE\_IPCA\_REGIONAL  
 NE\_CAMBIO NE\_CONSUMO\_MWH  
 Fixed regressors: C  
 Number of models evaluated: 312500  
 Selected Model: ARDL(2, 0, 1, 0, 0, 2, 4, 0)  
 Note: final equation sample is larger than selection sample

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.*
NE_TARIFA_DEF(-1)	0.916197	0.102759	8.915964	0.0000
NE_TARIFA_DEF(-2)	-0.130496	0.100721	-1.295626	0.1991
NE_UNIDADES_GD	0.013396	0.005160	2.596088	0.0113
NE_TEMP_AVG	-0.000903	0.003460	-0.261010	0.7948
NE_TEMP_AVG(-1)	-0.012738	0.003980	-3.200737	0.0020
NE_PRECIP_AVG	0.001772	0.002014	0.879871	0.3817
NE_PIM	-0.023739	0.031550	-0.752416	0.4542
NE_IPCA_REGIONAL	1.954899	0.644667	3.032417	0.0033
NE_IPCA_REGIONAL(-1)	0.235345	1.000672	0.235187	0.8147
NE_IPCA_REGIONAL(-2)	-2.252482	0.668848	-3.367704	0.0012
NE_CAMBIO	-0.001976	0.014743	-0.133999	0.8938
NE_CAMBIO(-1)	-0.013924	0.021733	-0.640679	0.5237
NE_CAMBIO(-2)	0.047270	0.021012	2.249665	0.0274
NE_CAMBIO(-3)	-0.013670	0.021324	-0.641045	0.5234
NE_CAMBIO(-4)	-0.032598	0.014825	-2.198835	0.0310
NE_CONSUMO_MWH	0.179160	0.084766	2.113586	0.0379
C	-0.823868	1.212347	-0.679564	0.4989
R-squared	0.947377	Mean dependent var		5.841274
Adjusted R-squared	0.936151	S.D. dependent var		0.079077
S.E. of regression	0.019982	Akaike info criterion		-4.822748
Sum squared resid	0.029945	Schwarz criterion		-4.356765
Log likelihood	238.8464	Hannan-Quinn criter.		-4.634673
F-statistic	84.38971	Durbin-Watson stat		1.925860
Prob(F-statistic)	0.000000			

\*Note: p-values and any subsequent tests do not account for model selection

Fonte: Elaborado pelo autor.

## Anexo 2 – Bounds Test - Nordeste

ARDL Bounds Test

Date: 02/28/25 Time: 12:07

Sample: 2016M05 2023M12

Included observations: 92

Null Hypothesis: No long-run relationships exist

Test Statistic	Value	k
F-statistic	4.506813	7

Critical Value Bounds

Significance	I0 Bound	I1 Bound
10%	1.92	2.89
5%	2.17	3.21
2.5%	2.43	3.51
1%	2.73	3.9

Test Equation:

Dependent Variable: D(NE\_TARIFA\_DEF)

Method: Least Squares

Date: 02/28/25 Time: 12:07

Sample: 2016M05 2023M12

Included observations: 92

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
D(NE_TARIFA_DEF(-1))	0.140844	0.101181	1.391996	0.1680
D(NE_TEMP_AVG)	0.003119	0.003348	0.931699	0.3545
D(NE_IPCA_REGIONAL)	1.855594	0.677244	2.739918	0.0077
D(NE_IPCA_REGIONAL(-1))	2.084004	0.681162	3.059485	0.0031
D(NE_CAMBIO)	0.003605	0.015106	0.238635	0.8120
D(NE_CAMBIO(-1))	-0.008332	0.015307	-0.544362	0.5878
D(NE_CAMBIO(-2))	0.044786	0.015299	2.927281	0.0045
D(NE_CAMBIO(-3))	0.032598	0.015311	2.129011	0.0365
C	0.462722	1.245741	0.371443	0.7114
NE_UNIDADES_GD(-1)	0.011552	0.005511	2.096024	0.0395
NE_TEMP_AVG(-1)	-0.010291	0.002874	-3.580636	0.0006
NE_PRECIP_AVG(-1)	0.001843	0.001848	0.997638	0.3217
NE_PIM(-1)	-0.008266	0.032595	-0.253588	0.8005
NE_IPCA_REGIONAL(-1)	-0.040198	0.062688	-0.641228	0.5233
NE_CAMBIO(-1)	-0.013640	0.007860	-1.735381	0.0868
NE_CONSUMO_MWH(-1)	0.073981	0.085211	0.868217	0.3880
NE_TARIFA_DEF(-1)	-0.199374	0.053326	-3.738802	0.0004
R-squared	0.426488	Mean dependent var		0.002360
Adjusted R-squared	0.304139	S.D. dependent var		0.024551
S.E. of regression	0.020480	Akaike info criterion		-4.773453
Sum squared resid	0.031458	Schwarz criterion		-4.307471
Log likelihood	236.5789	Hannan-Quinn criter.		-4.585379
F-statistic	3.485826	Durbin-Watson stat		1.914699
Prob(F-statistic)	0.000123			

Fonte: Elaborado pelo autor.

### Anexo 3 – Cointegração de Curto e Longo Prazo - Nordeste

ARDL Cointegrating And Long Run Form  
 Dependent Variable: NE\_TARIFA\_DEF  
 Selected Model: ARDL(2, 0, 1, 0, 0, 2, 4, 0)  
 Date: 02/28/25 Time: 12:07  
 Sample: 2016M01 2023M12  
 Included observations: 92

Cointegrating Form				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
D(NE_TARIFA_DEF(-1))	0.117494	0.089293	1.315824	0.1922
D(NE_UNIDADES_GD)	0.011717	0.008671	1.351343	0.1806
D(NE_TEMP_AVG)	-0.000368	0.002905	-0.126760	0.8995
D(NE_PRECIP_AVG)	0.000377	0.001697	0.222056	0.8249
D(NE_PIM)	-0.020942	0.030870	-0.678376	0.4996
D(NE_IPCA_REGIONAL)	1.916429	0.581288	3.296864	0.0015
D(NE_IPCA_REGIONAL(-1))	2.246674	0.607622	3.697487	0.0004
D(NE_CAMBIO)	-0.001026	0.013288	-0.077216	0.9387
D(NE_CAMBIO(-1))	-0.003718	0.014152	-0.262745	0.7935
D(NE_CAMBIO(-2))	0.044823	0.013872	3.231140	0.0018
D(NE_CAMBIO(-3))	0.034052	0.013565	2.510290	0.0142
D(NE_CONSUMO_MWH)	0.162698	0.074027	2.197827	0.0310
CointEq(-1)	-0.210878	0.033893	-6.221795	0.0000

Cointeq = NE\_TARIFA\_DEF - (0.0625\*NE\_UNIDADES\_GD(-2) -0.0637  
 \*NE\_TEMP\_AVG + 0.0083\*NE\_PRECIP\_AVG -0.1108\*NE\_PIM -0.2904  
 \*NE\_IPCA\_REGIONAL -0.0695\*NE\_CAMBIO + 0.8360  
 \*NE\_CONSUMO\_MWH -3.8445 )

Long Run Coefficients				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
NE_UNIDADES_GD	0.062509	0.020668	3.024377	0.0034
NE_TEMP_AVG	-0.063652	0.022062	-2.885104	0.0051
NE_PRECIP_AVG	0.008268	0.009971	0.829244	0.4096
NE_PIM	-0.110773	0.153507	-0.721614	0.4728
NE_IPCA_REGIONAL	-0.290426	0.277030	-1.048355	0.2978
NE_CAMBIO	-0.069514	0.033262	-2.089878	0.0400
NE_CONSUMO_MWH	0.836025	0.435294	1.920597	0.0586
C	-3.844474	5.910965	-0.650397	0.5174

Fonte: Elaborado pelo autor.

### Anexo 4 - Estimativas completas do modelo ARDL – Região Norte

Dependent Variable: NO\_TARIFA\_DEF  
 Method: ARDL  
 Date: 02/28/25 Time: 12:00  
 Sample (adjusted): 2016M02 2023M12  
 Included observations: 95 after adjustments  
 Maximum dependent lags: 4 (Automatic selection)  
 Model selection method: Akaike info criterion (AIC)  
 Dynamic regressors (4 lags, automatic): NO\_UNIDADES\_GD(-1)  
 NO\_TEMP\_AVG NO\_PRECIP\_AVG NO\_PIM NO\_IPCA\_REGIONAL  
 NO\_CAMBIO NO\_CONSUMO\_MWH  
 Fixed regressors: C  
 Number of models evaluated: 312500  
 Selected Model: ARDL(1, 0, 0, 0, 0, 0, 0)  
 Note: final equation sample is larger than selection sample

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.*
NO_TARIFA_DEF(-1)	0.735610	0.071325	10.31348	0.0000
NO_UNIDADES_GD	0.011931	0.006551	1.821295	0.0720
NO_TEMP_AVG	0.007874	0.005970	1.318809	0.1907
NO_PRECIP_AVG	0.000507	0.000698	0.726712	0.4694
NO_PIM	0.070702	0.038245	1.848655	0.0679
NO_IPCA_REGIONAL	-0.086210	0.088024	-0.979390	0.3301
NO_CAMBIO	-0.008487	0.008638	-0.982497	0.3286
NO_CONSUMO_MWH	-0.044295	0.094155	-0.470448	0.6392
C	2.060131	1.220544	1.687880	0.0951
R-squared	0.873393	Mean dependent var		5.995339
Adjusted R-squared	0.861616	S.D. dependent var		0.080445
S.E. of regression	0.029925	Akaike info criterion		-4.090273
Sum squared resid	0.077016	Schwarz criterion		-3.848326
Log likelihood	203.2879	Hannan-Quinn criter.		-3.992508
F-statistic	74.15850	Durbin-Watson stat		2.159978
Prob(F-statistic)	0.000000			

\*Note: p-values and any subsequent tests do not account for model selection

**Fonte:** Elaborado pelo autor.

## Anexo 5 – Bounds Test - Norte

ARDL Bounds Test

Date: 02/28/25 Time: 12:01

Sample: 2016M02 2023M12

Included observations: 94

Null Hypothesis: No long-run relationships exist

Test Statistic	Value	k
F-statistic	2.454724	7

Critical Value Bounds

Significance	I0 Bound	I1 Bound
10%	1.92	2.89
5%	2.17	3.21
2.5%	2.43	3.51
1%	2.73	3.9

Test Equation:

Dependent Variable: D(NO\_TARIFA\_DEF)

Method: Least Squares

Date: 02/28/25 Time: 12:01

Sample (adjusted): 2016M03 2023M12

Included observations: 94 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	1.283051	1.203480	1.066118	0.2894
NO_UNIDADES_GD(-1)	0.007956	0.006530	1.218398	0.2264
NO_TEMP_AVG(-1)	0.001480	0.006046	0.244859	0.8072
NO_PRECIP_AVG(-1)	-0.000273	0.000703	-0.387843	0.6991
NO_PIM(-1)	0.085133	0.039328	2.164700	0.0332
NO_IPCA_REGIONAL(-1)	-0.071604	0.089147	-0.803210	0.4241
NO_CAMBIO(-1)	-0.005080	0.008615	-0.589624	0.5570
NO_CONSUMO_MWH(-1)	0.002699	0.094382	0.028602	0.9772
NO_TARIFA_DEF(-1)	-0.239085	0.072623	-3.292167	0.0014
R-squared	0.202382	Mean dependent var		0.002252
Adjusted R-squared	0.127312	S.D. dependent var		0.032252
S.E. of regression	0.030129	Akaike info criterion		-4.075800
Sum squared resid	0.077160	Schwarz criterion		-3.832293
Log likelihood	200.5626	Hannan-Quinn criter.		-3.977441
F-statistic	2.695913	Durbin-Watson stat		2.109423
Prob(F-statistic)	0.010800			

**Fonte:** Elaborado pelo autor.

## Anexo 6 – Cointegração de Curto e Longo Prazo - Norte

ARDL Cointegrating And Long Run Form  
 Dependent Variable: NO\_TARIFA\_DEF  
 Selected Model: ARDL(1, 0, 0, 0, 0, 0, 0)  
 Date: 02/28/25 Time: 12:01  
 Sample: 2016M01 2023M12  
 Included observations: 95

Cointegrating Form				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
D(NO_UNIDADES_GD)	0.006803	0.007770	0.875503	0.3837
D(NO_TEMP_AVG)	0.009938	0.006091	1.631654	0.1064
D(NO_PRECIP_AVG)	0.000725	0.000873	0.830868	0.4083
D(NO_PIM)	0.047483	0.037763	1.257377	0.2120
D(NO_IPCA_REGIONAL)	-0.147203	0.510432	-0.288389	0.7737
D(NO_CAMBIO)	-0.017585	0.019256	-0.913195	0.3637
D(NO_CONSUMO_MWH)	-0.098691	0.095535	-1.033028	0.3045
CointEq(-1)	-0.285432	0.062607	-4.559098	0.0000

Cointeq = NO\_TARIFA\_DEF - (0.0451\*NO\_UNIDADES\_GD(-1) + 0.0298  
 \*NO\_TEMP\_AVG + 0.0019\*NO\_PRECIP\_AVG + 0.2674\*NO\_PIM -0.3261  
 \*NO\_IPCA\_REGIONAL -0.0321\*NO\_CAMBIO -0.1675  
 \*NO\_CONSUMO\_MWH + 7.7920 )

Long Run Coefficients				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
NO_UNIDADES_GD	0.045127	0.020235	2.230087	0.0283
NO_TEMP_AVG	0.029781	0.021522	1.383742	0.1700
NO_PRECIP_AVG	0.001919	0.002582	0.743219	0.4594
NO_PIM	0.267417	0.154914	1.726232	0.0879
NO_IPCA_REGIONAL	-0.326071	0.328592	-0.992329	0.3238
NO_CAMBIO	-0.032100	0.030130	-1.065380	0.2897
NO_CONSUMO_MWH	-0.167537	0.346846	-0.483029	0.6303
C	7.792030	3.633279	2.144628	0.0348

Fonte: Elaborado pelo autor.

## Anexo 7 - Estimativas completas do modelo ARDL – Região Centro-Oeste

Dependent Variable: CO\_TARIFA\_DEF  
 Method: ARDL  
 Date: 02/28/25 Time: 11:34  
 Sample (adjusted): 2016M05 2023M12  
 Included observations: 92 after adjustments  
 Maximum dependent lags: 4 (Automatic selection)  
 Model selection method: Akaike info criterion (AIC)  
 Dynamic regressors (4 lags, automatic): CO\_UNIDADES\_GD(-3)  
 CO\_TEMP\_AVG CO\_PRECIP\_AVG CO\_PIM CO\_IPCA\_REGIONAL  
 CO\_CAMBIO CO\_CONSUMO\_MWH  
 Fixed regressors: C  
 Number of models evaluated: 312500  
 Selected Model: ARDL(1, 1, 0, 0, 0, 2, 4, 1)  
 Note: final equation sample is larger than selection sample

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.*
CO_TARIFA_DEF(-1)	0.810684	0.057639	14.06473	0.0000
CO_UNIDADES_GD	0.023804	0.006868	3.465963	0.0009
CO_UNIDADES_GD(-1)	-0.017560	0.006774	-2.592400	0.0115
CO_TEMP_AVG	0.006131	0.004107	1.492739	0.1397
CO_PRECIP_AVG	0.000158	0.001238	0.128036	0.8985
CO_PIM	0.051505	0.022152	2.325045	0.0228
CO_IPCA_REGIONAL	1.721207	0.749150	2.297546	0.0244
CO_IPCA_REGIONAL(-1)	0.199354	1.148447	0.173586	0.8627
CO_IPCA_REGIONAL(-2)	-1.874054	0.765244	-2.448961	0.0167
CO_CAMBIO	0.014587	0.020255	0.720196	0.4736
CO_CAMBIO(-1)	-0.030444	0.028985	-1.050339	0.2969
CO_CAMBIO(-2)	0.045067	0.029172	1.544868	0.1266
CO_CAMBIO(-3)	-0.001299	0.028977	-0.044828	0.9644
CO_CAMBIO(-4)	-0.040046	0.019795	-2.022993	0.0466
CO_CONSUMO_MWH	-0.108002	0.115119	-0.938171	0.3512
CO_CONSUMO_MWH(-1)	0.118116	0.083722	1.410809	0.1624
C	0.353808	1.270391	0.278503	0.7814
R-squared	0.913824	Mean dependent var		5.933716
Adjusted R-squared	0.895439	S.D. dependent var		0.086257
S.E. of regression	0.027892	Akaike info criterion		-4.155695
Sum squared resid	0.058347	Schwarz criterion		-3.689712
Log likelihood	208.1620	Hannan-Quinn criter.		-3.967621
F-statistic	49.70671	Durbin-Watson stat		1.921905
Prob(F-statistic)	0.000000			

\*Note: p-values and any subsequent tests do not account for model selection.

Fonte: Elaborado pelo autor.

### Anexo 8 – Bounds Test - Centro-Oeste

ARDL Bounds Test  
 Date: 02/28/25 Time: 11:34  
 Sample: 2016M05 2023M12  
 Included observations: 92  
 Null Hypothesis: No long-run relationships exist

Test Statistic	Value	k
F-statistic	3.166254	7

#### Critical Value Bounds

Significance	I0 Bound	I1 Bound
10%	1.92	2.89
5%	2.17	3.21
2.5%	2.43	3.51
1%	2.73	3.9

Test Equation:  
 Dependent Variable: D(CO\_TARIFA\_DEF)  
 Method: Least Squares  
 Date: 02/28/25 Time: 11:34  
 Sample: 2016M05 2023M12  
 Included observations: 92

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
D(CO_UNIDADES_GD)	0.023562	0.007127	3.305956	0.0015
D(CO_IPCA_REGIONAL)	1.696683	0.768168	2.208739	0.0302
D(CO_IPCA_REGIONAL(-1))	1.683296	0.769881	2.186436	0.0319
D(CO_CAMBIO)	0.018001	0.020554	0.875780	0.3839
D(CO_CAMBIO(-1))	-0.002765	0.020119	-0.137430	0.8911
D(CO_CAMBIO(-2))	0.041573	0.019850	2.094346	0.0396
D(CO_CAMBIO(-3))	0.031759	0.020277	1.566244	0.1215
D(CO_CONSUMO_MWH)	-0.057171	0.108453	-0.527152	0.5996
C	1.008667	1.882369	0.535850	0.5936
CO_UNIDADES_GD(-4)	0.006473	0.006265	1.033162	0.3048
CO_TEMP_AVG(-1)	0.002930	0.005408	0.541812	0.5896
CO_PRECIP_AVG(-1)	0.000197	0.001319	0.149574	0.8815
CO_PIM(-1)	0.053191	0.022664	2.346943	0.0216
CO_IPCA_REGIONAL(-1)	0.045720	0.070342	0.649963	0.5177
CO_CAMBIO(-1)	-0.010883	0.009476	-1.148487	0.2544
CO_CONSUMO_MWH(-1)	-0.025130	0.138517	-0.181421	0.8565
CO_TARIFA_DEF(-1)	-0.200441	0.058025	-3.454409	0.0009
R-squared	0.396210	Mean dependent var		0.002059
Adjusted R-squared	0.267401	S.D. dependent var		0.032989
S.E. of regression	0.028236	Akaike info criterion		-4.131172
Sum squared resid	0.059795	Schwarz criterion		-3.665190
Log likelihood	207.0339	Hannan-Quinn criter.		-3.943098
F-statistic	3.075955	Durbin-Watson stat		1.949842
Prob(F-statistic)	0.000526			

**Fonte:** Elaborado pelo autor.

## Anexo 9 – Cointegração de Curto e Longo Prazo - Centro-Oeste

ARDL Cointegrating And Long Run Form  
 Dependent Variable: CO\_TARIFA\_DEF  
 Selected Model: ARDL(1, 1, 0, 0, 0, 2, 4, 1)  
 Date: 02/28/25 Time: 11:35  
 Sample: 2016M01 2023M12  
 Included observations: 92

Cointegrating Form				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
D(CO_UNIDADES_GD)	0.023849	0.005800	4.112203	0.0001
D(CO_TEMP_AVG)	0.005246	0.003399	1.543210	0.1270
D(CO_PRECIP_AVG)	-0.000598	0.001700	-0.351570	0.7261
D(CO_PIM)	0.039172	0.030540	1.282661	0.2036
D(CO_IPCA_REGIONAL)	1.712053	0.618532	2.767930	0.0071
D(CO_IPCA_REGIONAL(-1))	1.864718	0.677870	2.750850	0.0074
D(CO_CAMBIO)	0.014920	0.017837	0.836486	0.4055
D(CO_CAMBIO(-1))	-0.004656	0.018328	-0.254056	0.8001
D(CO_CAMBIO(-2))	0.041953	0.017994	2.331505	0.0224
D(CO_CAMBIO(-3))	0.039473	0.018260	2.161761	0.0338
D(CO_CONSUMO_MWH)	-0.099277	0.079846	-1.243366	0.2176
CointEq(-1)	-0.190828	0.033186	-5.750227	0.0000

Cointeq = CO\_TARIFA\_DEF - (0.0330\*CO\_UNIDADES\_GD + 0.0324  
 \*CO\_TEMP\_AVG + 0.0008\*CO\_PRECIP\_AVG + 0.2721\*CO\_PIM + 0.2457  
 \*CO\_IPCA\_REGIONAL -0.0641\*CO\_CAMBIO + 0.0534  
 \*CO\_CONSUMO\_MWH + 1.8689 )

Long Run Coefficients				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
CO_UNIDADES_GD	0.032980	0.029363	1.123186	0.0649
CO_TEMP_AVG	0.032384	0.023936	1.352942	0.1801
CO_PRECIP_AVG	0.000837	0.006543	0.127907	0.8986
CO_PIM	0.272055	0.150439	1.808407	0.0746
CO_IPCA_REGIONAL	0.245659	0.368535	0.666582	0.5071
CO_CAMBIO	-0.064098	0.048523	-1.320973	0.1905
CO_CONSUMO_MWH	0.053425	0.476678	0.112077	0.9111
C	1.868871	6.644020	0.281286	0.7793

**Fonte:** Elaborado pelo autor.

## Anexo 10 - Estimativas completas do modelo ARDL – Região Sudeste

Dependent Variable: SE\_TARIFA\_DEF  
 Method: ARDL  
 Date: 02/28/25 Time: 11:43  
 Sample (adjusted): 2016M05 2023M12  
 Included observations: 92 after adjustments  
 Maximum dependent lags: 4 (Automatic selection)  
 Model selection method: Akaike info criterion (AIC)  
 Dynamic regressors (4 lags, automatic): SE\_UNIDADES\_GD(-3)  
 SE\_TEMP\_AVG SE\_PRECIP\_AVG SE\_PIM SE\_IPCA\_REGIONAL  
 SE\_CAMBIO SE\_CONSUMO\_MWH  
 Fixed regressors: C  
 Number of models evaluated: 312500  
 Selected Model: ARDL(2, 0, 2, 0, 0, 2, 4, 0)  
 Note: final equation sample is larger than selection sample

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.*
SE_TARIFA_DEF(-1)	0.972928	0.101887	9.549123	0.0000
SE_TARIFA_DEF(-2)	-0.205720	0.100057	-2.056025	0.0433
SE_UNIDADES_GD	0.010630	0.006154	1.727173	0.0483
SE_TEMP_AVG	-0.004192	0.003078	-1.362034	0.1773
SE_TEMP_AVG(-1)	-0.002573	0.003689	-0.697480	0.4877
SE_TEMP_AVG(-2)	-0.004903	0.002859	-1.714573	0.0906
SE_PRECIP_AVG	8.85E-05	0.000890	0.099395	0.9211
SE_PIM	0.017043	0.051022	0.334035	0.7393
SE_IPCA_REGIONAL	2.696614	1.027347	2.624832	0.0105
SE_IPCA_REGIONAL(-1)	-1.404035	1.591155	-0.882400	0.3804
SE_IPCA_REGIONAL(-2)	-1.273368	0.973749	-1.307697	0.1950
SE_CAMBIO	-0.023362	0.019404	-1.203948	0.2324
SE_CAMBIO(-1)	0.061068	0.028565	2.137903	0.0358
SE_CAMBIO(-2)	-0.022525	0.027520	-0.818493	0.4157
SE_CAMBIO(-3)	0.037763	0.026412	1.429733	0.1570
SE_CAMBIO(-4)	-0.057451	0.018840	-3.049490	0.0032
SE_CONSUMO_MWH	0.244818	0.133623	1.832152	0.0710
C	-2.604618	2.207152	-1.180081	0.2417
R-squared	0.898953	Mean dependent var		5.925093
Adjusted R-squared	0.875739	S.D. dependent var		0.073350
S.E. of regression	0.025856	Akaike info criterion		-4.298948
Sum squared resid	0.049472	Schwarz criterion		-3.805554
Log likelihood	215.7516	Hannan-Quinn criter.		-4.099810
F-statistic	38.72524	Durbin-Watson stat		2.090104
Prob(F-statistic)	0.000000			

\*Note: p-values and any subsequent tests do not account for model selection.

Fonte: Elaborado pelo autor.

### Anexo 11 – Bounds Test - Sudeste

ARDL Bounds Test

Date: 02/28/25 Time: 11:43

Sample: 2016M05 2023M12

Included observations: 92

Null Hypothesis: No long-run relationships exist

Test Statistic	Value	k
F-statistic	3.280435	7

Critical Value Bounds

Significance	I0 Bound	I1 Bound
10%	1.92	2.89
5%	2.17	3.21
2.5%	2.43	3.51
1%	2.73	3.9

Test Equation:

Dependent Variable: D(SE\_TARIFA\_DEF)

Method: Least Squares

Date: 02/28/25 Time: 11:43

Sample: 2016M05 2023M12

Included observations: 92

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
D(SE_TARIFA_DEF(-1))	0.174308	0.104692	1.664961	0.1001
D(SE_TEMP_AVG)	-0.001246	0.002721	-0.457828	0.6484
D(SE_TEMP_AVG(-1))	0.003045	0.003317	0.918163	0.3615
D(SE_IPCA_REGIONAL)	2.310802	1.029553	2.244472	0.0278
D(SE_IPCA_REGIONAL(-1))	1.468922	1.033981	1.420647	0.1596
D(SE_CAMBIO)	-0.023320	0.020197	-1.154667	0.2519
D(SE_CAMBIO(-1))	0.027474	0.019672	1.396592	0.1667
D(SE_CAMBIO(-2))	0.018848	0.019294	0.976849	0.3318
D(SE_CAMBIO(-3))	0.047029	0.019506	2.411001	0.0184
C	2.070581	2.182489	0.948724	0.3458
SE_UNIDADES_GD(-1)	0.006851	0.006500	1.054003	0.2953
SE_TEMP_AVG(-1)	-0.003589	0.004205	-0.853612	0.3961
SE_PRECIP_AVG(-1)	-0.000264	0.000964	-0.273657	0.7851
SE_PIM(-1)	0.049365	0.044683	1.104787	0.2728
SE_IPCA_REGIONAL(-1)	-0.042146	0.069189	-0.609141	0.5443
SE_CAMBIO(-1)	-0.005621	0.009393	-0.598406	0.5514
SE_CONSUMO_MWH(-1)	-0.044924	0.130787	-0.343492	0.7322
SE_TARIFA_DEF(-1)	-0.224910	0.058360	-3.853826	0.0002
R-squared	0.395213	Mean dependent var		0.000396
Adjusted R-squared	0.256276	S.D. dependent var		0.030825
S.E. of regression	0.026583	Akaike info criterion		-4.243492
Sum squared resid	0.052293	Schwarz criterion		-3.750098
Log likelihood	213.2006	Hannan-Quinn criter.		-4.044354
F-statistic	2.844542	Durbin-Watson stat		2.033677
Prob(F-statistic)	0.001012			

**Fonte:** Elaborado pelo autor.

## Anexo 12 – Cointegração de Curto e Longo Prazo - Sudeste

ARDL Cointegrating And Long Run Form  
 Dependent Variable: SE\_TARIFA\_DEF  
 Selected Model: ARDL(2, 0, 2, 0, 0, 2, 4, 0)  
 Date: 02/28/25 Time: 11:44  
 Sample: 2016M01 2023M12  
 Included observations: 92

Cointegrating Form				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
D(SE_TARIFA_DEF(-1))	0.204262	0.092220	2.214945	0.0298
D(SE_UNIDADES_GD)	0.010801	0.007160	1.508402	0.1357
D(SE_TEMP_AVG)	-0.004524	0.002420	-1.868986	0.0656
D(SE_TEMP_AVG(-1))	0.004800	0.002518	1.906069	0.0605
D(SE_PRECIP_AVG)	-0.000132	0.001005	-0.131738	0.8955
D(SE_PIM)	0.002093	0.039737	0.052663	0.9581
D(SE_IPCA_REGIONAL)	2.704958	0.880158	3.073264	0.0030
D(SE_IPCA_REGIONAL(-1))	1.304998	0.909433	1.434959	0.1555
D(SE_CAMBIO)	-0.023812	0.017181	-1.385949	0.1699
D(SE_CAMBIO(-1))	0.041214	0.018243	2.259142	0.0268
D(SE_CAMBIO(-2))	0.021095	0.017161	1.229206	0.2229
D(SE_CAMBIO(-3))	0.057044	0.016873	3.380826	0.0012
D(SE_CONSUMO_MWH)	0.262130	0.094443	2.775548	0.0070
CointEq(-1)	-0.235698	0.040529	-5.815554	0.0000

Cointeq = SE\_TARIFA\_DEF - (0.0457\*SE\_UNIDADES\_GD -0.0501  
 \*SE\_TEMP\_AVG + 0.0004\*SE\_PRECIP\_AVG + 0.0732\*SE\_PIM + 0.0825  
 \*SE\_IPCA\_REGIONAL -0.0194\*SE\_CAMBIO + 1.0517  
 \*SE\_CONSUMO\_MWH -11.1886 )

Long Run Coefficients				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
SE_UNIDADES_GD	0.045662	0.025288	1.805654	0.0750
SE_TEMP_AVG	-0.050122	0.022177	-2.260127	0.0268
SE_PRECIP_AVG	0.000380	0.003820	0.099537	0.9210
SE_PIM	0.073212	0.223327	0.327826	0.7440
SE_IPCA_REGIONAL	0.082526	0.277352	0.297548	0.7669
SE_CAMBIO	-0.019358	0.039564	-0.489288	0.6261
SE_CONSUMO_MWH	1.051658	0.609899	1.724316	0.0888
C	-11.188601	10.149742	-1.102353	0.2739

**Fonte:** Elaborado pelo autor.

### Anexo 13 - Estimativas completas do modelo ARDL – Região Sul

Dependent Variable: SUL\_TARIFA\_DEF  
 Method: ARDL  
 Date: 02/28/25 Time: 11:39  
 Sample (adjusted): 2016M06 2023M12  
 Included observations: 91 after adjustments  
 Maximum dependent lags: 4 (Automatic selection)  
 Model selection method: Akaike info criterion (AIC)  
 Dynamic regressors (4 lags, automatic): SUL\_UNIDADES\_GD(-4)  
 SUL\_TEMP\_AVG SUL\_PRECIP\_AVG SUL\_PIM SUL\_IPCA\_REGIONA  
 L SUL\_CAMBIO SUL\_CONSUMO\_MWH  
 Fixed regressors: C  
 Number of models evaluated: 312500  
 Selected Model: ARDL(2, 1, 0, 3, 0, 4, 4, 1)  
 Note: final equation sample is larger than selection sample

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.*
SUL_TARIFA_DEF(-1)	1.416011	0.088944	15.92018	0.0000
SUL_TARIFA_DEF(-2)	-0.578040	0.088348	-6.542762	0.0000
SUL_UNIDADES_GD	0.042123	0.012563	3.352857	0.0013
SUL_UNIDADES_GD(-1)	-0.036846	0.012093	-3.046816	0.0033
SUL_TEMP_AVG	-0.002619	0.001208	-2.168608	0.0336
SUL_PRECIP_AVG	-0.000534	0.000861	-0.619615	0.5376
SUL_PRECIP_AVG(-1)	0.001020	0.000943	1.081522	0.2833
SUL_PRECIP_AVG(-2)	-0.001222	0.000912	-1.339624	0.1848
SUL_PRECIP_AVG(-3)	0.001008	0.000933	1.080151	0.2839
SUL_PIM	0.069640	0.032436	2.147009	0.0354
SUL_IPCA_REGIONAL	0.902890	0.575220	1.569644	0.1211
SUL_IPCA_REGIONAL(-1)	0.918774	0.902401	1.018143	0.3122
SUL_IPCA_REGIONAL(-2)	-3.943147	0.942654	-4.183026	0.0001
SUL_IPCA_REGIONAL(-3)	3.426022	0.952787	3.595790	0.0006
SUL_IPCA_REGIONAL(-4)	-1.308495	0.581389	-2.250636	0.0276
SUL_CAMBIO	0.003779	0.015528	0.243395	0.8084
SUL_CAMBIO(-1)	0.027689	0.022341	1.239409	0.2195
SUL_CAMBIO(-2)	-0.011105	0.022680	-0.489649	0.6260
SUL_CAMBIO(-3)	-0.002239	0.022566	-0.099241	0.9212
SUL_CAMBIO(-4)	-0.024521	0.015938	-1.538547	0.1286
SUL_CONSUMO_MWH	0.189219	0.072089	2.624782	0.0107
SUL_CONSUMO_MWH(-1)	-0.154422	0.052425	-2.945544	0.0044
C	0.140176	0.988788	0.141765	0.8877
R-squared	0.952404	Mean dependent var		5.848679
Adjusted R-squared	0.937006	S.D. dependent var		0.082794
S.E. of regression	0.020780	Akaike info criterion		-4.695479
Sum squared resid	0.029364	Schwarz criterion		-4.060867
Log likelihood	236.6443	Hannan-Quinn criter.		-4.439453
F-statistic	61.84987	Durbin-Watson stat		2.112951
Prob(F-statistic)	0.000000			

\*Note: p-values and any subsequent tests do not account for model selection.

Fonte: Elaborado pelo autor.

### Anexo 14 – Bounds Test - Sul

ARDL Bounds Test

Date: 02/28/25 Time: 11:40

Sample: 2016M06 2023M12

Included observations: 91

Null Hypothesis: No long-run relationships exist

Test Statistic	Value	k
F-statistic	3.398411	7

Critical Value Bounds

Significance	I0 Bound	I1 Bound
10%	1.92	2.89
5%	2.17	3.21
2.5%	2.43	3.51
1%	2.73	3.9

Test Equation:

Dependent Variable: D(SUL\_TARIFA\_DEF)

Method: Least Squares

Date: 02/28/25 Time: 11:40

Sample: 2016M06 2023M12

Included observations: 91

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
D(SUL_TARIFA_DEF(-1))	0.541039	0.094639	5.716871	0.0000
D(SUL_UNIDADES_GD(-4))	0.035746	0.013452	2.657262	0.0098
D(SUL_PRECIP_AVG)	-0.000668	0.000905	-0.737936	0.4631
D(SUL_PRECIP_AVG(-1))	-0.000253	0.001248	-0.202754	0.8399
D(SUL_PRECIP_AVG(-2))	-0.001412	0.000980	-1.440979	0.1542
D(SUL_IPCA_REGIONAL)	1.045770	0.606430	1.724468	0.0892
D(SUL_IPCA_REGIONAL(-1))	1.924516	0.603867	3.186988	0.0022
D(SUL_IPCA_REGIONAL(-2))	-1.795962	0.630318	-2.849296	0.0058
D(SUL_IPCA_REGIONAL(-3))	1.399505	0.619307	2.259792	0.0270
D(SUL_CAMBIO)	0.000361	0.016275	0.022196	0.9824
D(SUL_CAMBIO(-1))	0.025226	0.016480	1.530714	0.1305
D(SUL_CAMBIO(-2))	0.032296	0.017711	1.823517	0.0726
D(SUL_CAMBIO(-3))	0.029177	0.016981	1.718198	0.0903
D(SUL_CONSUMO_MWH)	0.105766	0.065765	1.608257	0.1124
C	0.762202	1.191503	0.639698	0.5245
SUL_UNIDADES_GD(-5)	0.007397	0.006727	1.099554	0.2754
SUL_TEMP_AVG(-1)	-0.001992	0.001470	-1.355219	0.1798
SUL_PRECIP_AVG(-1)	0.000240	0.001462	0.164001	0.8702
SUL_PIM(-1)	0.041395	0.035050	1.181032	0.2417
SUL_IPCA_REGIONAL(-1)	-0.026417	0.067162	-0.393331	0.6953
SUL_CAMBIO(-1)	-0.007724	0.007502	-1.029643	0.3068
SUL_CONSUMO_MWH(-1)	0.015097	0.070305	0.214739	0.8306
SUL_TARIFA_DEF(-1)	-0.180596	0.039477	-4.574736	0.0000
R-squared	0.626730	Mean dependent var		5.33E-05
Adjusted R-squared	0.505966	S.D. dependent var		0.031044
S.E. of regression	0.021820	Akaike info criterion		-4.597810
Sum squared resid	0.032377	Schwarz criterion		-3.963197
Log likelihood	232.2003	Hannan-Quinn criter.		-4.341783
F-statistic	5.189710	Durbin-Watson stat		2.063906
Prob(F-statistic)	0.000000			

### Anexo 15 – Cointegração de Curto e Longo Prazo - Sul

ARDL Cointegrating And Long Run Form  
 Dependent Variable: SUL\_TARIFA\_DEF  
 Selected Model: ARDL(2, 1, 0, 3, 0, 4, 4, 1)  
 Date: 02/28/25 Time: 11:40  
 Sample: 2016M01 2023M12  
 Included observations: 91

Cointegrating Form				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
D(SUL_TARIFA_DEF(-1))	0.583197	0.080979	7.201784	0.0000
D(SUL_UNIDADES_GD	0.042116	0.011025	3.820096	0.0003
D(SUL_TEMP_AVG)	-0.003307	0.001300	-2.543797	0.0132
D(SUL_PRECIP_AVG)	-0.000449	0.000728	-0.617043	0.5393
D(SUL_PRECIP_AVG(-1))	0.000233	0.000890	0.262326	0.7939
D(SUL_PRECIP_AVG(-2))	-0.001092	0.000762	-1.432730	0.1565
D(SUL_PIM)	0.050030	0.026188	1.910391	0.0603
D(SUL_IPCA_REGIONAL)	0.957792	0.486895	1.967141	0.0532
D(SUL_IPCA_REGIONAL(-1))	1.867575	0.524910	3.557897	0.0007
D(SUL_IPCA_REGIONAL(-2))	-2.180204	0.563230	-3.870893	0.0002
D(SUL_IPCA_REGIONAL(-3))	1.345183	0.500421	2.688102	0.0090
D(SUL_CAMBIO)	0.003928	0.013420	0.292699	0.7706
D(SUL_CAMBIO(-1))	0.037617	0.014277	2.634787	0.0104
D(SUL_CAMBIO(-2))	0.028242	0.014497	1.948086	0.0555
D(SUL_CAMBIO(-3))	0.023260	0.014108	1.648720	0.1038
D(SUL_CONSUMO_MWH)	0.200337	0.053440	3.748830	0.0004
CointEq(-1)	-0.166602	0.026062	-6.392455	0.0000

Cointeq = SUL\_TARIFA\_DEF - (0.0326\*SUL\_UNIDADES\_GD -0.0162  
 \*SUL\_TEMP\_AVG + 0.0017\*SUL\_PRECIP\_AVG + 0.4298\*SUL\_PIM  
 -0.0244\*SUL\_IPCA\_REGIONAL -0.0395\*SUL\_CAMBIO + 0.2148  
 \*SUL\_CONSUMO\_MWH + 0.8651 )

Long Run Coefficients				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
SUL_UNIDADES_GD	0.032570	0.038546	0.844980	0.0411
SUL_TEMP_AVG	-0.016166	0.008946	-1.807046	0.0752
SUL_PRECIP_AVG	0.001685	0.008568	0.196720	0.8446
SUL_PIM	0.429797	0.223668	1.921589	0.0588
SUL_IPCA_REGIONAL	-0.024419	0.392682	-0.062185	0.9506
SUL_CAMBIO	-0.039480	0.044080	-0.895647	0.3736
SUL_CONSUMO_MWH	0.214761	0.333513	0.643934	0.5218
C	0.865129	6.039489	0.143245	0.8865

**Fonte:** Elaborado pelo autor.

**Anexo 16 – Resultado efeitos fixos**

	<b>Variável</b>	<b>(1) log_receita_def</b>
Unidades GD	log_unidades_gd	-0.0175*** (0.000881)
Unidade Consumidoras	log_unid_cons	0.667*** (0.00844)
Tarifa Deflacionada	log_tarifa_def	0.886*** (0.0140)
Constante	c	3.676*** (0.125)
	Observations	7,997
	Number of	108
	id_empresa	
	R-squared	0.612

Standard errors in parentheses

\*\*\* p<0.01, \*\* p<0.05, \* p<0.1

**Fonte:** Elaborado pelo autor

### Anexo 17 – Relação das distribuidoras brasileiras

<b>Sigla</b>	<b>Nome Completo</b>
Amazonas Energia	Amazonas Distribuidora de Energia S.A.
Castro - DIS	Departamento de Iluminação e Serviços de Castro
Cedrap	Cooperativa de Eletrificação e Desenvolvimento da Região de Adamantina
Cedri	Cooperativa de Distribuição de Energia Elétrica de Iacri
CEGERO	Cooperativa de Geração de Energia e Desenvolvimento de Ourinhos
Cejama	Cooperativa de Eletrificação de Jacinto Machado
Cellesc-DIS	Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. - Distribuição
CELETRO	Cooperativa de Eletrificação Centro Jacuí Ltda.
Cemig-D	Companhia Energética de Minas Gerais - Distribuição
Cemirim	Cooperativa de Eletrificação de Mirandópolis
Ceprag	Cooperativa de Eletrificação Rural do Alto Gavião
Ceraça	Cooperativa de Eletrificação Rural de Cacique Doble
Ceral Anitápolis	Cooperativa de Eletrificação Rural de Anitápolis
Ceral Araruama	Cooperativa de Eletrificação Rural de Araruama
Ceral DIS	Cooperativa de Eletrificação Rural de Lins
Cerbranorte	Cooperativa de Eletrificação de Braço do Norte
CERCI	Cooperativa de Eletrificação Centro Serrana
Cercos	Cooperativa Regional de Eletrificação Rural do Sertão de Sobradinho
Cerej	Cooperativa de Eletrificação Rural de Espírito Santo do Pinhal
Ceres	Cooperativa Regional de Eletrificação Rural do Alto Uruguai Ltda.
CERFOX	Cooperativa de Energia e Desenvolvimento Rural do Oeste Catarinense
Cergal	Cooperativa de Eletrificação Rural de Garopaba
Cergapa	Cooperativa de Eletrificação Rural de Gaurama
Cergal	Cooperativa de Eletrificação de Gravatal
Ceriluz	Cooperativa de Distribuição de Energia Teutônia Ltda.
Cerim	Cooperativa de Eletrificação Rural de Ibirubá
Ceripa	Cooperativa de Eletrificação Rural de Palmares do Sul
Ceris	Cooperativa de Eletrificação Rural de São Sepé
CERMC	Cooperativa de Eletrificação Rural Monte Carlo Ltda.
Cermissões	Cooperativa de Distribuição de Energia Cermissões
Cermoful	Cooperativa de Eletrificação Rural de Forquilha Ltda.
Cernhe	Cooperativa de Energia Rural Nova Horizonte
Cerpalo	Cooperativa de Distribuição de Energia Elétrica de Palmitos Ltda.
Cerpro	Cooperativa de Eletrificação Rural de Progresso
CERRP	Cooperativa de Eletrificação Rural de Paraíso
Cersad	Cooperativa de Eletrificação Rural de Santo Antônio do Descoberto
Cersul	Cooperativa de Distribuição de Energia Elétrica CERSUL
Certaja	Cooperativa de Energia Certaja

Certel	Certel Energia
CERTHIL	Cooperativa de Distribuição de Energia Teutônia Ltda.
Certrel	Cooperativa de Eletrificação Rural da Região de Candelária
CERVAM	Cooperativa de Eletrificação Rural do Vale do Mampituba
Cetril	Cooperativa de Distribuição de Energia Elétrica de Três Palmeiras
Chesp	Companhia Hidrelétrica São Patrício
Cocel	Companhia Campolarguense de Energia
Codesam	Companhia de Desenvolvimento de Santo Antônio de Matupi
Coopera	Cooperativa de Energia do Vale do Araranguá
Cooperaliança	Cooperativa Aliança Ltda.
Coopercocal	Cooperativa de Eletricidade de Cocal do Sul
Cooperluz	Cooperativa de Distribuição de Energia Elétrica
Coopermila	Cooperativa de Eletricidade de São Ludgero Ltda.
COOPERNORTE	Cooperativa de Energia e Desenvolvimento Norte Catarinense Ltda.
COOPERSUL	Cooperativa de Distribuição de Energia Elétrica CooperSul Ltda.
COOPERZEM	Cooperativa de Energia ZEM
Coorsel	Cooperativa Regional Sul de Eletrificação Rural Ltda.
Copel-DIS	Companhia Paranaense de Energia - Distribuição
COPREL	Cooperativa de Geração de Energia e Desenvolvimento - COPREL
CPFL Paulista	CPFL Paulista - Companhia Paulista de Força e Luz
CPFL Piratininga	CPFL Piratininga - Companhia Piratininga de Força e Luz
CPFL Santa Cruz	CPFL Santa Cruz - Companhia Santa Cruz de Energia
Credez-D	Cooperativa Regional de Energia e Desenvolvimento Ijuí Ltda.
Crerel	Cooperativa Regional de Eletrificação Rural do Alto Uruguai
Dcelt	Departamento de Energia de Clevelândia
Demei	Departamento Municipal de Energia de Ijuí
DMED	Departamento Municipal de Energia de Poços de Caldas
EDP ES	EDP Espírito Santo - Escelsa
EDP SP	EDP São Paulo - Bandeirante Energia
EFLJC	Empresa Força e Luz João Cesa Ltda.
Eflul	Empresa Força e Luz Urussanga Ltda.
Eletrocar	Centrais Elétricas de Carazinho S.A.
ELFSM	Energia Elétrica de Santa Maria Ltda.
Enel CE	Enel Distribuição Ceará
Enel RJ	Enel Distribuição Rio
Enel SP	Enel Distribuição São Paulo
Energisa AC	Energisa Acre S.A.
Energisa Minas Rio	Energisa Minas Gerais e Rio de Janeiro
Energisa MS	Energisa Mato Grosso do Sul
Energisa MT	Energisa Mato Grosso

Energisa PB	Energisa Paraíba
Energisa RO	Energisa Rondônia
Energisa SE	Energisa Sergipe
Energisa Sul Sudeste	Energisa Sul-Sudeste
Energisa TO	Energisa Tocantins
Equatorial AL	Equatorial Alagoas
Equatorial CEA	Equatorial Amapá (antiga CEA)
Equatorial CEEE	Equatorial Rio Grande do Sul (antiga CEEE-D)
Equatorial GO	Equatorial Goiás (antiga CELG-D)
Equatorial MA	Equatorial Maranhão
Equatorial PA	Equatorial Pará
Equatorial PI	Equatorial Piauí
Hidropan	Hidropan - Hidrelétrica Panambi Ltda.
Light	Light S.A.
MuxEnergia	Muxenergia Distribuidora de Energia Ltda.
Neoenergia Brasília	Neoenergia Distribuição Brasília
Neoenergia Coelba	Neoenergia Coelba - Companhia de Eletricidade da Bahia
Neoenergia Cosern	Neoenergia Cosern - Companhia Energética do RN
Neoenergia Elektro	Neoenergia Elektro
Neoenergia Pernambuco	Neoenergia Pernambuco - Companhia Energética de Pernambuco (Celpe)
Nova Palma	Cooperativa Nova Palma Ltda.
Pacto Energia	Pacto Energia S.A.
RGE	Rio Grande Energia S.A.
Roraima Energia	Roraima Energia S.A.
Sulgipe	Companhia Sul Sergipana de Eletricidade

---

**Fonte:** Aneel (2025).